

RICCIA – TUFARA -
GAMBATESA

REGIONE MOLISE

PROVINCIA DI
CAMPOBASSO

**IMPIANTO EOLICO DA 55 MW COMPOSTO DA N. 10
AEROGENERATORI RICADENTI NEI COMUNI DI
RICCIA, TUFARA E GAMBATESA IN PROVINCIA DI
CAMPOBASSO, CON RELATIVE OPERE ED
INFRASTRUTTURE**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE STUDIO ANEMOLOGICO

Proponente:

EN.IT s.r.l.
Via Antonio Locatelli n.1
37122 Verona
P.IVA 04642500237
www.enitspa.it
enitsrl@pec.enitspa.it

Progettazione:

WH Group s.r.l.
Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR)
P.IVA 12336131003
ingegneria@enitgroup.eu

Ing. Antonio Tartaglia



Spazio riservato agli Enti:

File: 2022030_6.9_RelazioneStudioAnemologico		Cod. 2022030		Scala: ---	
6.9	Rev.	Data	Descrizione	Redatto	Approvato
	00	24/07/2023	Prima emissione	A. Tartaglia	S.M. Caputo
WH Group s.r.l. Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR) – P.IVA 12336131003 ingegneria@enitgroup.eu					

INDICE

1	PREMESSA	4
2	DATI DI PROGETTO	6
3	DESCRIZIONE DELLE OPERE E DELLE SCELTE PROGETTUALI.....	7
3.1	Localizzazione dell'impianto	7
3.2	Caratteristiche generali della centrale eolica	9
3.3	Tipologia di aerogeneratore.....	10
4	ANEMOMETRIA	12
5	ANALISI DI PRODUCIBILITA'	16
5.1	Modello orografico digitale.....	19
5.2	Risultati dell'analisi di producibilità	20

Indice delle figure

<i>Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto.....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Esempio di installazione di turbina eolica.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3 – Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13).....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4 – Rosa dei venti dati anemometro e data base ERA 5.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5 - Stazione anemometrica: andamento mensile storico.....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 6 – Stazione anemometrica: andamento mensile</i>	<i>14</i>
<i>Figura 7 – Stazione anemometrica: Rosa dei venti – distribuzione per settori della frequenza del vento a 40 metri di altezza</i>	<i>14</i>
<i>Figura 8 - Curva teorica di Weibull</i>	<i>15</i>
<i>Figura 9 – Curve di potenza e di spinta utilizzata nelle simulazioni.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 10 – Modello orografico digitale.....</i>	<i>20</i>

I PREMESSA

La presente relazione descrive la centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, da realizzarsi nell'agro del Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, in Provincia di Campobasso.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 55 MW, articolata in 10 aereogeneratori di cui 5 da 5 MW e 5 da 6 MW. Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

Tutta la progettazione della centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica e le relative opere ed infrastrutture connesse e necessarie, è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali, ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e ingombri.

La disposizione delle turbine eoliche è stata valutata tenendo in considerazione sia la componente paesaggistica e ambientale (minore impatto ambientale) che quella tecnica (migliore resa energetica a parità di costi dell'impianto).

I principali condizionamenti alla base delle scelte progettuali sono legati ai seguenti aspetti:

- ❖ normativa in vigore;
- ❖ presenza di risorse ambientali e paesaggistiche;
- ❖ vincoli territoriali ed urbanistici;
- ❖ salvaguardia ed efficienza degli insediamenti;
- ❖ presenza di infrastrutture (rete elettrica di trasmissione, viabilità, etc.) e di altri impianti;
- ❖ orografia e caratteristiche del territorio, soprattutto in funzione della producibilità eolica;
- ❖ efficienza e innovazione tecnologica.

Insieme agli aereogeneratori, le opere e le infrastrutture connesse oggetto del presente procedimento autorizzativo sono:

- ❖ Le piazzole nelle vicinanze dell'aereogeneratore per l'installazione e la futura manutenzione delle torri;
- ❖ Le viabilità di accesso agli aereogeneratori;
- ❖ I cavidotti interrati di MT (30 kV) di collegamento degli aereogeneratori per una lunghezza totale di scavo pari a 27,70 km, ricadenti nel comune di Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento;
- ❖ L'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT;
- ❖ La realizzazione di due linee AT tra le stesse nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte del Proponente e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

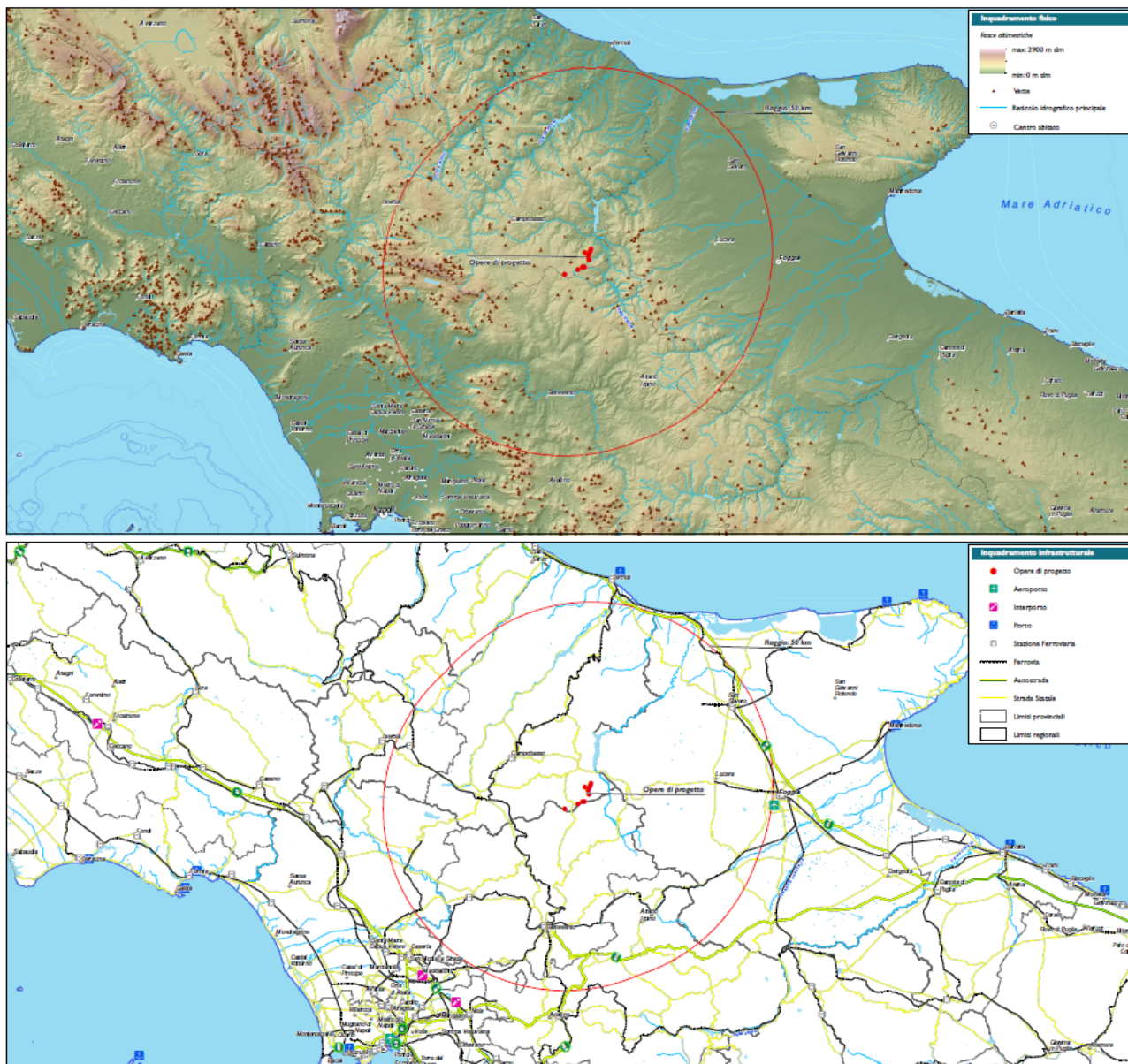


Figura 1 – Inquadramento della centrale eolica in progetto

2 DATI DI PROGETTO

Proponente	EN.IT s.r.l.			
Sede legale	Via Antonio Locatelli n.1 37122 Verona (VR) enitsrl@pec.enitspa.it P.IVA 04642500237			
SITO				
Ubicazione delle WTG	Comune di Riccia (CB) Comune di Tufara (CB) Comune di Gambatesa (CB)			
Uso	Terreno agricolo			
Dati catastali delle WTG		Comune	Foglio	P.IIa
	<i>WTG 1</i>	Gambatesa	38	128
	<i>WTG 2</i>	Tufara	11	203
	<i>WTG 3</i>	Gambatesa	40	153
	<i>WTG 4</i>	Gambatesa	44	208
	<i>WTG 5</i>	Gambatesa	42	61
	<i>WTG 6</i>	Tufara	26	6
	<i>WTG 7</i>	Tufara	35	154
	<i>WTG 8</i>	Tufara	35	170
	<i>WTG 9</i>	Riccia	66	133
	<i>WTG 10</i>	Riccia	70	214

Proponente	EN.IT s.r.l.					
Localizzazione delle WTG	Geografiche WGS84		WGS84 UTM33T		Quota slm (m)	
	LAT	LONG	E	N		
	WTG 1	41,494661	14,924939	493734.686	4593674.210	718,604
	WTG 2	41.489.847	14,9221	493497.150	4593045.941	771,625
	WTG 3	41,484289	14,91735	493100.135	4592523.299	836,924
	WTG 4	41,477006	14,915214	492921.023	4591714.922	879,561
	WTG 5	41,486847	14,904992	492068.764	4592808.345	654,594
	WTG 6	41,468703	14,985523	498791.128	4590789.766	792,209
	WTG 7	41,450292	14,903161	491911.371	4588750.231	933,054
	WTG 8	41,449353	14,896953	491392.714	4588646.583	974,372
	WTG 9	41,432122	14,838669	486520.815	4586741.066	917,741
WTG 10	41,445242	14,882431	490179.103	4588191.734	774,043	
DATI TECNICI						
Potenza nominale	55 MW					
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto		SI			
	Trasformazione		SI			
	Ampliamento		NO			
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento		MT neutro isolato			
	Tensione nominale (Un)		Trasporto 30.000 V Consegna 36.000 V			
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare		Normativa TERNA			
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione					
Punto di Consegna	Nuova stazione di trasformazione su linea "Campobasso CP – Castelpagano"					

3 DESCRIZIONE DELLE OPERE E DELLE SCELTE PROGETTUALI

3.1 Localizzazione dell'impianto

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale eolica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabine elettriche di consegna, rete elettrica interrata a 30 kV, strade di accesso alle WTG in fase di cantiere e di esercizio).

In particolare, n. 2 aerogeneratori ricadono nel comune di Riccia, n.4 aerogeneratori nel comune di Tufara e n.4 aerogeneratore nel comune di Gambatesa, mentre le cabine di utenza elettrica ricadono nel territorio comunale di Cercemaggiore.

La centrale eolica catastalmente è così identificabile:

<i>ID</i>	<i>Comune</i>	<i>Foglio</i>	<i>P.lle</i>
WTG 1	Gambatesa	38	128
WTG 2	Tufara	11	203
WTG 3	Gambatesa	40	153
WTG 4	Gambatesa	44	208
WTG 5	Gambatesa	42	61
WTG 6	Tufara	26	6
WTG 7	Tufara	35	154
WTG 8	Tufara	35	170
WTG 9	Riccia	66	133
WTG 10	Riccia	70	214

Tabella 1 – Inquadramento particellare delle opere in progetto

Per garantire l'accesso alle WTG saranno realizzate delle nuove strade brecciate ed alcuni adeguamenti alla viabilità esistente. Infine, durante la fase di cantiere saranno realizzate delle strade e delle piazzole temporanee.

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33) e dimensioni verticali degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro rotore (m)</i>	<i>Potenza (MW)</i>	<i>Est</i>	<i>Nord</i>	<i>Quota slmm (m)</i>
WTG1	125	150	5.00	493734.686	4593674.210	718,604
WTG2	125	150	5.00	493497.150	4593045.941	771,625
WTG 3	125	150	5.00	493100.135	4592523.299	836,924
WTG4	125	150	5.00	492921.023	4591714.922	879,561
WTG5	125	150	5.00	492068.764	4592808.345	654,594

WTG6	125	150	6.00	498791.128	4590789.766	792,209
WTG7	125	150	6.00	491911.371	4588750.231	933,054
WTG8	125	150	6.00	491392.714	4588646.583	974,372
WTG9	125	150	6.00	486520.815	4586741.066	917,741
WTG10	125	150	6.00	490179.103	4588191.734	774,043

Tabella 2 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori

3.2 Caratteristiche generali della centrale eolica

Le condizioni anemometriche di sito ed il soddisfacimento dei requisiti tecnici minimi d'impianto sono tali da ammettere l'impiego di aerogeneratori aventi caratteristiche geometriche e tecnologiche ben definite.

Ad oggi, in riferimento alla volontà di impiegare la migliore tecnologia disponibile sul mercato, *Best Available Technology*, la scelta è ricaduta su una turbina di ultima generazione, caratterizzata da un rotore con diametro da 150 m, un'altezza del mozzo di 125 m e dotata di un generatore in grado di incrementare l'efficienza della turbina e ridurre la dispersione energetica all'interno del sistema. Tale tipologia di turbina è anche ottimizzata per offrire un'elevata erogazione di potenza con un basso valore di emissioni sonore, in particolare in condizioni di scarsa ventosità (condizioni in cui è maggiormente percettibile l'impatto acustico). Può inoltre essere regolata per ridurre ulteriormente l'inquinamento acustico, senza alterare in modo significativo la sua efficienza.

Dal momento che la tecnologia nel settore della produzione di turbine eoliche è in continua evoluzione, in occasione della stesura del progetto esecutivo, fase successiva alla ufficializzazione della Autorizzazione Unica per la realizzazione dell'impianto in oggetto, la società proponente l'intervento effettuerà un'indagine di mercato per verificare i seguenti aspetti:

- ❖ migliore tecnologia disponibile in quel momento;
- ❖ disponibilità effettiva degli aerogeneratori necessari per la realizzazione dell'impianto;
- ❖ costo degli stessi in funzione del tempo di ammortamento dell'investimento calcolato inizialmente.

La società proponente, pertanto, si riserva di selezionare, mediante bando di gara, il tipo di aerogeneratore più performante al momento dell'ottenimento di tutte le autorizzazioni a costruire, fatto salvo il rispetto dei requisiti tecnici minimi previsti dai regolamenti vigenti in materia e conformemente alle autorizzazioni ottenute.

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 10 macchine, 5 con potenza da 5 MW e 5 con potenza da 6 MW, risulta pari a 55 MW. Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- ❖ Vani tecnici di trasformazione interni alle torri,
- ❖ Quadri elettrici MT,
- ❖ Cabine di consegna.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture:

Opere Civili:

- ❖ Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- ❖ Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito
- ❖ Realizzazioni dei cavidotti di utenza e di connessione;
- ❖ Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- ❖ Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- ❖ Posa in opera delle cabine di consegna alla rete AT di Terna.



Figura 2 – Esempio di installazione di turbina eolica

Opere impiantistiche:

- ❖ Installazione degli aerogeneratori;
- ❖ Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e le cabine di consegna dell'energia elettrica prodotta.

3.3 Tipologia di aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'ottenimento della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- ❖ la politica aziendale del Proponente impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare;
- ❖ la innovazione tecnologica del settore è tale che nell'arco di 1-2 anni molti modelli usciranno dal mercato a vantaggio di nuovi modelli più efficienti;

- ❖ la innovazione di processo è tale che ogni anno si assiste ad una diminuzione di prezzo a parità di prestazione; scegliere perciò il modello oggi implicherebbe la rinuncia a godere del risparmio economico ottenibile fra qualche anno;

Alla luce di ciò, per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio di Impatto Ambientale, è stato perciò scelto un “Aerogeneratore di Progetto”. Il tipo di turbina utilizzato è la Vestas V150 con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

- ❖ Potenza nominale 5 e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell’energia verso le cabine utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.

Per l’architettura dell’aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all’Elaborato Grafico 2022030_9.13_TipicoAerogeneratore.

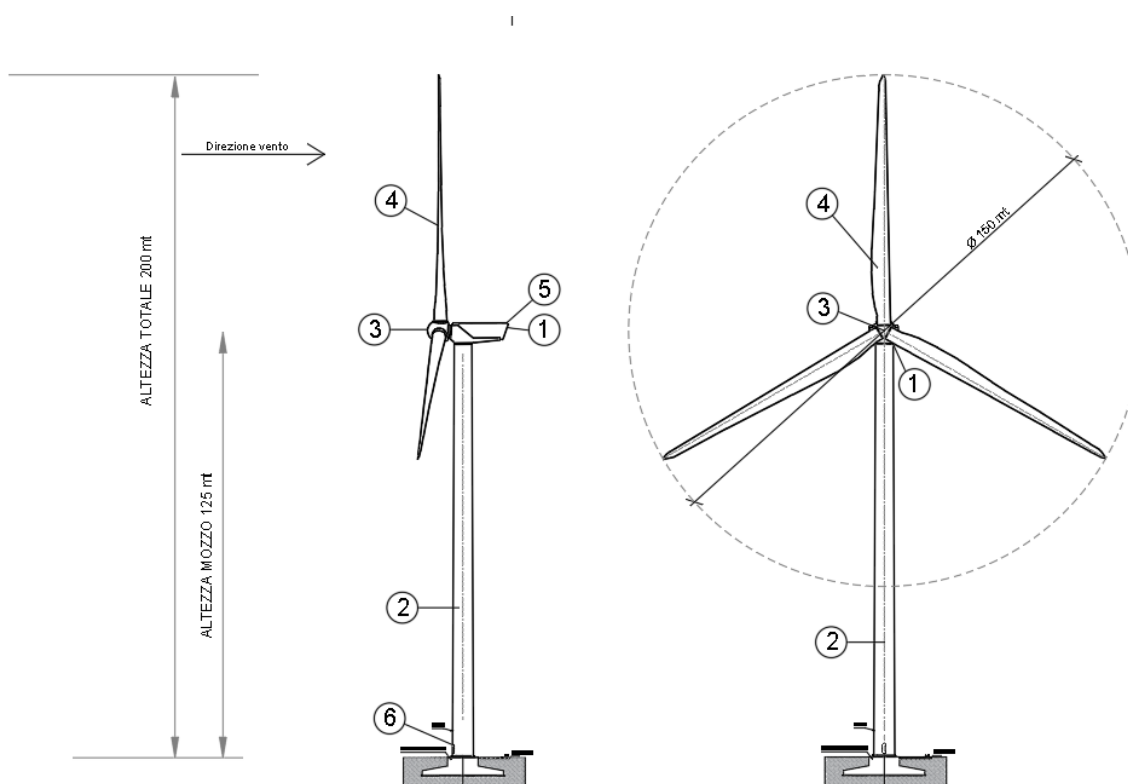


Figura 3 – Tipico dell’aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro (2022030_ElaboratoGrafico_9.13)

4 ANEMOMETRIA

Per lo studio anemometrico del sito in oggetto sono stati utilizzati i dati a mesoscala acquistati da Vortex. Per individuare il database di dati più rappresentativo del sito sono stati impiegati i dati storici di una stazione anemometrica ubicata a circa 7 km a Sud dalla zona interessata dalla iniziativa, con l'obiettivo poi di ricostruire una mappa eolica di area vasta. I dati disponibili registrati durante l'anno 2006 sono stati correlati con 3 diversi database: ERA 5, MERRA2, CFSR. Il database scelto è stato ERA 5 con i seguenti risultati di correlazione:

Variable/Metric	Observations vs. Series	Observations vs. Remodeled
R-square Hourly (Pearson Coefficient)	0.64	0.90
R-square Daily (Pearson Coefficient)	0.80	0.99
R-square Monthly (Pearson Coefficient)	0.92	0.96
Mean Wind Speed Relative Error (%)	-8.1	0.1
Scale Weibull Parameter Relative Error (%)	-6.5	1.4
Shape Weibull Parameter Relative Error (%)	+15.3	+8.3

Tabella 3 - Correlazione dati anemometro e database ERA 5.

La stazione anemometrica virtuale della rete ERA5 è posizionata nel Comune di Baselice (BN). Le ERA5 sono la quinta release di rianalisi sul clima globale rese disponibili dal centro europeo ECMWF. Dal database sono disponibili dati di velocità vento, direzione, temperatura, umidità e pressione a diverse altezze sls con risoluzione oraria.

In tabella sono riportate le caratteristiche principali della stazione anemometrica utilizzata.

Stazione anemometrica	Coordinate		Quota	Altezza	dal	al
	LAT	LONG	(m)	(m)		
ERA5	41.3912	14.90082	825	40	01/01/2000	08/12/2022

Tabella 4 – Riassuntivo stazione anemometrica

I dati disponibili, che coprono un periodo di oltre 23 anni con una frequenza di acquisizione oraria, sono stati validati e opportunamente calibrati mediante correlazione con i dati anemometrici disponibili e registrati nell'area vasta. Tali dati sono forniti in versione "Remodeled", con una correlazione più alta, pertanto più rappresentativo del sito. Le rianalisi forniscono una descrizione numerica della ventosità storica del sito, correlando grandi quantità di osservazioni storiche con misurazioni in sito di durata temporale ridotta (generalmente un anno o più), utilizzando modelli avanzati e sistemi di assimilazione dei dati.

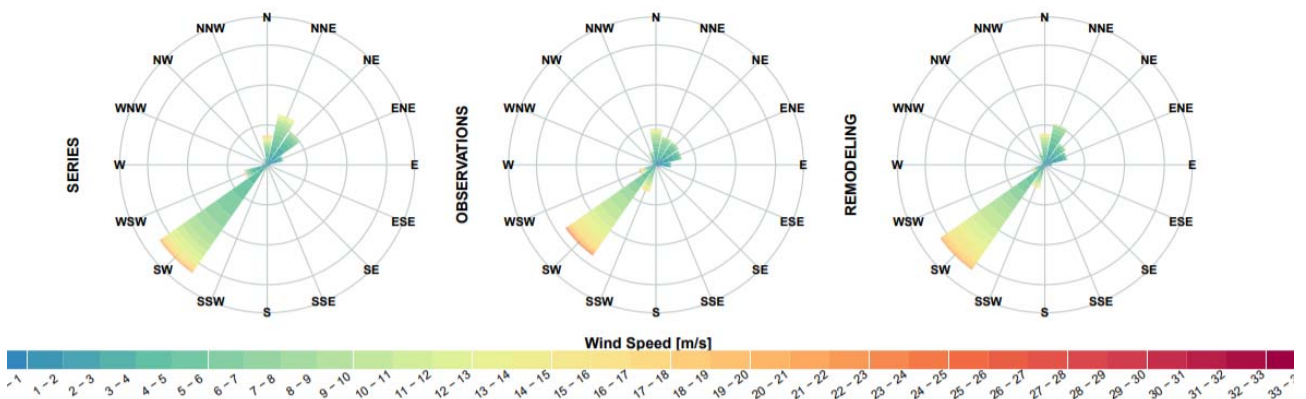


Figura 4 – Rosa dei venti dati anemometro e data base ERA 5.

Sono state calcolate le distribuzioni statistiche di Weibull, ovvero le curve teoriche interpolanti gli istogrammi di distribuzione delle frequenze di occorrenza sperimentali, discretizzate per intervalli di velocità vento pari a 1 m/s. Tali andamenti sono univocamente determinati attraverso il calcolo dei due parametri di Weibull, A e k.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite sono sintetizzati dalle tabelle e dai diagrammi riportati di seguito:

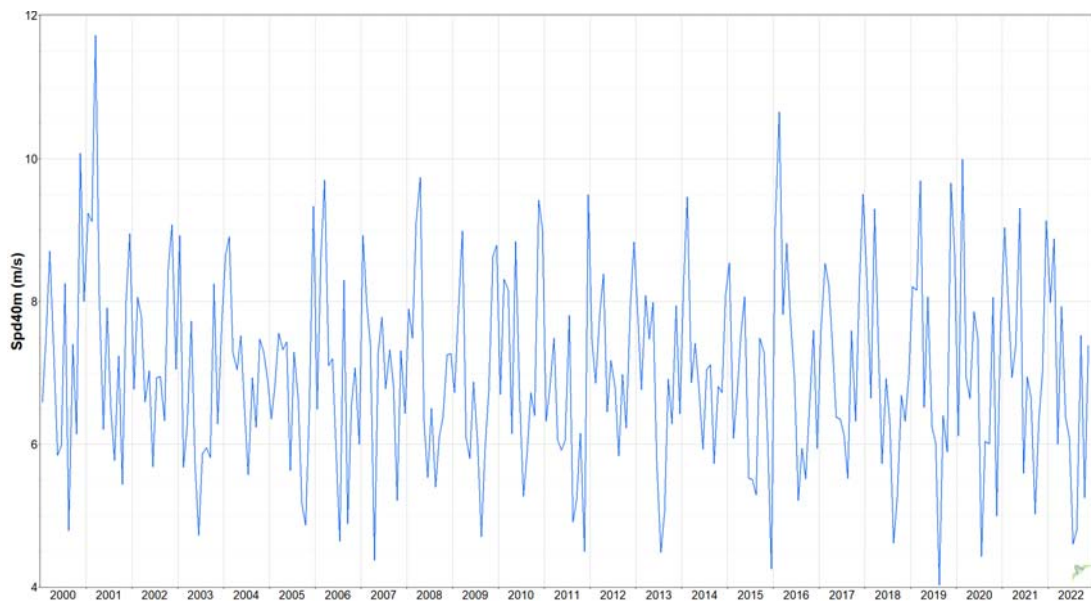


Figura 5 - Stazione anemometrica: andamento mensile storico



Figura 6 – Stazione anemometrica: andamento mensile

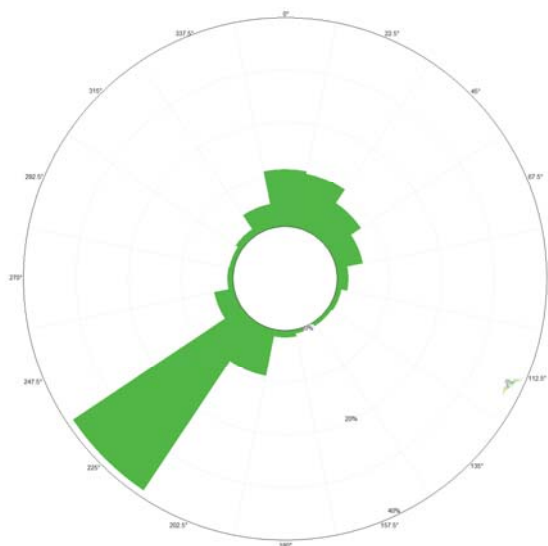


Figura 7 – Stazione anemometrica: Rosa dei venti – distribuzione per settori della frequenza del vento a 40 metri di altezza

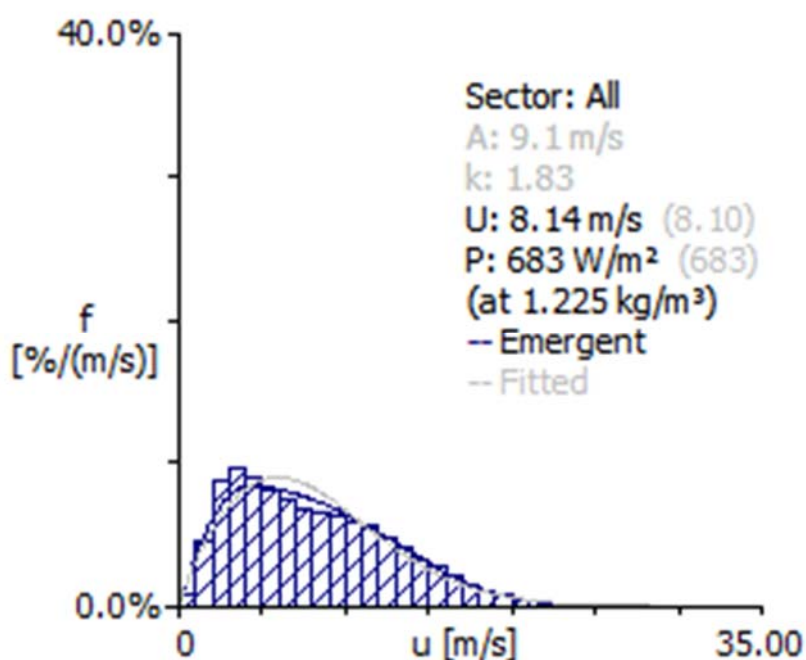


Figura 8 - Curva teorica di Weibull

Direzione [°]	k	A [m/s]	Frequenza	V media [m/s]
348.75° - 11.25°	2.351	7.802	11.1	6.914
11.25° - 33.75°	2.223	5.979	10.6	5.295
33.75° - 56.25°	2.081	4.401	7.43	3.898
56.25° - 78.75°	1.92	3.647	5.21	3.235
78.75° - 101.25°	2.048	2.793	2.13	2.475
101.25° - 123.75°	1.758	2.565	1.01	2.284
123.75° - 146.25°	1.709	2.578	0.77	2.299
146.25° - 168.75°	1.756	2.718	0.76	2.42
168.75° - 191.25°	1.829	3.538	1.31	3.144
191.25° - 213.75°	2.23	8.189	9.12	7.253
213.75° - 236.25°	2.781	11.247	38.69	10.012
236.25° - 258.75°	1.493	5.71	3.84	5.157
258.75° - 281.25°	1.982	2.998	1.12	2.658
281.25° - 303.75°	1.878	2.955	0.91	2.623
303.75° - 326.25°	1.805	3.944	1.41	3.507
326.25° - 348.75°	2.196	5.95	4.58	5.269
Totali	1.759	7.883	100	7.018

Tabella 5 – Stazione anemometrica: Tabella delle frequenze

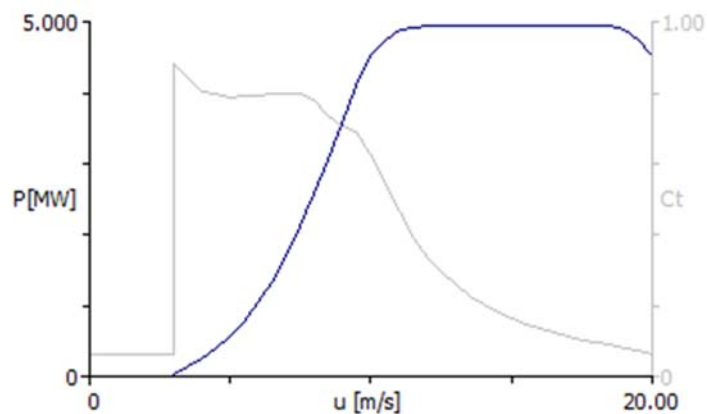
5 ANALISI DI PRODUCIBILITA'

Il tipo di turbina utilizzato è la **Vestas V150** con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

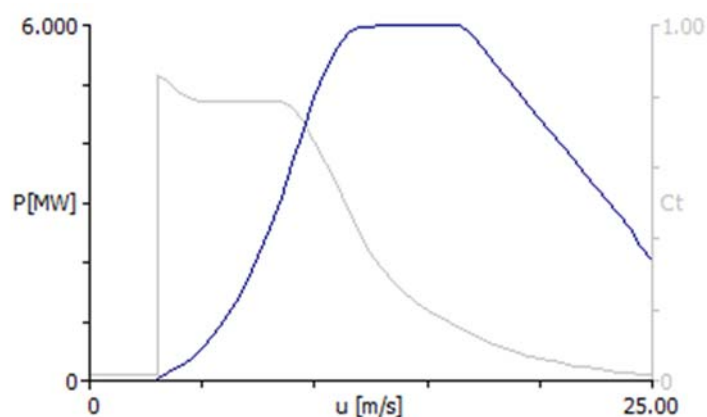
- ❖ Potenza nominale 5 MW e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Velocità del vento nominale 10 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Come menzionato in precedenza, si tratta di turbine tripala a velocità variabile e controllo di potenza/coppia attraverso la regolazione del passo delle pale; il diametro del rotore massimo previsto è pari a 150 metri. L'aerogeneratore preso a modello, che rispecchia queste caratteristiche, è il modello Vestas-150, costruito dalla Vestas, con altezza mozzo 125 metri. L'inizio della produzione di energia elettrica avviene per una velocità del vento pari a 3 m/s; il distacco, o messa in bandiera, per una velocità del vento maggiore di 25 m/s.

La curva di potenza elettrica delle turbine corrisponde ad una densità dell'aria di 1.225 kg/m^3 . Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le macchine (effetto scia) è stata inoltre implementata, alle medesime condizioni di densità dell'aria, la curva del coefficiente di spinta aerodinamica (C_t) in funzione della velocità vento.



Vestas V150 5 MW



Vestas V150 6 MW

Figura 9 – Curve di potenza e di spinta utilizzata nelle simulazioni

Velocità vento [m/s]	5.0 – Vesta V 150		6.0 – Vestas V 150	
	Potenza [kW]	Ct	Potenza [kW]	Ct
3	42000	0,885	40000	0,862
3,5	138000	0,844	135000	0,84
4	252000	0,806	250000	0,808
4,5	393000	0,795	391000	0,791
5	567000	0,789	563000	0,784
5,5	780000	0,79	775000	0,784
6	1039000	0,792	1032000	0,785
6,5	1345000	0,796	1337000	0,786
7	1705000	0,798	1693000	0,786

	5.0 – Vesta V 150		6.0 – Vestas V 150	
Velocità vento [m/s]	Potenza [kW]	Ct	Potenza [kW]	Ct
7,5	2112000	0,797	2101000	0,787
8	2570000	0,778	2565000	0,787
8,5	3042000	0,733	3086000	0,784
9	3565000	0,709	3657000	0,769
9,5	4097000	0,69	4231000	0,73
10	4513000	0,63	4777000	0,674
10,5	4761000	0,545	5258000	0,613
11	4892000	0,462	5642000	0,55
11,5	4924000	0,392	5867000	0,482
12	4940000	0,337	5956000	0,417
12,5	4947000	0,294	5988000	0,362
13	4949000	0,258	5998000	0,316
13,5	4950000	0,228	6000000	0,279
14	4950000	0,203	6000000	0,247
14,5	4950000	0,182	6000000	0,221
15	4950000	0,164	6000000	0,198
15,5	4950000	0,149	6000000	0,179
16	4950000	0,135	6000000	0,162
16,5	4951000	0,123	6000000	0,147
17	4950000	0,113	5842000	0,131
17,5	4951000	0,104	5585000	0,116
18	4950000	0,096	5353000	0,102
18,5	4946000	0,089	5121000	0,09
19	4885000	0,081	4887000	0,079
19,5	4740000	0,073	4655000	0,07
20	4532000	0,065	4424000	0,062

Velocità vento [m/s]	5.0 – Vesta V 150		6.0 – Vestas V 150	
	Potenza [kW]	Ct	Potenza [kW]	Ct
20,5			4196000	4196000
21			3966000	3966000
21,5			3723000	0,043
22			3495000	0,038
22,5			3259000	0,033
23			3012000	0,029
23,5			2806000	0,026
24			2580000	0,022
24,5			2288000	0,019
25			2044000	0,016

Tabella 6 – Curva di potenza e di spinta utilizzate per la simulazione

5.1 Modello orografico digitale

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Al modello è stata, quindi, aggiunta una mappa di rugosità del terreno. Il modello ottenuto è rappresentato nell'immagine che segue.

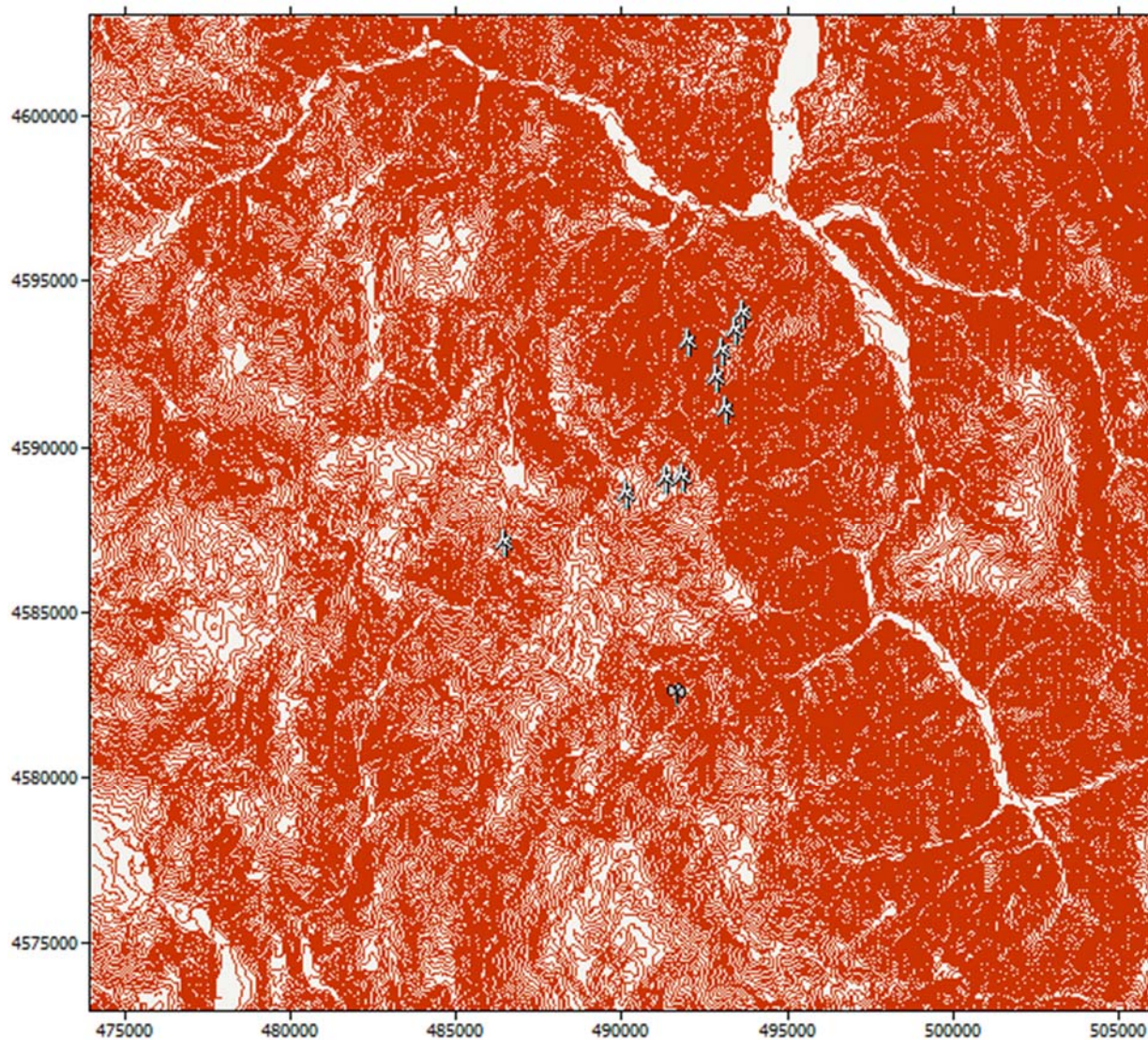


Figura 10 – Modello orografico digitale

5.2 Risultati dell’analisi di producibilità

La stima della resa energetica d’impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle sei turbine costituenti l’impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l’applicazione WAsP 12.7 dall’atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica descritta nei paragrafi precedenti.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica.

Turbine			Parametri distr. Weibull		h mozzo [m]	Velocità vento al mozzo [m/s]	Resa energetica annua		
			A	k			Perdite per scia aerodinamica	lorda [GWh/anno]	netta [GWh/anno]
WTG 1	V150-5.0MW	5 MW	8,89	1,96	125	7,88	9,15%	20,462	18,602
WTG 2	V150-5.0MW	5 MW	8,89	1,96	125	7,88	9,31%	20,347	18,469
WTG 3	V150-5.0MW	5 MW	8,82	2,00	125	7,82	7,83%	20,301	18,736

Turbine			Parametri distr. Weibull		h mozzo [m]	Velocità vento al mozzo [m/s]	Resa energetica annua		
			A	k			Perdite per scia aerodinamica	lorda [GWh/anno]	netta [GWh/anno]
WTG 4	V150-6.0MW	5 MW	9,16	1,95	125	8,12	6,35%	20,815	19,493
WTG 5	V150-5.0MW	5 MW	8,62	1,90	125	7,65	0,74%	19,703	19,557
WTG 6	V150-6.0MW	6 MW	8,84	1,91	125	7,84	5,19%	22,464	21,298
WTG 7	V150-6.0MW	6 MW	9,55	1,88	125	8,48	1,24%	24,582	24,277
WTG 8	V150-6.0MW	6 MW	9,48	1,90	125	8,41	1,06%	24,342	24,084
WTG 9	V150-6.0MW	6 MW	8,82	1,92	125	7,82	0,48%	22,365	22,258
WTG 10	V150-6.0MW	6 MW	9,34	1,85	125	8,30	1,48%	24,030	23,674
Totali		55.00 MW						219,410	210,448
Medie						8.02	4.26%	21,941	21,045

Tabella 7 – Producibilità media annua di centrale

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente immessa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita.

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	2 %
Disponibilità	2 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.5 %
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.2 %

Tabella 8 – Fattori di perdita produzione netta d'impianto

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua (P50) della centrale eolica in progetto sia pari a 198,30 GWh/anno, corrispondente a 4028 ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale.

Turbine				Energia annua	ore equivalenti
				P50	(P 50)
				[GWh/anno]	[h]
WTG1	V150-5.0MW	5.0	MW	17,516	3503
WTG2	V150-5.0MW	5.0	MW	17,386	3477
WTG3	V150-5.0MW	5.0	MW	17,630	3526
WTG4	V150-5.0MW	5.0	MW	18,364	3673
WTG5	V150-5.0MW	5.0	MW	18,428	3686
WTG6	V150-6.0MW	6.0	MW	20,064	3344
WTG7	V150-6.0MW	6.0	MW	22,876	3813
WTG8	V150-6.0MW	6.0	MW	22,693	3782
WTG9	V150-6.0MW	6.0	MW	20,972	3495
WTG10	V150-6.0MW	6.0	MW	22,306	3718

Totali		55.00	MW	198,30	
Medie					3605

Tabella 9 - Stima di producibilità (P50) dell'impianto