

**REGIONE SICILIA**  
PROVINCIA DI ENNA  
**COMUNE DI CALASCIBETTA**  
LOCALITÀ MURCATO VECCHIO

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 16 AEROGENERATORI DI POTENZA TOTALE PARI A 96,0 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Sezione:

**SEZIONE AN - STIMA ANEMOLOGICA**

Elaborato:

**RELAZIONE DI STUDIO ANEMOLOGICO E STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA**

Nome file stampa:

**EO.CLB01.PD.AN.SIA.01.pdf**

Codifica Regionale:

RS06RELO015A0\_RelazioneAnemologicaeStimadiproduzioneEnergetica

Scala:

Formato di stampa:

**A4**

Nome elaborato:

**EO.CLB01.PD.AN.SIA.01**

Tipologia:

R

Proponente:

**E-WAY 3 S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
P.IVA. 16647721006



**E-WAY 3 S.R.L.**  
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 - Roma  
C.F./P.Iva 16647721006  
PEC: e-way3sr@legalmail.it

Progettista:

**E-WAY 3 S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
P.IVA. 16647721006



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.CLB01.PD.AN.SIA.01	00	12/2022	A. Zambrano	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY 3 S.r.l.

Sede legale  
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
PEC: e-way3sr@legalmail.it tel. +39 0694414500



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	1 di 27

## INDICE

<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b> .....	<b>5</b>
1.1 Inquadramento territoriale e catastale.....	5
1.2 Layout d’impianto.....	8
1.2.1 Aerogeneratori.....	8
<b>2 METODOLOGIA DI ANALISI</b> .....	<b>9</b>
<b>3 CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO</b> .....	<b>10</b>
3.1 Modello digitale di terreno .....	10
3.2 Modello di rugosità superficiale .....	11
3.3 Modello di campo e flusso ventoso .....	12
3.4 Densità dell’aria .....	13
<b>4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</b> .....	<b>14</b>
4.1 Layout di impianto e stima di producibilità.....	14
4.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta .....	16
4.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili.....	18
<b>5 CONCLUSIONI</b> .....	<b>21</b>



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	2 di 27

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1- Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000. ....</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale. ....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale. ....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4 – Statistiche dati di vento nodi satellitari utilizzati. ....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 5 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell’aria. ....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 6 – Datasheet del tipo turbina di progetto (Vestas V150). ....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 7 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell’aria di sito ad altezza mozzo. ....</i>	<i>15</i>



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	3 di 27

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto. ....</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori. ....</i>	<i>7</i>
<i>Tabella 3 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto. ....</i>	<i>16</i>
<i>Tabella 4 – Perdite tecniche dell’impianto.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabella 5 – Produzione annuale attesa dell’impianto di progetto parte 1. ....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 6 – Produzione annuale attesa dell’impianto di progetto parte 2. ....</i>	<i>18</i>
<i>Tabella 7 – Perdite per incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 8 – Produzione netta attesa dell’impianto a P<sub>50</sub>. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 9 – Produzione netta attesa dell’impianto a P<sub>75</sub>. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 10 – Produzione netta attesa dell’impianto a P<sub>90</sub>. ....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 11 – Produzione annuale attesa dell’impianto di progetto.....</i>	<i>21</i>



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	4 di 27

## PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, ed opere di connessione annesse, denominato "Murcato Vecchio", sito tra i Comuni di Gangi (PA), Villarosa (EN), Enna (EN) e Calascibetta (EN).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico di potenza totale pari a 96,0 MW e costituito da:

- 16 aerogeneratori di potenza nominale 6,0 MW, diametro di rotore 150 m e altezza al mozzo 125 m (del tipo Vestas V150 o assimilabili);
- due cabine di raccolta e misura in MT a 30 kV;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 16 aerogeneratori alla prima cabina di raccolta e misura;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 16 aerogeneratori alla seconda cabina di raccolta e misura;
- una stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/30 kV utente;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessari per l'interconnessione delle cabine di raccolta e misura alla SE utente di cui sopra;
- una sezione di impianto elettrico comune con altri impianti in sviluppo, necessaria per la condivisione dello Stallo AT a 150 kV, assegnato dal gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) all'interno della futura SE della RTN denominata "Calascibetta 380/150/36 kV". Tale sezione è localizzata in una zona adiacente alla se utente e contiene tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT necessarie per la condivisione della connessione.
- tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT di competenza dell'utente da installare all'interno della futura SE Terna "Calascibetta 380/150/36 kV", in corrispondenza dello stallo assegnato;
- una linea elettrica in AT a 150 kV in cavo interrato di interconnessione tra la sezione di impianto comune e la futura SE Terna "Calascibetta 380/150/36 kV".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way 3 S.r.l., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina 4, 00186 Roma, P.IVA 16647721006.

## 1 INTRODUZIONE

Scopo del presente elaborato è la valutazione della risorsa eolica e la relativa stima di produzione energetica attesa da un impianto eolico di potenza 96 MW.

### 1.1 Inquadramento territoriale e catastale

L'impianto eolico di progetto è situato tra i Comuni di Calascibetta (EN), Gangi (PA), Enna (EN) e Villarosa (EN), e si costituisce di n. 16 aerogeneratori, denominati rispettivamente con il prefisso "WTG". Gli aerogeneratori di progetto hanno potenza nominale pari a 6,0 MW per una potenza complessiva di 96 MW, con altezza al mozzo 125 m e diametro di rotore di 150 m.

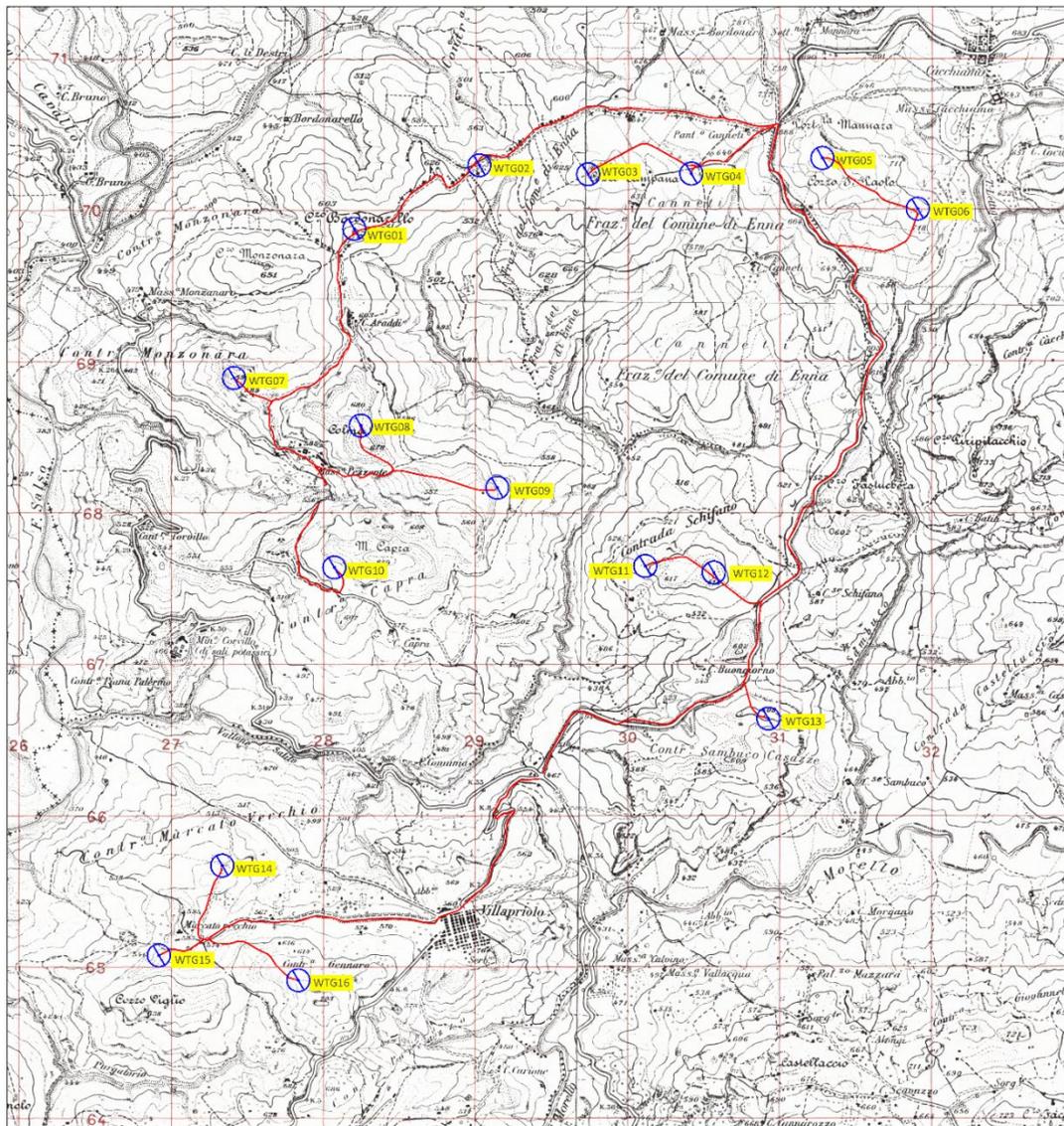


Figura 1- Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000.

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	6 di 27

I fogli IGM 25000 di inquadramento delle opere di progetto sono:

- foglio 260 III SE Alimena;
- foglio 260 II SO Villadoro;
- foglio 268 I NO Calascibetta;
- foglio 268 IV ME Villarosa.

mentre gli IGM 50000 sono:

- foglio 622.

Si riportano di seguito Tabella 1 le coordinate degli aerogeneratori nei vari sistemi di riferimento.

*Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto.*

ID WTG	UTM WGS 84		ELEVATION [m s.l.m.]	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]
	E [m]	N [m]			
WTG01	428148	4169684	620	6.0	125
WTG02	429684	4170044	670	6.0	125
WTG03	430361	4170048	640	6.0	125
WTG04	431221	4170152	760	6.0	125
WTG05	431846	4169816	700	6.0	125
WTG06	427359	4168698	580	6.0	125
WTG07	428191	4168384	670	6.0	125
WTG08	428017	4167446	618	6.0	125
WTG09	430058	4167456	592	6.0	125
WTG10	430509	4167412	610	6.0	125
WTG11	430866	4166448	600	6.0	125
WTG12	427282	4165477	570	6.0	125
WTG13	426866	4164883	582	6.0	125
WTG14	427781	4164718	650	6.0	125
WTG15	429087	4167973	615	6.0	125
WTG16	428970	4170103	587	6.0	125,0

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale, le particelle interessate dagli aerogeneratori di progetto sono riportate in Tabella 2:

*Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori.*

<b>ID WTG</b>	<b>COMUNE</b>	<b>FOGLIO</b>	<b>PARTICELLA</b>
WTG01	GANGI	80	57
WTG02	GANGI	80	57
WTG03	ENNA	281	102
WTG04	ENNA	281	11
WTG05	CALASCIBETTA	1	320
WTG06	CALASCIBETTA	1	124
WTG07	CALASCIBETTA	9	18
WTG08	CALASCIBETTA	10	68
WTG09	CALASCIBETTA	10	30
WTG10	CALASCIBETTA	14	11
WTG11	CALASCIBETTA	18	33
WTG12	CALASCIBETTA	18	16
WTG13	CALASCIBETTA	22	1
WTG14	VILLAROSA	5	21
WTG15	VILLAROSA	5	39
WTG16	VILLAROSA	6	326

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e delle relative fasce di asservimento è riportato negli elaborati di progetto "EO.CLB01.PD.L.05" ed "EO.CLB01.PD.L.06".

Tale elaborato è mirato alla definizione e caratterizzazione delle condizioni anemologiche di sito e alla stima del rendimento energetico atteso dalle turbine (di seguito WTG) su base annuale, a partire dai dati di misura disponibili in aree rappresentative per la valutazione in oggetto.

Le attività svolte ai fini del presente studio anemologico sono le seguenti:

1. analisi di set di dati anemologici di nodi satellitari disponibili per l'area in esame;
2. analisi statistica della velocità del vento in sito;
3. analisi e stima previsionale dell'energia annuale attesa dalla produzione della wind farm e/o delle singole turbine;
4. analisi e stima previsionale dell'energia annuale prodotta dalla wind farm al netto di tutte le perdite rilevanti;
5. analisi dell'incertezza e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa dall'impianto.



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	8 di 27

## **1.2 Layout d’impianto**

L’impianto eolico di progetto prevede la realizzazione di:

- n. 16 aerogeneratori;
- n. 16 cabine all’interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 16 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 16 piazzole di montaggio, con adiacenti piazzole temporanee di stoccaggio;
- opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- viabilità di progetto interna all’impianto e che conduce agli aerogeneratori;
- un cavidotto interrato interno, in media tensione, per il collegamento tra gli aerogeneratori;
- un cavidotto interrato esterno, in media tensione, per il collegamento del campo eolico alla futura stazione elettrica RTN.

### **1.2.1 Aerogeneratori**

Per gli aerogeneratori di progetto si considera diametro di rotore 150 m e altezza al mozzo 125 m. Tra i modelli di aerogeneratore con le seguenti caratteristiche, si assimilano quelli di progetto al modello Vestas V150, e quindi con diametro 150 m e altezza al mozzo 125 m. Non si esclude, nelle fasi successive della progettazione, la possibilità di variare la tipologia di aerogeneratore, ferme restando le caratteristiche dimensionali indicate nel presente elaborato. Gli aerogeneratori sono connessi tra loro per mezzo del cavidotto interno in MT e le cabine interne alle torri.



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	9 di 27

## 2 METODOLOGIA DI ANALISI

L'analisi dei dati anemometrici disponibili, così come il modello di elaborazione e simulazione predisposto per la stima di produzione energetica attesa dall'impianto è stata elaborata attraverso l'utilizzo del software di settore windPRO (con impiego di motore e metodologia WAsP), tra i più affermati per completezza relativa alle elaborazioni di stima della resa energetica degli impianti eolici attraverso le analisi dei flussi ventosi.

I dati di input del software prevedono l'iniziale costruzione di:

- un modello digitale del terreno (DTM) attraverso l'utilizzo di grid satellitari implementabili con eventuali CTR e/o rilievi puntuali;
- la definizione della rugosità superficiale;
- i dati di velocità e direzione del vento eventualmente disponibili per diverse altezze e/o differenti posizioni;
- l'inserimento di eventuali ostacoli naturali o infrastrutturali che possano esercitare un sensibile effetto nei confronti del regime anemologico locale.

A valle dell'analisi dei dati anemometrici volta all'epurazione di eventuali anomalie di registrazione e/o di valori non attendibili o non ammissibili, il successivo utilizzo del codice di simulazione anemologica WAsP prevede l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola o su più posizioni di stazioni anemometriche, che permette di calcolare la distribuzione, quindi la mappatura a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura.

I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle turbine, associati alle curve di potenza del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle eventuali perdite per scia aerodinamica indotte dalle mutue interferenze tra le turbine o relative alla presenza di altri impianti.

L'arricchimento dell'utilizzo del motore WAsP all'interno del software windPRO permette inoltre di ottimizzare il calcolo e la valutazione della resa energetica attesa dalle turbine in funzione della variazione della curva di potenza degli aerogeneratori in virtù della densità atmosferica dell'area in esame. Tale procedura è resa possibile attraverso l'accesso a database di stazioni meteorologiche che permettono di estrapolare, e quindi ricalcolare, la densità specifica di sito in funzione della quota altimetrica di riferimento e dell'altezza del mozzo degli aerogeneratori considerati.

### 3 CALIBRAZIONE E VALIDAZIONE MODELLO NUMERICO

#### 3.1 Modello digitale di terreno

Per le specifiche valutazioni di dettaglio è stato realizzato un modello orografico digitale che, sulla base del grid estrapolato in download dal satellite, georeferenziato e verificato con la sovrapposizione con le curve di livello della cartografia IGM 1:25000, descrive in modo del tutto fedele ed attendibile l'andamento altimetrico dell'area geografica di interesse. Il DTM è stato elaborato con uno step di 10 m.

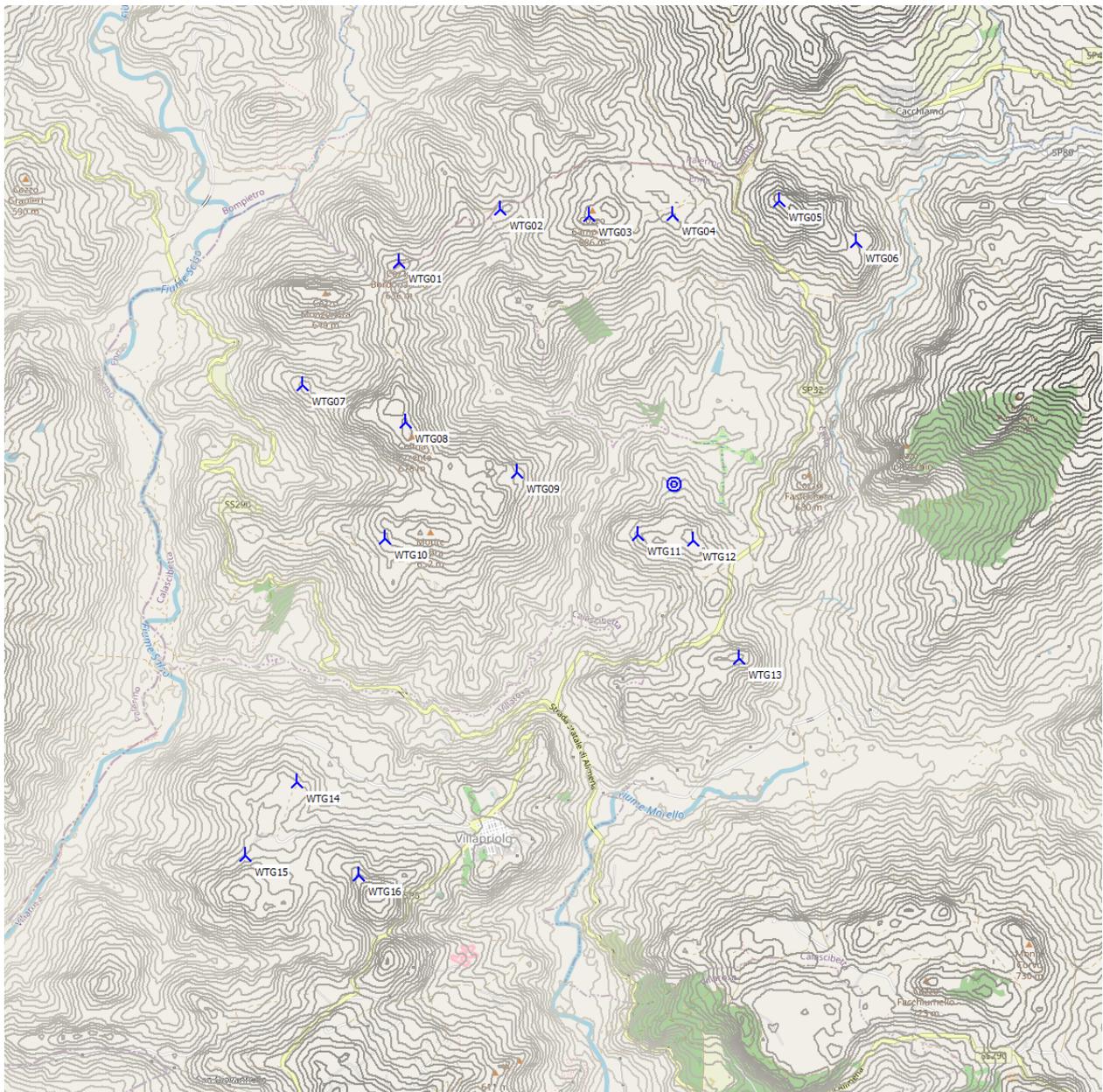
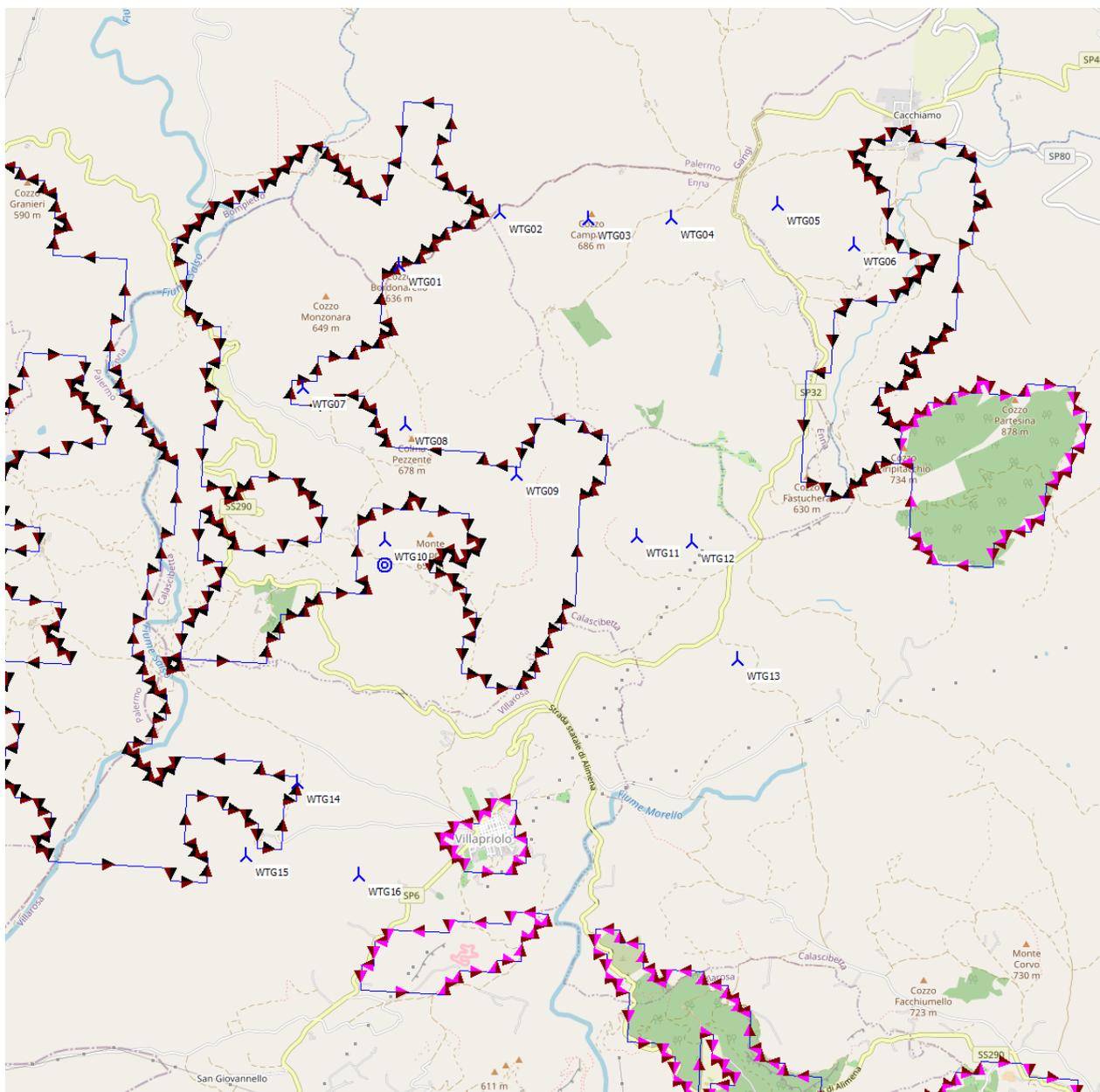


Figura 2 – Rappresentazione modello di terreno digitale.

### 3.2 Modello di rugosità superficiale

È stato predisposto il modello digitale che descrive la rugosità superficiale mediante le informazioni reperite dal progetto “Corine Land Cover 2018” che, con l’ausilio di satelliti, rende disponibili per l’elaborazione digitale, le informazioni specifiche per gran parte della superficie terrestre. Tali informazioni sono di fondamentale importanza per le analisi in quanto la rugosità superficiale terrestre, cioè la tipologia di suolo, la differente distribuzione ed altezza della copertura vegetazionale, gioca un ruolo fondamentale relativamente la frizione, la distorsione e la variabilità della velocità del vento.



**Figura 3 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	12 di 27

### 3.3 Modello di campo e flusso ventoso

Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i dati anemologici riferiti a due nodi satellitari denominati New European Wind Atlas, aventi un'ampiezza del database di 10 anni con disponibilità dati a diverse altezze di monitoraggio, ovvero a 100 m e a 200 m

#### PARK - Wind Data Analysis

Calculation: 2022-11-15\_Layout\_16WTG-V150-6.0MW-H125 + NEWA (71)/NEWA(84)Wind data: NEWA (71)/NEWA (84) - NEWA (71)/NEWA (84); Hub height: 125,0

#### Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

East: 429.063 North: 4.168.959

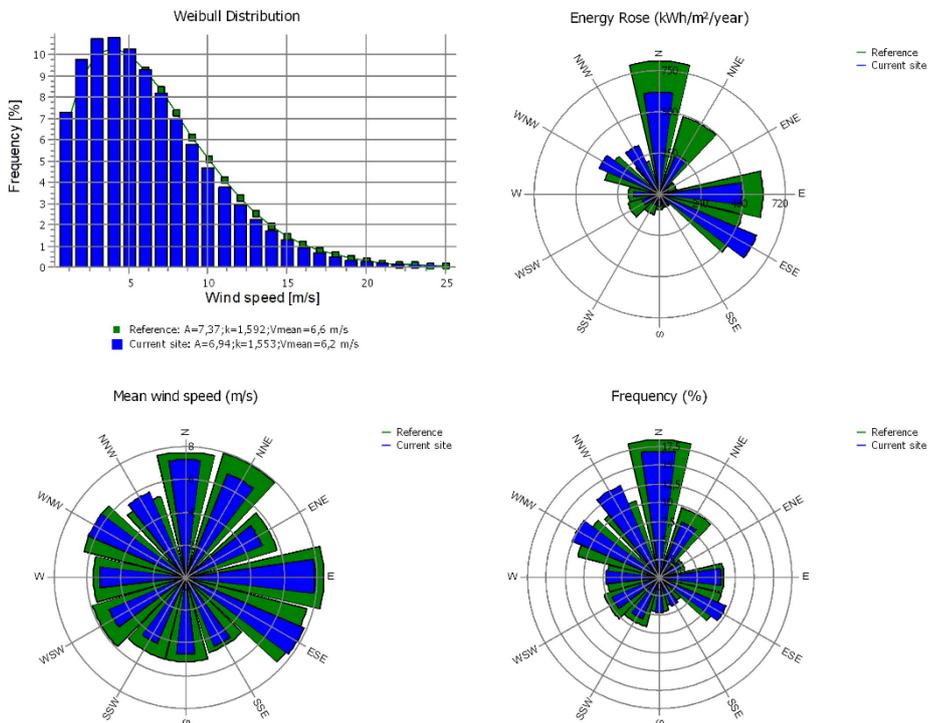
#### Wind data

Wind statistics

	Distance [km]	Weight [%]
IT New European Wind Atlas (NEWA) N37,67759 E014,19553 (71) - 100.00 m.wvs	1,4	55
IT New European Wind Atlas (NEWA) N37,64991 E014,19586 (84) - 100.00 m.wvs	1,7	45

#### Weibull Data

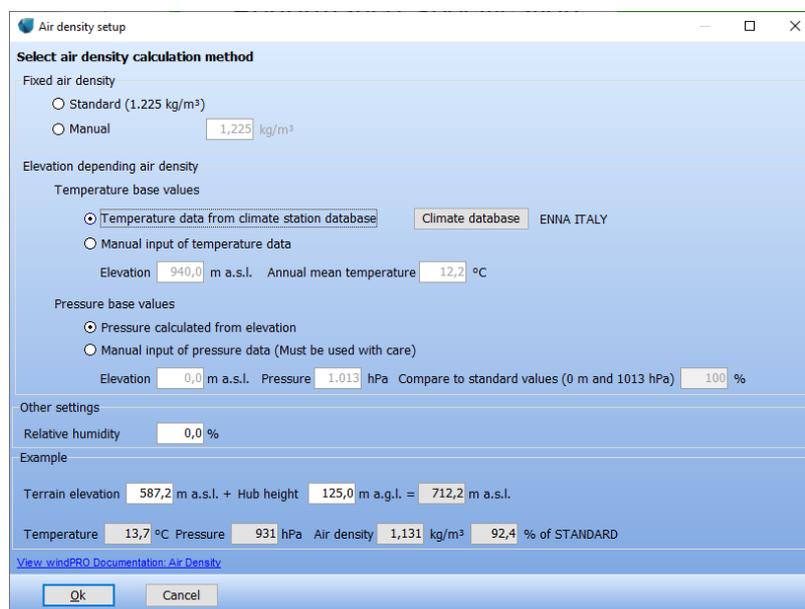
Sector	Current site			Reference: Roughness class 1			
	A parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k parameter	A parameter [m/s]	k parameter	Frequency [%]	
0 N	8,13	7,20	2,045	16,9	8,63	2,041	18,3
1 NNE	7,71	6,83	1,994	8,0	8,97	2,008	9,8
2 ENE	5,53	5,04	1,389	3,0	6,41	1,454	3,5
3 E	8,77	7,85	1,615	8,1	9,40	1,630	8,5
4 ESE	8,67	7,83	1,498	9,6	8,41	1,497	8,4
5 SSE	4,87	4,54	1,252	4,1	5,08	1,203	3,8
6 S	5,20	4,70	1,467	4,7	5,68	1,462	4,5
7 SSW	4,84	4,37	1,518	5,9	5,69	1,522	6,7
8 WSW	5,66	5,05	1,666	6,8	6,64	1,675	7,7
9 W	5,79	5,25	1,447	7,1	6,20	1,440	6,9
10 WNW	7,22	6,44	1,732	12,5	7,22	1,775	11,1
11 NNW	6,29	5,65	1,564	13,3	5,74	1,506	10,7
All	6,94	6,24	1,553	100,0	7,37	1,592	100,0



**Figura 4 – Statistiche dati di vento nodi satellitari utilizzati.**

### 3.4 Densità dell'aria

Il calcolo della densità dell'aria di sito è stato condotto sulla base di dati climatologici (disponibili nel database del software windPRO) relativi ad una stazione meteorologica vicina all'area di progetto (stazione di Enna, altezza 940 m, temperatura 12,2°C, pressione 1013, hPa). La densità media dell'aria ad altezza mozzo degli aerogeneratori è stata dunque ricavata in funzione della loro posizione geografica ed utilizzata per la successiva stima del rendimento energetico del parco eolico, adattando il valore in funzione dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza mozzo. Il valore risultante di densità dell'aria è risultato pari a 1,128 kg/m<sup>3</sup>.



The screenshot shows the 'Air density setup' dialog box with the following settings:

- Select air density calculation method:**
  - Fixed air density:
    - Standard (1.225 kg/m<sup>3</sup>):
    - Manual:  1,225 kg/m<sup>3</sup>
  - Elevation depending air density:
    - Temperature base values:
      - Temperature data from climate station database:  Climate database: ENNA ITALY
      - Manual input of temperature data:
    - Pressure base values:
      - Pressure calculated from elevation:
      - Manual input of pressure data (Must be used with care):
- Other settings:**
  - Relative humidity: 0,0 %
- Example:**
  - Terrain elevation: 587,2 m a.s.l. + Hub height: 125,0 m a.g.l. = 712,2 m a.s.l.
  - Temperature: 13,7 °C Pressure: 931 hPa Air density: 1,131 kg/m<sup>3</sup> 92,4 % of STANDARD

**Figura 5 – Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria.**

## 4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

### 4.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dagli aerogeneratori di progetto previsti è stata elaborata impiegando i software di settore windPRO 3.5 e WaSP, tra i più affermati software attualmente in utilizzo per le analisi dei flussi ventosi e per le relative stime di resa energetica degli impianti eolici. La stima di producibilità riportata è stata ottenuta impiegando una serie di dati anemologici di una serie di stazioni satellitare disponibile ad altezza 100 m assimilando gli aerogeneratori di progetto al modello Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW, diametro 150 m ed altezza al mozzo 125 m.

### Performance Specification

EnVentus™  
V150-6.0 MW 50/60 Hz



#### 1 General Description

The Vestas V150-6.0 MW is a wind turbine variant within the EnVentus™ turbine range. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The V150-6.0 MW turbine has a rotor diameter of 150 m and a rated power of 6.0 MW.

For more details, please refer to the General Description of the EnVentus™ turbine range (General Description EnVentus™ - 0081-5017).

#### 2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IECRE OD-501	IEC S	105 m, 125 m, 155 m
DIBT 2012	DIBT S	125 / 148 / 166 m

**Figura 6 – Datasheet del tipo turbina di progetto (Vestas V150).**

La produzione energetica stimata tiene conto anche delle eventuali perdite dovute all'effetto scia indotto dalle mutue interferenze del layout di impianto con la contestuale presenza di altri aerogeneratori nell'area limitrofa al punto di installazione (nel caso specifico di potenziale futura presenza), nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria specifica del sito in oggetto.

In si Figura 7 riporta la differenza nella modulazione della curva di potenza tra quella riferita alla densità standard dell'aria ( $1,225 \text{ kg/m}^3$ ) e quella relativa alla densità specifica di sito. Tale modulazione utilizza come input di dati le informazioni riportate nel datasheet tecnico fornito dal supplier (power curve riferite a differenti densità dell'aria) unitamente alle interpolazioni elaborate dal software per la densità dell'aria caratteristica di sito, che risulta essere pari a  $1,128 \text{ kg/m}^3$  relativa ad un'altezza di 125 m ricalcolata e variabile per ogni punto di installazione. In Figura 7 è riportata la curva di potenza caratteristica dell'aerogeneratore di progetto nella sua versione riferita alla densità dell'aria standard e in quella rimodulata per la densità



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	15 di 27

specifica di sito. Quest'ultima è stata utilizzata come dato di input per la stima di produzione attesa dall'impianto di progetto.

**PARK - Power Curve Analysis**

**Calculation:** 2022-11-15\_Layout\_16WTG-V150-6.0MW-H125 + NEWA (71)/NEWA(84)WTG: AG27 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 IOI, Hub height: 125,0 m

**Name:** Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 10-2020

**Source:** Manufacturer

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
				[m/s]				kW/m <sup>2</sup>
13/10/2020	EMD	01/03/2021	01/03/2021	25,0	Pitch	User defined	Variable	0,34

Document no. 0098-0749 V01.

**HP curve comparison - Note:** For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	9.110	14.101	19.046	23.539	27.391	30.516
VESTAS V150-6.0 6000 150.0 IOI Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-OS - 10-2020	[MWh]	9.228	14.297	19.248	23.580	27.050	29.590
Check value	[%]	-1	-1	-1	0	1	3

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m<sup>2</sup>) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses. For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.n.r. 51171/00-0016 or see the windPRO manual. The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003. Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

**Power curve**

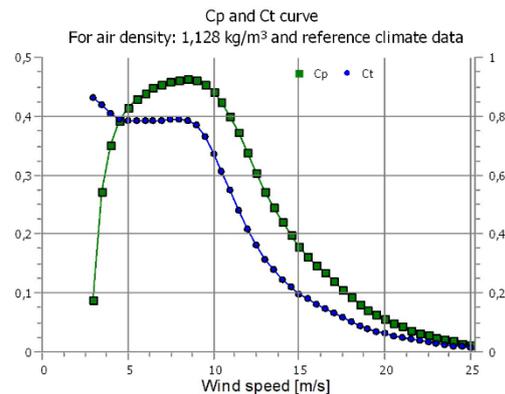
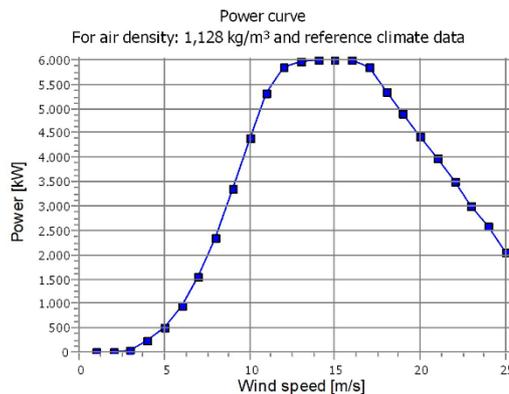
Original data, Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	40,0	0,14	3,0	0,86
3,5	135,0	0,29	3,5	0,84
4,0	250,0	0,36	4,0	0,81
4,5	391,0	0,40	4,5	0,79
5,0	563,0	0,42	5,0	0,78
5,5	775,0	0,43	5,5	0,78
6,0	1.022,0	0,44	6,0	0,79
6,5	1.337,0	0,45	6,5	0,79
7,0	1.693,0	0,46	7,0	0,79
7,5	2.101,0	0,46	7,5	0,79
8,0	2.565,0	0,46	8,0	0,79
8,5	3.086,0	0,46	8,5	0,79
9,0	3.657,0	0,46	9,0	0,77
9,5	4.231,0	0,46	9,5	0,73
10,0	4.777,0	0,44	10,0	0,67
10,5	5.298,0	0,42	10,5	0,61
11,0	5.642,0	0,39	11,0	0,55
11,5	5.867,0	0,36	11,5	0,48
12,0	5.996,0	0,32	12,0	0,42
12,5	5.968,0	0,28	12,5	0,36
13,0	5.990,0	0,25	13,0	0,32
13,5	6.000,0	0,23	13,5	0,28
14,0	6.000,0	0,20	14,0	0,25
14,5	6.000,0	0,18	14,5	0,22
15,0	6.000,0	0,16	15,0	0,20
15,5	6.000,0	0,15	15,5	0,18
16,0	6.000,0	0,14	16,0	0,16
16,5	6.000,0	0,12	16,5	0,15
17,0	5.942,0	0,11	17,0	0,13
17,5	5.985,0	0,10	17,5	0,12
18,0	5.353,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.121,0	0,07	18,5	0,09
19,0	4.887,0	0,07	19,0	0,08
19,5	4.655,0	0,06	19,5	0,07
20,0	4.428,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.196,0	0,04	20,5	0,06
21,0	3.966,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.725,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.495,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.259,0	0,03	22,5	0,03
23,0	3.012,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.806,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.580,0	0,02	24,0	0,02
24,5	2.288,0	0,01	24,5	0,02
25,0	2.044,0	0,01	25,0	0,02

**Power, Efficiency and energy vs. wind speed**

Data used in calculation, Air density: 1,128 kg/m<sup>3</sup> New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	24,0	0,09	2,50-3,50	47,8	47,8	0,3
4,0	224,1	0,35	3,50-4,50	195,3	243,1	1,4
5,0	514,6	0,41	4,50-5,50	431,1	674,1	3,9
6,0	945,3	0,44	5,50-6,50	738,6	1.412,8	8,2
7,0	1.552,8	0,45	6,50-7,50	1.100,1	2.512,9	14,6
8,0	2.354,9	0,46	7,50-8,50	1.475,0	3.988,0	23,2
9,0	3.347,5	0,46	8,50-9,50	1.804,5	5.792,5	33,7
10,0	4.404,1	0,44	9,50-10,50	2.000,2	7.792,7	45,3
11,0	5.303,8	0,40	10,50-11,50	1.995,5	9.788,2	56,9
12,0	5.841,1	0,34	11,50-12,50	1.789,4	11.577,6	67,3
13,0	5.978,3	0,27	12,50-13,50	1.471,7	13.049,3	75,9
14,0	5.999,2	0,22	13,50-14,50	1.157,5	14.206,8	82,6
15,0	6.000,0	0,18	14,50-15,50	890,6	15.097,4	87,8
16,0	6.000,0	0,15	15,50-16,50	674,4	15.771,8	91,7
17,0	5.842,0	0,12	16,50-17,50	489,0	16.260,9	94,6
18,0	5.353,0	0,09	17,50-18,50	334,2	16.595,0	96,5
19,0	4.887,0	0,07	18,50-19,50	223,4	16.818,4	97,8
20,0	4.424,0	0,06	19,50-20,50	147,0	16.965,4	98,7
21,0	3.966,0	0,04	20,50-21,50	95,2	17.060,6	99,2
22,0	3.495,0	0,03	21,50-22,50	60,5	17.121,2	99,6
23,0	3.012,0	0,02	22,50-23,50	37,9	17.159,1	99,8
24,0	2.580,0	0,02	23,50-24,50	23,1	17.182,2	100,0
25,0	2.044,0	0,01	24,50-25,50	8,5	17.190,7	100,0



windPRO 3.5.587 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, windpro@emd.dk

24/11/2022 14:51 / 1



**Figura 7 – Curva di potenza standard e curva di potenza a densità dell'aria di sito ad altezza mozzo.**

In Tabella 3 sono riportate, per ognuna delle turbine di progetto, le informazioni relative a:

- $v_{avg}$  [m/s]: velocità media del vento stimata ad altezza mozzo (125,0 m);
- POTENTIAL GROSS AEP [MWh]: produzione lorda attesa ad altezza mozzo (125,0 m);
- WAKE LOSS [%]: valore di perdita percentuale di produzione dovuto all'effetto scia;
- AIR DENSITY [kg/m<sup>3</sup>]: densità dell'aria calcolata in funzione della quota altimetrica del punto di installazione delle turbine di progetto e dell'altezza mozzo;
- GROSS AEP [MWh]: produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia.

**Tabella 3 – Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto.**

ID WTG	$v_{avg}$ [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	AIR DENSITY [kg/m <sup>3</sup> ]
WTG01	6,95	17.527	1,92	17.191	1,128
WTG03	6,95	17.516	3,66	16.875	1,122
WTG04	6,36	15.361	3,33	14.850	1,126
WTG05	7,26	18.479	2,85	17.952	1,113
WTG06	6,70	16.611	2,96	16.120	1,119
WTG07	6,69	16.707	2,66	16.262	1,132
WTG08	7,32	18.649	4,61	17.790	1,122
WTG10	7,03	17.864	4,48	17.065	1,128
WTG11	6,81	17.167	5,76	16.179	1,131
WTG12	6,85	17.267	4,64	16.466	1,129
WTG13	6,87	17.272	3,76	16.623	1,130
WTG14	6,67	16.467	2,77	16.011	1,133
WTG15	6,67	16.440	3,59	15.850	1,132
WTG16	7,15	18.228	3,19	17.646	1,124
WTG09	6,89	17.399	5,17	16.500	1,128
WTG02	6,36	15.411	3,32	14.900	1,131

## 4.2 Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta

Al fine di conseguire ad una stima attendibile della produzione energetica di un impianto è indispensabile considerare alcuni fattori che contribuiscono ad aumentare le perdite energetiche cui gli aerogeneratori sono soggetti, e dunque influenzano l'effettiva quantità di energia cedibile dall'impianto alla rete elettrica nazionale. Tali fattori possono variare in funzione delle specifiche condizioni al contorno del caso in esame, ma producono degli effetti noti.

Per l'impianto in questione, ad ognuno dei fattori considerati sono stati associati dei valori "standard" di perdite percentuali, di tipo empirico o relativi all'esperienza diretta, come riportato nella Tabella 4.

*Tabella 4 – Perdite tecniche dell'impianto.*

<b>ENERGY LOSS FACTOR</b>	<b>TL [%]</b>	<b>TL [MWh/y]</b>
wind generator availability	3,0%	7.928
balance of plant (BOP)	1,0%	2.643
wind generator availability (extra contractual)	0,1%	264
electrical availability	0,5%	1.321
electrical losses or dispersions	2,5%	6.607
environmental conditions / extreme temperatures	0,3%	793
hysteresis for high intensity winds	0,2%	529
exercise limitations	0,5%	1.321
other	0,1%	0
other	0,1%	264
other	0,1%	264
other	0,1%	264
<b>TOTAL</b>	<b>8,5%</b>	<b>22.199</b>

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 8,5%, assume i valori riportati in Tabella 5, che rappresentano la quantità di energia “effettivamente cedibile alla rete”. Tali valori costituiscono il cosiddetto “P<sub>50</sub>” (definito anche stima del valore centrale), ossia quel valore di produzione energetica che, in regime di vento medio, sarà superato con probabilità del 50% (50° percentile).

In particolare, per ogni turbina sono riportate le seguenti informazioni:

- GROSS AEP [MWh]: produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia;
- NET AEP [MWh]: produzione ai morsetti attesa dalla wind farm di progetto al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche;
- FLEOH [Full Load Equivalent Hours] / ore equivalenti: produzione attesa al netto delle perdite di scia espresse in ore/anno [MWh/MW].

I valori di produzione dell'impianto sono riportati in Tabella 5 e Tabella 6:

*Tabella 5 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 1.*

ID WTG	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	v <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]
WTG01	6.000	125,0	6,95	17.527	1,92	17.191	15.730	2622
WTG03	6.000	125,0	6,95	17.516	3,66	16.875	15.440	2573
WTG04	6.000	125,0	6,36	15.361	3,33	14.850	13.587	2265
WTG05	6.000	125,0	7,26	18.479	2,85	17.952	16.426	2738
WTG06	6.000	125,0	6,70	16.611	2,96	16.120	14.750	2458
WTG07	6.000	125,0	6,69	16.707	2,66	16.262	14.880	2480
WTG08	6.000	125,0	7,32	18.649	4,61	17.790	16.277	2713
WTG10	6.000	125,0	7,03	17.864	4,48	17.065	15.614	2602
WTG11	6.000	125,0	6,81	17.167	5,76	16.179	14.804	2467
WTG12	6.000	125,0	6,85	17.267	4,64	16.466	15.067	2511
WTG13	6.000	125,0	6,87	17.272	3,76	16.623	15.210	2535
WTG14	6.000	125,0	6,67	16.467	2,77	16.011	14.650	2442
WTG15	6.000	125,0	6,67	16.440	3,59	15.850	14.503	2417
WTG16	6.000	125,0	7,15	18.228	3,19	17.646	16.146	2691
WTG09	6.000	125,0	6,89	17.399	5,17	16.500	15.097	2516
WTG02	6.000	125,0	6,36	15.411	3,32	14.900	13.634	2272

*Tabella 6 – Produzione annuale attesa dell'impianto di progetto parte 2.*

TOTAL WTG	v <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh/MW]
16	6,85	274.366	3,67	264.280	241.816	2519

### 4.3 Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili

Nonostante i più moderni progressi delle tecniche di modellazione matematica e statistica, gli studi legati alla meteorologia in generale, e al fenomeno ventoso in particolare, possiedono intrinsecamente numerosi margini di incertezza poiché basati su concetti probabilistici e previsionali che comportano deviazioni rispetto al valore probabilistico centrale stimato dalle variabili meteorologiche.

Le principali fonti di deviazione della stima centrale, che rappresentano lo scarto quadratico medio della sua distribuzione statistica, fanno riferimento principalmente a incertezze legate a:

- misure dei parametri anemologici specifici di sito: accuratezza della campagna di misura, degli strumenti e dei sensori installati, della calibrazione degli stessi ecc.;
- previsione del fenomeno ventoso sul lungo termine, condotta solo con dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni) che in fase di analisi si cerca di correlare statisticamente con fonti dati di stazioni fisiche o di nodi satellitari

di riferimento di lungo periodo. Questo parametro è legato a numerosi fattori: la qualità delle correlazioni, l'effettiva corrispondenza della distribuzione di velocità e la rosa dei venti misurata alle stazioni, nonché la durata della campagna di misura rispetto ai periodi storici e la variabilità inter-annuale;

- condizioni di ventosità in aree adiacenti al punto di installazione della stazione di riferimento;
- variabilità dei fenomeni climatologici (ed estremi) che i cambiamenti climatici stanno apportando rispetto al recente passato;
- estrapolazione verticale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica a quella del mozzo delle turbine considerate. Il valore dell'incertezza associata a tale parametro dipende dall'accuratezza della misura del gradiente di velocità e dalla differenza tra le altezze di misura e quelle del mozzo delle turbine in esame;
- estrapolazione orizzontale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica alle posizioni delle turbine considerate nella stima. Naturalmente l'incertezza associata a tale parametro risulta essere anche funzione del modello fisico utilizzato e dalle condizioni al contorno quali complessità orografica, rugosità superficiale, distanza intercorrente tra le fonti dati utilizzate e le turbine in esame, numero fonti dati e rappresentatività delle condizioni al contorno, ecc.

Per convertire l'incertezza relativa alle velocità stimate nel valore corrispondente di incertezza sulla produzione energetica attesa, viene utilizzato il fattore di sensibilità per l'altezza al mozzo degli aerogeneratori. L'incertezza totale associata alla stima di produzione energetica rappresenta il risultato della combinazione dei valori di diversi fattori di incertezza valutati in accordo con gli standard definiti da IEC WG 15. Al termine della valutazione si evidenzia il valore di incertezza nella produzione attesa dall'impianto in esame per due periodi di riferimento: 1 e 10 anni.

**Tabella 7 – Perdite per incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni.**

PARAMETERS / UNCERTAINTY FACTORS	UW [%]	UE [%]	UE [MWh]
measurement / accuracy / reliability campaign	5,0%	8,1%	21.407
MCP / LTS	1,5%	2,4%	6.422
annual variation average speed	6,0%	9,7%	25.688
variable ten-year average speed	1,9%	3,1%	8.123
wind trend / uncertainty future variability	1,5%	2,4%	6.422
anemological parameters / other	2,0%	3,2%	8.563
vertical extrapolation	2,5%	4,1%	10.703
horizontal extrapolation	2,0%	3,2%	8.563
simulation / other	1,5%	2,4%	6.422
wind turbine power curve	3,1%	5,0%	13.214
measurement systems	1,3%	2,1%	5.566
plant performance / availability and environmental conditions	1,0%	1,6%	4.281
<b>TOTAL U1</b>	<b>9,7%</b>	<b>15,7%</b>	<b>41.557</b>
<b>TOTAL U10</b>	<b>7,9%</b>	<b>12,7%</b>	<b>33.661</b>

A partire dai valori di incertezza riportati in tabella, dal valore medio di sensitività calcolato pari a 1,45 e dal valore centrale della produzione  $P_{50}$  è possibile stimare i valori percentili di affidabilità  $P_{75}$  e  $P_{90}$ .

I livelli di confidenza di produzione netta ( $P_{50}$ ,  $P_{75}$  e  $P_{90}$ ) attesa per gli aerogeneratori di progetto, calcolati su base annuale e decennale, sono riportati in Tabella 8, Tabella 9 e Tabella 10.

**Tabella 8 – Produzione netta attesa dell'impianto a  $P_{50}$ .**

TOTAL WTG	NET AEP ( $P_{50}$ YEAR) [MWh]	FLEOH ( $P_{50}$ YEAR) [MWh/MW]
16	241.816	2519

**Tabella 9 – Produzione netta attesa dell'impianto a  $P_{75}$ .**

TOTAL WTG	NET AEP ( $P_{75}$ 1 YEAR) [MWh]	FLEOH ( $P_{75}$ 1 YEAR) [MWh/MW]	NET AEP ( $P_{75}$ 10 YEAR) [MWh]	FLEOH ( $P_{75}$ 10 YEAR) [MWh/MW]
16	216.169	2252	221.042	2303

**Tabella 10 – Produzione netta attesa dell'impianto a  $P_{90}$ .**

TOTAL WTG	NET AEP ( $P_{90}$ 1 YEAR) [MWh]	FLEOH ( $P_{90}$ 1 YEAR) [MWh/MW]	NET AEP ( $P_{90}$ 10 YEAR) [MWh]	FLEOH ( $P_{90}$ 10 YEAR) [MWh/MW]
16	193.086	2011	202.344	2108



**RELAZIONE DI STUDIO  
ANEMOLOGICO E STIMA DI  
PRODUZIONE ENERGETICA**

CODICE	EO. CLB 01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	21 di 27

## 5 CONCLUSIONI

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari al 8,5%, assume i valori riportati in Tabella 5, che rappresentano la quantità di energia “effettivamente cedibile alla rete”. Tali valori costituiscono il cosiddetto “P<sub>50</sub>” (definito anche stima del valore centrale), ossia quel valore di produzione energetica che, in regime di vento medio, sarà superato con probabilità del 50% (50° percentile).

In particolare, per ogni turbina sono riportate le seguenti informazioni:

- GROSS AEP [MWh]: produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia;
- NET AEP [MWh]: produzione ai morsetti attesa dalla wind farm di progetto al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche;
- FLEOH [Full Load Equivalent Hours] / ore equivalenti: produzione attesa al netto delle perdite di scia espresse in ore/anno [MWh/MW].

I valori di produzione dell’impianto nel globale sono riportati nella tabella seguente:

*Tabella 11 – Produzione annuale attesa dell’impianto di progetto.*

TOTAL WTG	v <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> YEAR) [MWh/MW]
16	6,85	274.366	3,67	264.280	241.816	2519