

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA DI FOGGIA  
**COMUNE DI APRICENA**

LOCALITÀ INCORONATA - SAN SABINO

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO AVENTE POTENZA PARI A 99,2 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE - 16 AEROGENERATORI**

Sezione:

**SEZIONE AN - STIMA ANEMOLOGICA**

Elaborato:

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

Nome file sorgente:

**SEZIONE AN/EO.APR01.PD.AN.SIA.01.dwg**

Numero elaborato:

**EO.APR01.PD.AN.SIA.01**

Scala:

Formato di stampa:

**A4**

Nome file stampa:

**EO.APR01.PD.AN.SIA.01.pdf**

Tipologia:

**R**

Proponente:

**E-WAY FINANCE S.p.A.**

Via Po, 23  
00198 ROMA (RM)  
P.IVA. 15773121007



Progettista:

**E-WAY FINANCE S.p.A.**

Via Po, 23  
00198 ROMA (RM)  
P.IVA. 15773121007



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.APR01.PD.AN.SIA.01	00	12/2021	D.Franconiero	D.Franconiero	A.Bottone

E-WAY FINANCE S.p.A.  
www.ewayfinance.it

Sede legale  
Via Po, 23  
00198 ROMA (RM)  
tel. +39 0694414500

Sede operativa  
Via Provinciale, 5  
84044 ALBANELLA (SA)  
tel. +39 0828984561

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA.....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUZIONE .....</b>	<b>5</b>
2.1	Inquadramento territoriale.....	5
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA DI ANALISI .....</b>	<b>14</b>
<b>4</b>	<b>DATI DI INPUT .....</b>	<b>16</b>
4.1	Modello digitale orografico.....	16
4.2	Modello di rugosità superficiale .....	16
4.3	Modello di campo e flusso ventoso .....	17
4.4	Densità dell'aria .....	19
<b>5</b>	<b>VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE.....</b>	<b>20</b>
5.1	Reference Wind Speed: verifica preliminare dei parametri di sito .....	20
5.1	Intensità di turbolenza ambientale .....	21
<b>6</b>	<b>STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA .....</b>	<b>23</b>
6.1	Layout di impianto e stima di producibilità.....	23
6.2	Analisi delle perdite tecniche e stima della produzione netta.....	27
6.3	Valutazione delle incertezze e stima dei livelli di affidabilità percentili.....	29
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI.....</b>	<b>32</b>

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1: Area di sviluppo progettuale su stralcio di ortofoto satellitare (fonte Google Earth) .....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2: Area di sviluppo progettuale su stralcio cartografico (fonte IGM 1:25000) .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 3: Aerogeneratori di progetto (simbolo rosso) e turbine esistenti (simboli di colori di differenti).....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 4: Layout di progetto (Incoronata) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (2D) .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 5: Layout di progetto (San Sabino) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (2D) .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 6: Layout di progetto (Incoronata) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (3D) .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 7 Layout di progetto (San Sabino) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (3D) .....</i>	<i>13</i>
<i>Figura 8: Sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità utilizzati per la simulazione .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 9: Informazioni relative al nodo satellitare ERA5_W.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 10: Informazioni relative al nodo satellitare ERA-Interim .....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 11: Individuazione su Open Street Map dei due nodi satellitari rispetto alla posizione delle turbine di progetto</i>	<i>18</i>
<i>Figura 12: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria .....</i>	<i>19</i>
<i>Figura 13: "Main Result" del modulo SITE COMPLIANCE - sintesi dei risultati ottenuti per la verifica di rispondenza delle turbine di progetto alle caratteristiche specifiche di sito.....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 14: Datasheet ufficiale modello di turbina Vestas V162 - 6.2MW.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 15: Curva di potenza standard dell'aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell'aria di sito ad altezza mozzo (119 m s.l.t.) .....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 16: Caratteristiche di ventosità di sito nell'ipotesi di turbine con altezza al mozzo pari a 119 m s.l.t.....</i>	<i>26</i>

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 2-1: Aerogeneratori di progetto</i> .....	8
<i>Tabella 2-2: Coordinate wind farm esistente ERG</i> .....	9
<i>Tabella 2-3: Coordinate aerogeneratori esistenti – minieolico (<math>\leq 60</math> kW)</i> .....	9
<i>Tabella 2-4: Coordinate wind farm in iter Wind Energy Apricena</i> .....	10
<i>Tabella 2-5: Coordinate wind farm in iter Lucky Wind</i> .....	10
<i>Tabella 2-6: Coordinate wind farm in iter ESS</i> .....	10
<i>Tabella 2-7: Coordinate wind farm in iter Renvico</i> .....	11
<i>Tabella 5-1: Parametri di base per le classi di aerogeneratori riferiti all'altezza mozzo delle turbine.</i> .....	20
<i>Tabella 6-1: Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto</i> .....	27
<i>Tabella 6-2: Tabella riassuntiva delle perdite tecniche dell'impianto</i> .....	28
<i>Tabella 6-3: Produzione annuale attesa dall'impianto di progetto e dalle singole turbine</i> .....	28
<i>Tabella 6-4: Sintesi dei principali parametri e fattori di incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni</i> .....	30
<i>Tabella 6-5: Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno</i> .....	30
<i>Tabella 6-6: Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni</i> .....	31

## 1 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 "Incoronata - San Sabino", sito in agro di Apricena (FG).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico avente potenza nominale pari a 99,2 MW e costituito da:

- N° 16 aerogeneratori aventi diametro 162 m e altezza al mozzo pari a 119 m (per un'altezza complessiva di 200 m), ciascuno avente potenza nominale pari a 6,2 MW (aerogeneratore tipo modello Vestas V162);
- 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 6 aerogeneratori alla prima Cabina di Raccolta e Misura;
- Linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 10 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 due Cabine di Raccolta e Misura alla SE Utente di cui sopra;
- Una sezione di impianto elettrico comune con due impianti fotovoltaico in sviluppo (altro operatore), 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 "Torremaggiore". 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 "Torremaggiore", 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 RTN "Torremaggiore".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Finance S.p.A., avente sede legale in Via Po 23, 00198 Roma, P.IVA 15773121007.

## 2 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 99,2 MW previsto in agro del comune di Apricena (FG).

L'impianto in oggetto è costituito da 16 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MW, per una potenza di impianto pari a 99,2 MW, di marca Vestas modello V162.

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 di stazioni anemometriche poste 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.

### 2.1 Inquadramento territoriale

L'area interessata dalla proposta di intervento progettuale è localizzata in agro del Comune di Apricena, individuabile in località "Incoronata" e "San Sabino", al confine con i territori comunali di Poggio Imperiale (FG) e San Severo (FG). L'area dista circa 1,5 km in direzione sud dal centro abitato di Apricena e circa 3 km in direzione sud-ovest dal centro abitato di Poggio Imperiale.

L'orografia della zona di sviluppo è tipicamente pianeggiante e non eccessivamente variabile dal punto di vista altimetrico (dai 33,4 ai 65 m s.l.t. con eccezione di due turbine rispettivamente a 110,8 e 125 m s.l.t.). I suoli risultano essere quasi esclusivamente adibiti ad uso agricolo sostanzialmente priva di alberature di medio o alto fusto.

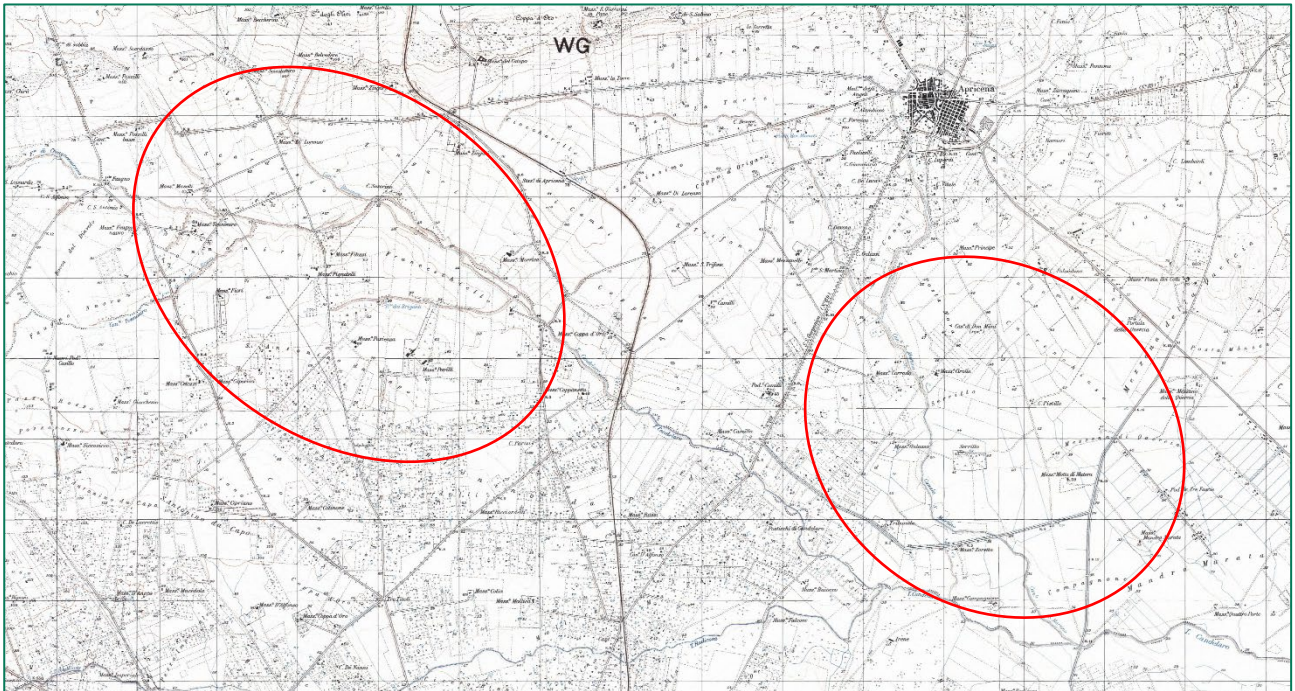
L'impianto in oggetto è costituito da 16 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MW per una potenza di impianto pari a 99,2 MW.

Le turbine di progetto si inseriscono in un contesto territoriale prevalentemente privo impianti eolici ad eccezione di sporadiche singole applicazioni di tipo minieolico (potenza nominale < 60 kW). Rispetto all'estensione della totalità dell'area di sviluppo progettuale, soltanto nella zona a nord ovest, individuabile in località "Incoronata", è attualmente presente una wind farm costituita da 15 aerogeneratori.



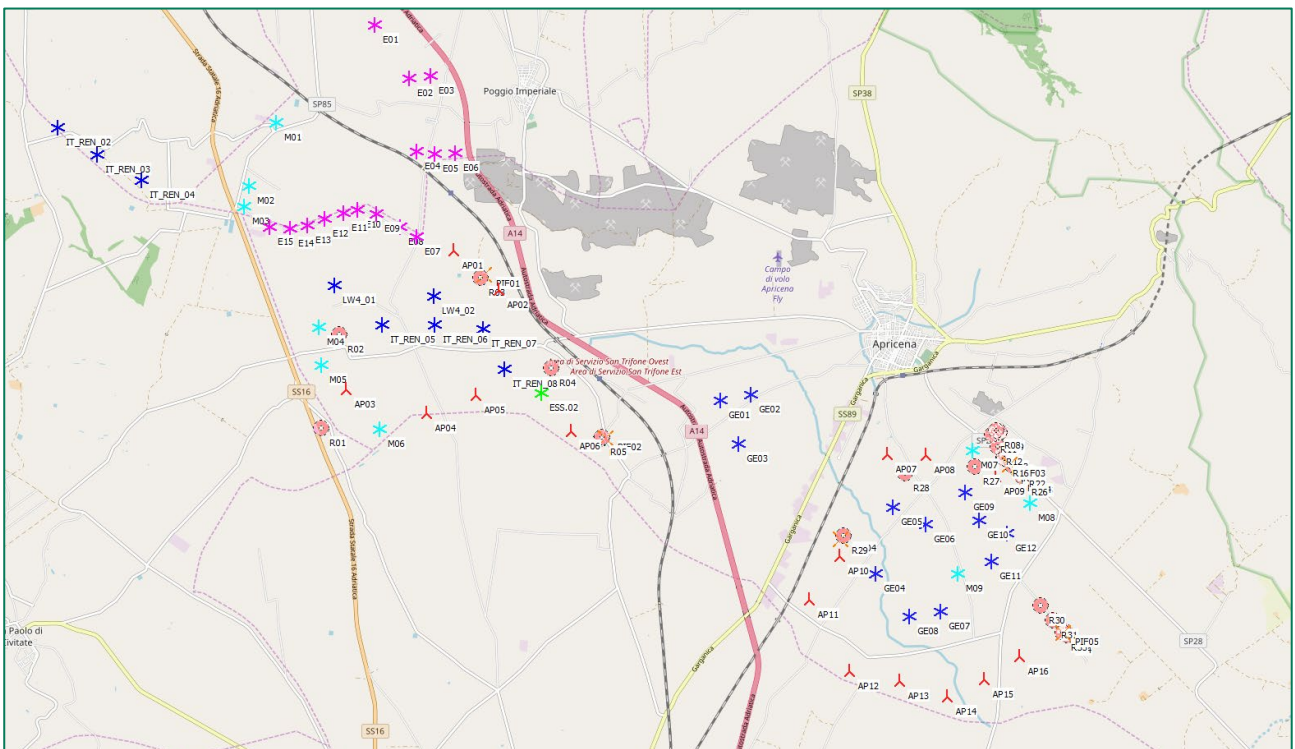
**Figura 1: Area di sviluppo progettuale su stralcio di ortofoto satellitare (fonte Google Earth)**

In Figura 2 e Figura 3, invece, è riportato il layout eolico di progetto (individuato con le sigle da "AP01" a "AP16") su base IGM 1:25000 e inserito nel contesto territoriale preesistente/in iter:



**Figura 2: Area di sviluppo progettuale su stralcio cartografico (fonte IGM 1:25000)**

R



**Figura 3: Aerogeneratori di progetto (simbolo rosso) e turbine esistenti (simboli di colori di differenti)**

**In Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** sono riportate le coordinate delle turbine di progetto nel sistema di coordinate UTM WGS84:



**Tabella 2-1: Aerogeneratori di progetto**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
AP01	529208	4627453			
AP02	529995	4626779			
AP03	527347	4625052			
AP04	528738	4624648			
AP05	529602	4624962			
AP06	531250	4624334			
AP07	536745	4623972			
AP08	537427	4623958			
AP09	538636	4623589	VESTAS V162	119	6,2
AP10	535936	4622202			
AP11	535413	4621439			
AP12	536107	4620215			
AP13	536984	4620039			
AP14	537818	4619786			
AP15	538459	4620085			
AP16	539063	4620485			

Nelle tabelle seguenti, invece, sono riportate le coordinate dei principali impianti esistenti ed il cui iter autorizzativo è in fase di valutazione, considerati nel modello di simulazione per l'elaborazione della stima di produzione in oggetto:

**Tabella 2-2: Coordinate wind farm esistente ERG**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
E01	527818	4631365			
E02	528416	4630433			
E03	528788	4630480			
E04	528556	4629179			
E05	528864	4629131			
E06	529224	4629146			
E07	528558	4627691			
E08	528271	4627865	Vestas V90	80	2,0
E09	527863	4628094			
E10	527537	4628168			
E11	527282	4628103			
E12	526967	4627999			
E13	526669	4627894			
E14	526365	4627826			
E15	526003	4627861			

**Tabella 2-3: Coordinate aerogeneratori esistenti – minieolico ( $\leq 60$  kW)**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
M01	526110	4629669			
M02	525648	4628568			
M03	525561	4628208			
M04	526864	4626123			
M05	526917	4625479	Northern Power	37,0	0,06
M06	527928	4624374			
M07	538234	4624046			
M08	539237	4623138			
M09	537988	4621920			

Si precisa che per gli aerogeneratori riportati in Tabella 2-2 e Tabella 2-3, non essendo disponibili i valori di emissivi delle specifiche configurazioni e tipologie di turbina installata, a titolo cautelativo sono stati associati modelli di turbina aventi similari caratteristiche dimensionali e potenza nominale i cui spettri emissivi sono noti e dichiarati.

**Tabella 2-4: Coordinate wind farm in iter Wind Energy Apricena**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
GE01	533846	4624899			
GE02	534383	4625001			
GE03	534172	4624140			
GE04	536564	4621912			
GE05	536854	4623057			
GE06	537433	4622769			
GE07	537698	4621253			
GE08	537151	4621167			
GE09	538108	4623326			
GE10	538358	4622839			
GE11	538579	4622124			
GE12	538847	4622614	GE WIND ENERGY	120,9	5,5
GE01	533846	4624899			
GE02	534383	4625001			
GE03	534172	4624140			
GE04	536564	4621912			
GE05	536854	4623057			
GE06	537433	4622769			
GE07	537698	4621253			
GE08	537151	4621167			
GE09	538108	4623326			
GE10	538358	4622839			
GE11	538579	4622124			

**Tabella 2-5: Coordinate wind farm in iter Lucky Wind**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
LW_01	527138	4626853	Vestas V100	95,0	2,0
LW_02	528866	4626675			

**Tabella 2-6: Coordinate della turbina di applicazione singola ESS**

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
ESS_02	530741	4625002	Vestas V52	86,0	0,850

*Tabella 2-7: Coordinate wind farm in iter Renvico*

ID WTG	UTM WGS 84 E [m]	UTM WGS 84 N [m]	TYPE	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	P [MW]
REN_01	521960	4630319			
REN_02	522328	4629564			
REN_03	523007	4629098			
REN_04	523780	4628660			
REN_05	527974	4626175	Vestas V150	166,0	4,2
REN_06	528879	4626173			
REN_07	529725	4626114			
REN_08	530101	4625418			

Si riportano, infine, alcune immagini satellitari estratte da Google Earth con evidenza dei punti di installazione progettuale inseriti nello scenario ipotizzato, con la presenza contestuale di tutte le turbine esistenti e di tutte le potenziali installazioni future il cui iter autorizzativo è in fase di valutazione. Le immagini sono proposte nel prospetto 2D e 3D, identificando gli aerogeneratori di proposta progettuale con etichette di colore rosso.



**Figura 4: Layout di progetto (Incoronata) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (2D)**



**Figura 5: Layout di progetto (San Sabino) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (2D)**



**Figura 6: Layout di progetto (Incoronata) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (3D)**



**Figura 7 Layout di progetto (San Sabino) con evidenza di tutti gli impianti considerati su stralcio ortofoto Google Earth (3D)**

### 3 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 dello specifico software di settore WIND PRO (con impiego di motore e metodologia WASP), tra i più apprezzati ed affermati per le 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 possono 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(1) prevede l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola o più posizioni di stazioni anemometriche, che permette di calcolare la distribuzione, e 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, ed 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.

---

(1) WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.



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

CODICE	EO.APR01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	01
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	15 di 32

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.



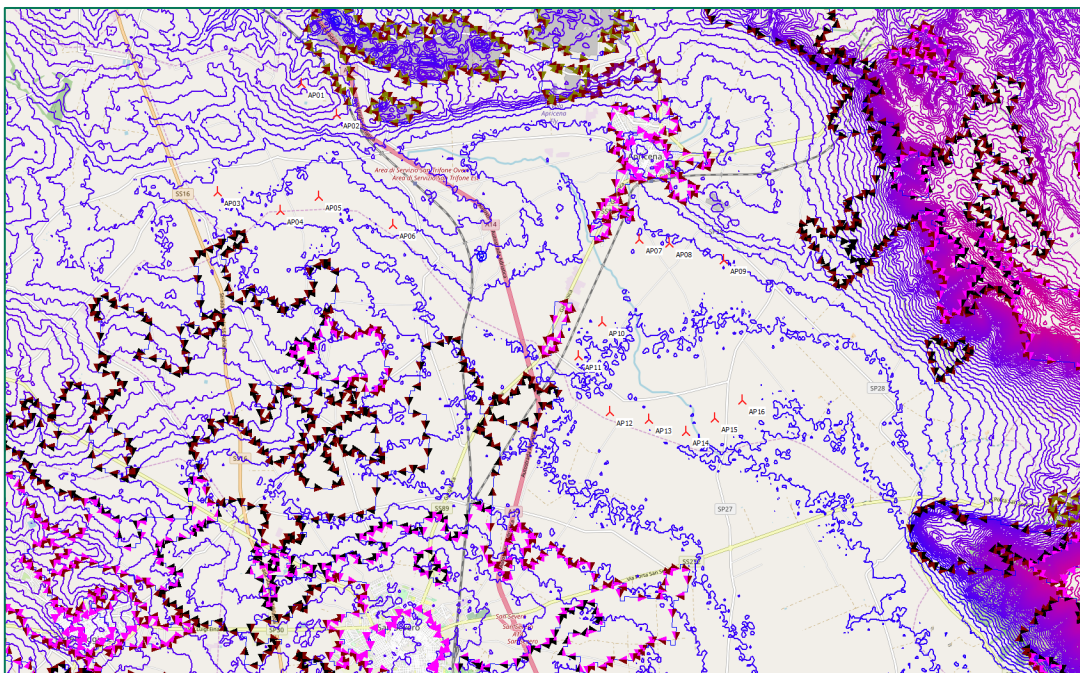
## 4 DATI DI INPUT

### 4.1 Modello digitale orografico

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 da 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 DEM è stato elaborato con uno step di 10 m e copre un'area territoriale complessiva di 40x40 Km.

### 4.2 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 e la differente distribuzione ed altezza della copertura vegetazionale, gioca un ruolo fondamentale relativamente la frizione, la distorsione e la variabilità della velocità del vento. Si riporta in Figura 8 la sovrapposizione dei modelli di orografia e rugosità utilizzati nella simulazione in oggetto. La mappa digitale di rugosità copre un'area di 40x40 km dal centro del parco eolico di progetto.



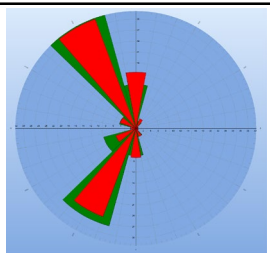
**Figura 8: Sovrapposizione dei modelli digitali di orografia e rugosità utilizzati per la simulazione**

### 4.3 Modello di campo e flusso ventoso

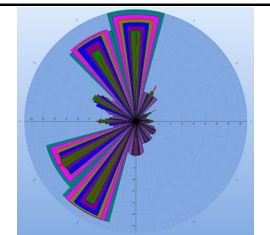
Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i dati anemologici riferiti a:

- set di dati del nodo satellitare denominato "ERA-Interim", avente un'ampiezza del database che supera i 28 anni (28 anni e 8 mesi) con disponibilità dati a diverse altezze di monitoraggio variabili da 10 a 200 m s.l.t. I principali parametri ed aggregazioni statistiche di tale database sono riportati in Figura 9 insieme alla rosa dei venti energetica per tutte le altezze di riferimento dei dati;
- set di dati del nodo satellitare denominato "ERA5\_W", avente un'ampiezza del database che supera i 30 anni (30 anni e 9 mesi) con disponibilità dati ad altezze di 10 e 100 m s.l.t.

La tabella a seguire riporta le informazioni relative all'individuazione geografica, al periodo di monitoraggio e alla rosa energetica dei venti risultante per tutte le altezze di riferimento.

	Measured Heigt	UTM WGS84 Long Est [m]	UTM WGS84 Lat Nord [m]	Z a.s.l. [m]	Count data	Of period	Start data	End data	Energy Rose
ERA5_W	10,00m	509980	4620140	180	269520	100%	01/01/1989	01/10/2019	
	100,00m								

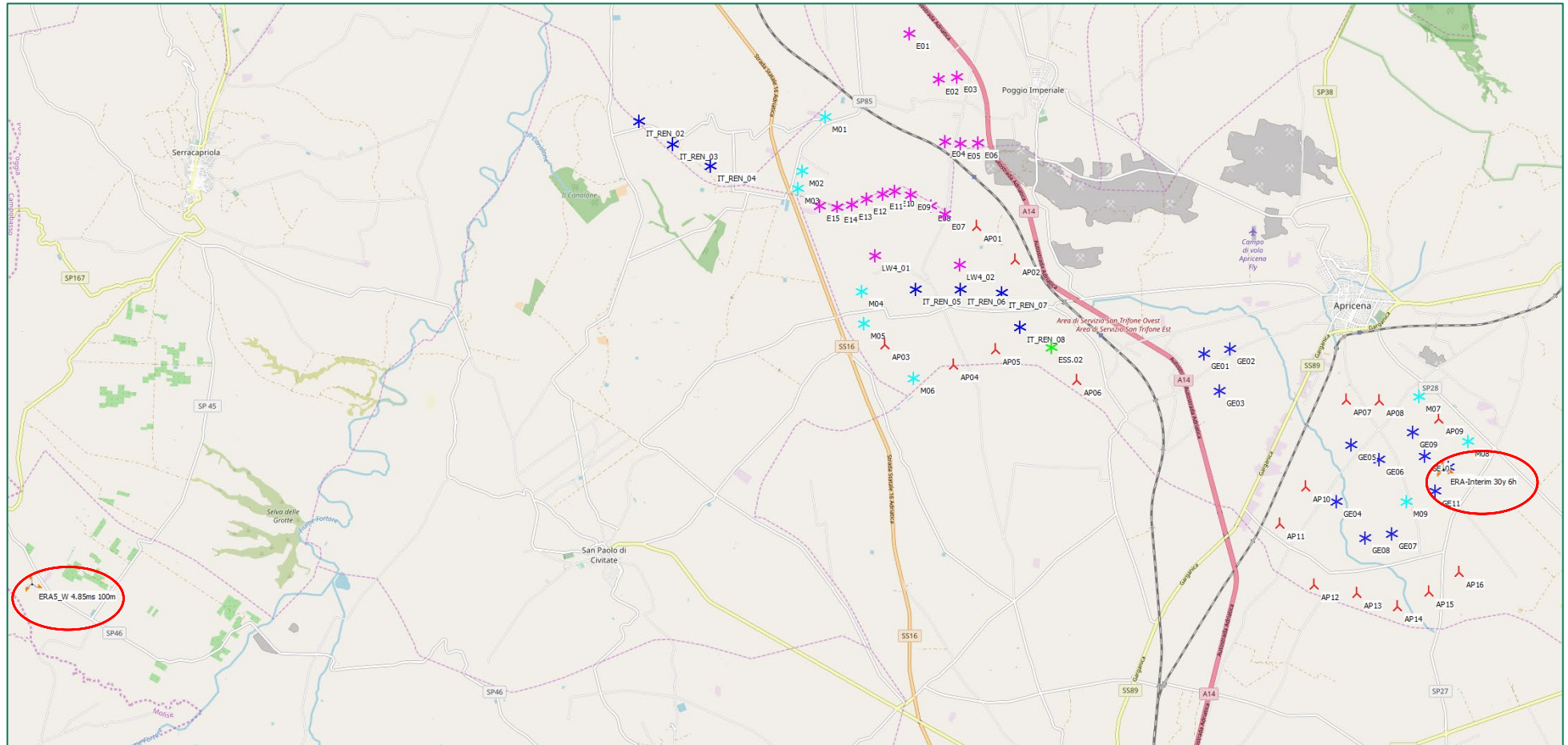
**Figura 9: Informazioni relative al nodo satellitare ERA5\_W**

	Measured Heigt	UTM WGS84 Long Est [m]	UTM WGS84 Lat Nord [m]	Z a.s.l. [m]	Count data	Of period	Start data	End data	Energy Rose
ERA5_Interim	10,00m	538741	4622569	40,2	41880	100%	01/01/1991	31/08/2019	
	25,00m								
	50,00m								
	75,00m								
	100,00m								
	150,00m								
	200,00m								

**Figura 10: Informazioni relative al nodo satellitare ERA-Interim**

In Figura 11 si riporta evidenza della dislocazione dei due nodi satellitari di riferimento rispetto al layout di progetto.

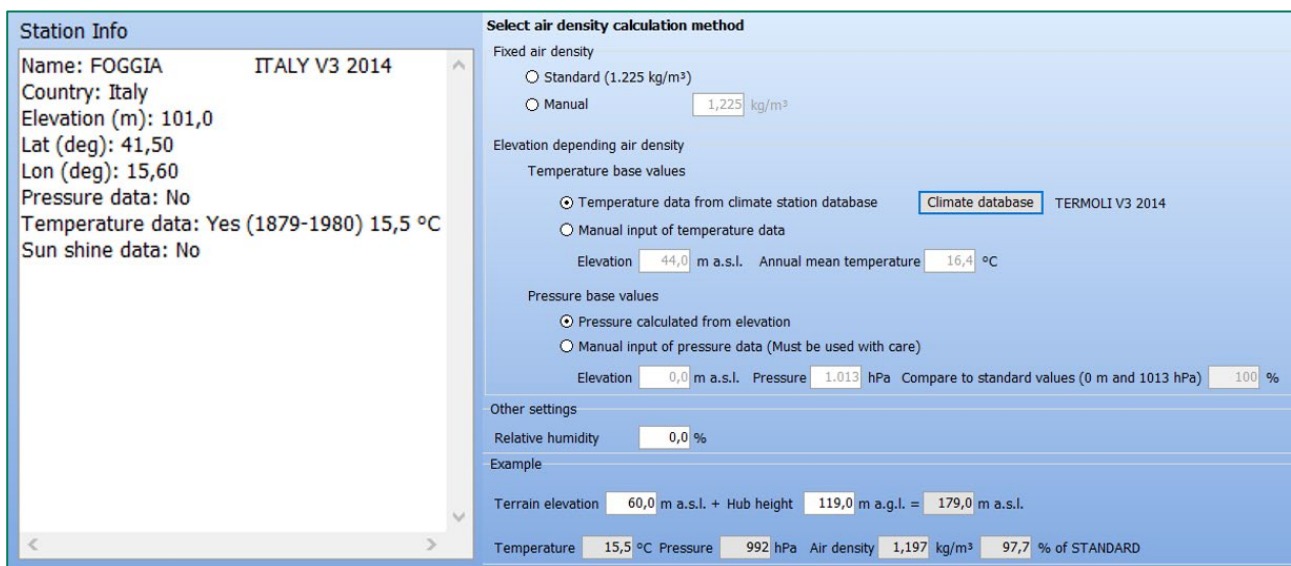
CODICE	EO.APR01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	18 di 32



**Figura 11: Individuazione su Open Street Map dei due nodi satellitari rispetto alla posizione delle turbine di progetto**

#### 4.4 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 alla stazione meteorologica più vicina all'area di progetto sita nel Comune di Foggia. La densità media dell'aria ad altezza mozzo delle turbine 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 1,197 kg/m<sup>3</sup>.



The screenshot shows the 'Station Info' and 'Select air density calculation method' sections of the windPRO software. The 'Station Info' section includes: Name: FOGGIA ITALY V3 2014, Country: Italy, Elevation (m): 101,0, Lat (deg): 41,50, Lon (deg): 15,60, Pressure data: No, Temperature data: Yes (1879-1980) 15,5 °C, Sun shine data: No. The 'Select air density calculation method' section shows the 'Elevation depending air density' method selected. Under 'Temperature base values', 'Temperature data from climate station database' is chosen with 'Climate database' and 'TERMOLI V3 2014'. Under 'Pressure base values', 'Pressure calculated from elevation' is chosen. The 'Example' section shows: Terrain elevation 60,0 m a.s.l. + Hub height 119,0 m a.g.l. = 179,0 m a.s.l., Temperature 15,5 °C, Pressure 992 hPa, Air density 1,197 kg/m<sup>3</sup>, 97,7 % of STANDARD.

**Figura 12: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria**

## 5 VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE

La normativa di settore CEI EN 61400-1 Ed.3 è la normativa di riferimento per le applicazioni eoliche all'interno della quale la Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) definisce le condizioni estreme da considerare durante la progettazione di un parco eolico, in particolare per la scelta dei modelli di aerogeneratore.

Nel dettaglio, la norma definisce le classi di progettazione degli aerogeneratori in funzione di parametri sito-specifici quali velocità del vento e intensità di turbolenza. La tabella fornita per i parametri di base di ogni classe di aerogeneratori è riportata nella figura seguente.

*Tabella 5-1: Parametri di base per le classi di aerogeneratori riferiti all'altezza mozzo delle turbine.*

Classe di aerogeneratori		I	II	III	S
$V_{ref}$	(m/s)	50	42,5	37,5	Valori specificati dal progettista
A	$I_{ref}$ (-)	0,16			
B	$I_{ref}$ (-)	0,14			
C	$I_{ref}$ (-)	0,12			

I parametri sono i seguenti:

- $V_{ref}$  è la velocità del vento di riferimento media su 10min con un periodo di ricorrenza di 50m;
- A è la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
- B è la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
- C è la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
- $I_{ref}$  è il valore atteso dell'intensità di turbolenza a 15 m/s.

Ai fini dell'analisi sono stati utilizzati i parametri di progettazione riportati nei documenti dei rispettivi produttori.

### 5.1 Reference Wind Speed: verifica preliminare dei parametri di sito

La stima della  $V_{ref}$  ("Reference Wind Speed" o velocità estrema del vento con un tempo di ritorno pari a 50 anni) è di fondamentale importanza per la determinazione della classe eolica di un sito e per la scelta del modello di aerogeneratore più idoneo. Un metodo corretto per la valutazione di tale parametro è quello di compiere un'analisi degli eventi estremi mediante distribuzione GEV/Gumbel. Per far ciò è necessario disporre di un set di dati sufficientemente lungo dal quale estrarre i valori massimi di velocità per epoca

(almeno 1 anno). Studi di letteratura (Cook et al., 1985) suggeriscono di impiegare almeno una serie storica contenente 20 anni di dati e comunque mai inferiore e 10 anni. La necessità di una corposa serie storica di dati rende, nella maggior parte di casi, il metodo GEV/Gumbel inapplicabile per una stima rappresentativa della  $V_{ref}$ .

Un metodo consolidato e alternativo è il metodo P.O.T. (“Peak Over Threshold”): esso consiste nell’analisi delle velocità del vento di eventi estremi indipendenti e identicamente distribuiti che superano uno specifico valore soglia. Ogni campione di dati di eventi estremi viene analizzato con una funzione di distribuzione ad esempio di tipo “Gumbel”.

Il software di settore windPRO implementa il metodo P.O.T. In input è richiesta la scelta della soglia minima di valore estremo di riferimento e del tempo di separazione minimo tra gli eventi da considerarsi indipendenti ai fini dell’analisi. Tali parametri vengono settati nel software mediante un processo iterativo.

I risultati della stima della  $V_{ref}$  condotta per il sito in esame mediante lo specifico tool implementato in windPRO a partire dai dati della stazione anemometrica di sito sono riportati nella figura seguente, che evidenzia il rispetto dei parametri di  $V_{ref}$  previsti al mozzo delle turbine.

### **5.1 Intensità di turbolenza ambientale**

Il parametro che maggiormente identifica le caratteristiche fluidodinamiche della vena fluida nell’area in esame e in corrispondenza degli aerogeneratori di progetto è sicuramente l’intensità di turbolenza ambientale, collegata direttamente all’effetto di disturbo e sollecitazione che la vena fluida può causare alle macchine di progetto. La turbolenza è influenzata in modo sensibile dall’orografia del sito e dalla presenza di ostacoli che possono modificare il profilo fluidodinamico della velocità del vento e creare zone di maggiore/minore ricircolo della vena fluida.

La verifica di rispondenza dei parametri delle turbine di progetto alle caratteristiche eoliche di sito è ottenuta mediante l’apposito modulo “site compliance” presente nel software di settore windPRO.

L’immagine a seguire mostra lo stralcio del report preliminare di calcolo per la verifica di rispondenza del modello di aerogeneratore al sito di installazione. Come risulta evidente non vi sono parametri eccedenti i limiti normativi, che possano essere ostativi all’installazione del modello ipotizzato come turbina di progetto.

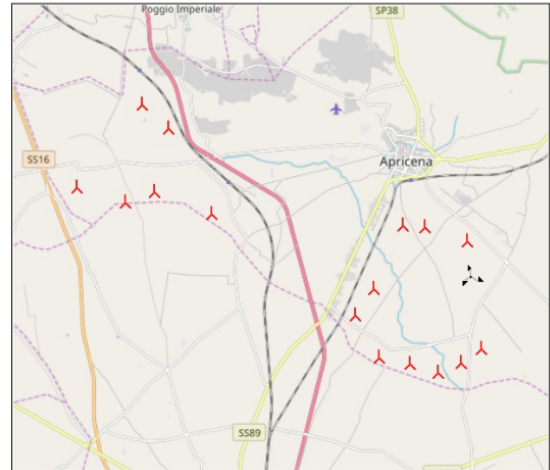
### SITE COMPLIANCE - Main result

**Calculation:** Wind Farm Apricena

**Design standard:** IEC61400-1 ed. 3 (2010)

#### Summary of data / calculations

Total new WTGs	16
WGT class IIIA	Override all
Hub height	119,0 m
Site masts	1
ERA-Interim	100m, 28,7year(s), 100%recov
Long term correction infor...	Mast data directly, No correction
Displacement height	No
WASP calculation	No
WEng calculation	No
WASP-CFD calculation	No
Flowres calculation	No
IEC checks	6 of 10 Main IEC checks performed
	0 of 3 Other IEC checks & analysis performed
LOAD RESPONSE	No



Scale: 1:200.000

#### Main result

##### Main IEC checks

Terrain complexity	OK
Fatigue/Normal conditions	
Wind distribution	OK
Flow inclination	OK
Wind shear	Caution
Air density	OK
Ultimate/Extreme conditions	
Extreme wind	OK

#### Result details

			WGT class	Method	Quality	WGT Mean	Max WGT	Min WGT	WTGs OK	WTGs Caution	WTGs Critical
<b>Main IEC checks</b>											
Terrain complexity	ic	[-]		Active DEM		0,00	0,00	0,00	16	0	0
Fatigue/Normal conditions											
Wind distribution	pdf(u)*	[-]	IIIA	Mast Weibull shear	B	-	-	-	16	0	0
Flow inclination	fmax	[°]		Terrain fit	C	0,6	2,4	0,0	16	0	0
Wind shear	a	[-]		Mast	C	0,20	0,20	0,20	0	16	0
Air density	?	[kg/m³]		GHCN	C	1,198	1,201	1,190	16	0	0
Ultimate/Extreme conditions											
Extreme wind	u50y	[m/s]	IIIA	POT-N	B+C	20,1	20,1	20,1	16	0	0

\* Parameter checked for a range of windspeeds (u), a single summary value is not possible.

**Figura 13: "Main Result" del modulo SITE COMPLIANCE - sintesi dei risultati ottenuti per la verifica di rispondenza delle turbine di progetto alle caratteristiche specifiche di sito**

Nel caso in esame il modello di aerogeneratore scelto come turbina di progetto è risultato essere in linea e compatibile con i parametri di sito. In una fase successiva, essendo questa proposta un'indagine esclusivamente di carattere preliminare, è raccomandabile uno studio di dettaglio che preveda una più approfondita analisi con eventuale riscontro e N.O. da parte del supplier.

## 6 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

### 6.1 Layout di impianto e stima di producibilità

La produzione attesa dalle turbine di progetto previste in agro del Comune di Apricena è stata elaborata impiegando lo specifico software di settore windPRO 3.4 che utilizza il motore WAsP. Entrambi si attestano tra i più affermati software attualmente in utilizzo per le analisi dei flussi ventosi e le relative stime di resa energetica degli impianti eolici. La stima di producibilità proposta è stata ottenuta impiegando due serie di dati anemologici satellitari di lungo termine disponibili ad altezza 100m s.l.t. per il modello di aerogeneratore Vestas V162, di potenza nominale 6,2 MW e altezza al mozzo 119 m s.l.t. Nell'immagine seguente è riportato uno stralcio del datasheet ufficiale della turbina fornito dal supplier.

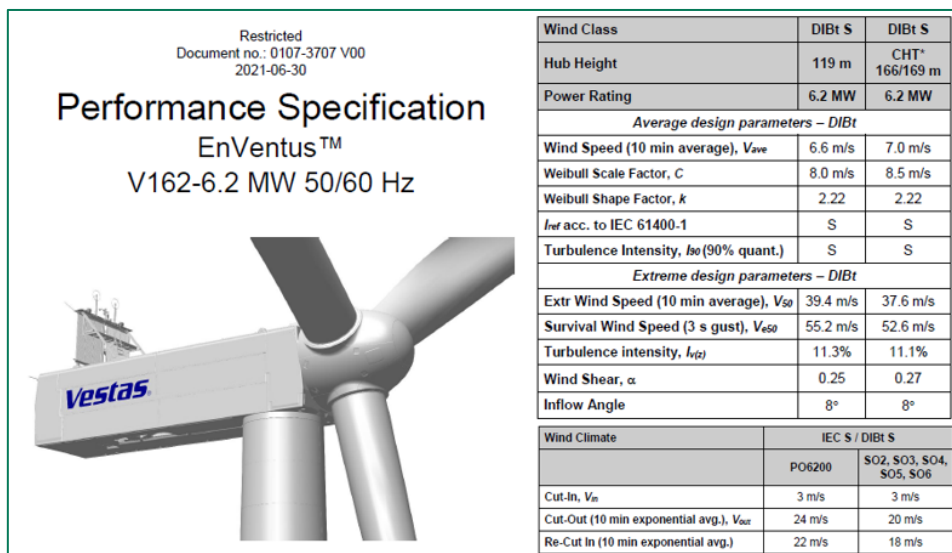


Figura 14: Datasheet ufficiale modello di turbina Vestas V162 - 6.2MW

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

Il documento a pagina successiva evidenzia 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 e 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  $1,197 \text{ kg/m}^3$  relativa ad un'altezza di 119 m



CODICE	EO.APR01.PD.AN.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	24 di 32

s.l.t. ricalcolata e variabile per ogni punto di installazione. In Figura 15 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 specifica di sito. Quest'ultima è stata utilizzata come dato di input per la stima di produzione attesa dall'impianto di progetto.

Nella figura successiva (Figura 16), invece, viene proposto il report di sintesi delle principali caratteristiche anemologiche dell'area previste a quota 119,0 m s.l.t. e al centro dell'area di sviluppo progettuale della wind farm in esame, con evidenza dei valori di aggregazione statistica dei dati disponibili.

### PARK - Power Curve Analysis

**Calculation:** Wind Farm Apricena **WTG:** AP01 - VESTAS V162-6.2 6200 162.0 !O!, Hub height: 119,0 m  
**Name:** Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021  
**Source:** Vestas

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power
30/06/2021	EMD	26/08/2021	10/11/2021	[m/s] 24,0	Pitch	User defined	Variable	kW/m <sup>2</sup> 0,30

Document no.: 0107-3707 V00

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

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	10.466	15.919	21.177	25.852	29.785	32.927
VESTAS V162-6.2 6200 162.0 !O! Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	[MWh]	10.659	16.214	21.489	26.011	29.569	32.113
Check value	[%]	-2	-2	-1	-1	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.nr. 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

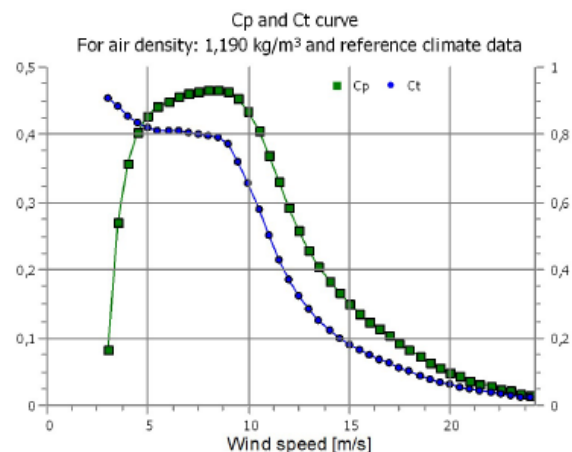
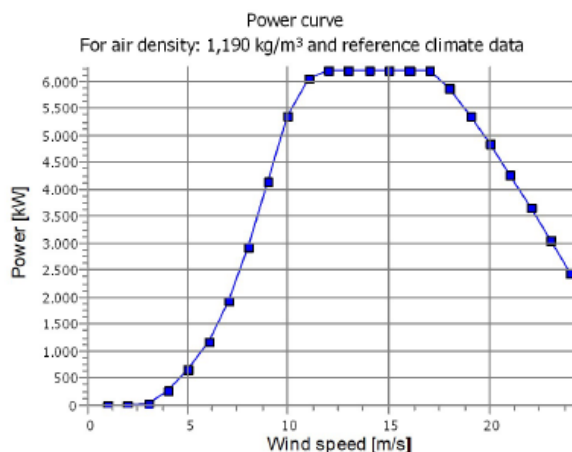
Original data, Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	34,0	0,10	3,0	0,91
3,5	150,0	0,28	3,5	0,88
4,0	292,0	0,36	4,0	0,85
4,5	467,0	0,41	4,5	0,84
5,0	676,0	0,43	5,0	0,82
5,5	927,0	0,44	5,5	0,81
6,0	1.229,0	0,45	6,0	0,81
6,5	1.584,0	0,46	6,5	0,81
7,0	2.000,0	0,46	7,0	0,81
7,5	2.476,0	0,46	7,5	0,80
8,0	3.017,0	0,47	8,0	0,80
8,5	3.626,0	0,47	8,5	0,79
9,0	4.284,0	0,47	9,0	0,78
9,5	4.917,0	0,45	9,5	0,72
10,0	5.483,0	0,43	10,0	0,66
10,5	5.882,0	0,40	10,5	0,58
11,0	6.114,0	0,36	11,0	0,50
11,5	6.176,0	0,32	11,5	0,43
12,0	6.197,0	0,28	12,0	0,37
12,5	6.200,0	0,25	12,5	0,32
13,0	6.200,0	0,22	13,0	0,28
13,5	6.200,0	0,20	13,5	0,25
14,0	6.200,0	0,18	14,0	0,22
14,5	6.200,0	0,16	14,5	0,20
15,0	6.200,0	0,15	15,0	0,18
15,5	6.200,0	0,13	15,5	0,16
16,0	6.200,0	0,12	16,0	0,15
16,5	6.200,0	0,11	16,5	0,14
17,0	6.186,0	0,10	17,0	0,12
17,5	6.077,0	0,09	17,5	0,11
18,0	5.853,0	0,08	18,0	0,10
18,5	5.590,0	0,07	18,5	0,09
19,0	5.348,0	0,06	19,0	0,08
19,5	5.095,0	0,05	19,5	0,07
20,0	4.825,0	0,05	20,0	0,06
20,5	4.538,0	0,04	20,5	0,05
21,0	4.251,0	0,04	21,0	0,05
21,5	3.954,0	0,03	21,5	0,04
22,0	3.664,0	0,03	22,0	0,04
22,5	3.367,0	0,02	22,5	0,03
23,0	3.064,0	0,02	23,0	0,03
23,5	2.763,0	0,02	23,5	0,03
24,0	2.451,0	0,01	24,0	0,02

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

Data used in calculation, Air density: 1,190 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	27,1	0,08	2,50-3,50	57,8	57,8	0,3
4,0	280,7	0,36	3,50-4,50	258,3	316,1	1,8
5,0	655,2	0,43	4,50-5,50	604,4	920,5	5,4
6,0	1.192,9	0,45	5,50-6,50	1.059,6	1.980,1	11,6
7,0	1.942,0	0,46	6,50-7,50	1.575,9	3.555,9	20,8
8,0	2.930,0	0,47	7,50-8,50	2.067,5	5.623,4	32,9
9,0	4.155,3	0,46	8,50-9,50	2.410,1	8.033,5	47,0
10,0	5.340,7	0,44	9,50-10,50	2.440,9	10.474,4	61,3
11,0	6.037,5	0,37	10,50-11,50	2.104,9	12.579,3	73,6
12,0	6.188,3	0,29	11,50-12,50	1.585,0	14.164,3	82,9
13,0	6.200,0	0,23	12,50-13,50	1.102,0	15.266,3	89,3
14,0	6.200,0	0,18	13,50-14,50	730,8	15.997,2	93,6
15,0	6.200,0	0,15	14,50-15,50	465,2	16.462,3	96,3
16,0	6.200,0	0,12	15,50-16,50	284,8	16.747,1	98,0
17,0	6.194,6	0,10	16,50-17,50	167,0	16.914,2	98,9
18,0	5.853,0	0,08	17,50-18,50	91,6	17.005,8	99,5
19,0	5.348,0	0,06	18,50-19,50	46,8	17.052,5	99,8
20,0	4.825,0	0,05	19,50-20,50	23,0	17.075,5	99,9
21,0	4.251,0	0,04	20,50-21,50	10,8	17.086,4	100,0
22,0	3.664,0	0,03	21,50-22,50	4,9	17.091,3	100,0
23,0	3.064,0	0,02	22,50-23,50	2,2	17.093,4	100,0
24,0	2.451,0	0,01	23,50-24,50	0,6	17.094,1	100,0



**Figura 15: Curva di potenza standard dell'aerogeneratore di progetto e curva di potenza rimodulata in funzione della densità dell'aria di sito ad altezza mozzo (119 m s.l.t.)**

### PARK - Wind Data Analysis

**Calculation:** Wind Farm Apricena

**Site coordinates**

UTM (north)-WGS84 Zone: 33  
East: 535.376 North: 4.623.728

**Wind data**

Wind statistics

IT ERA5\_W\_100m.wws  
IT ERA\_Interim\_100m.wws

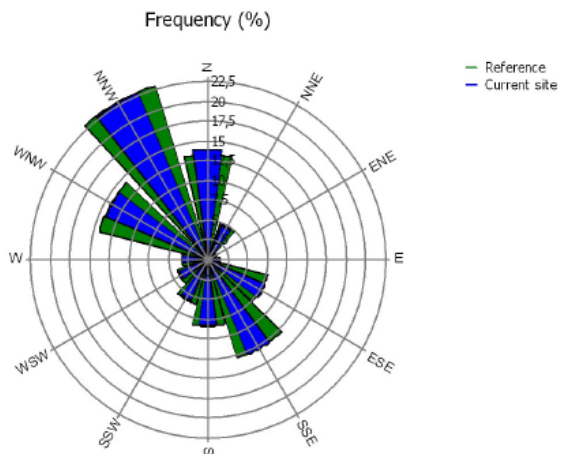
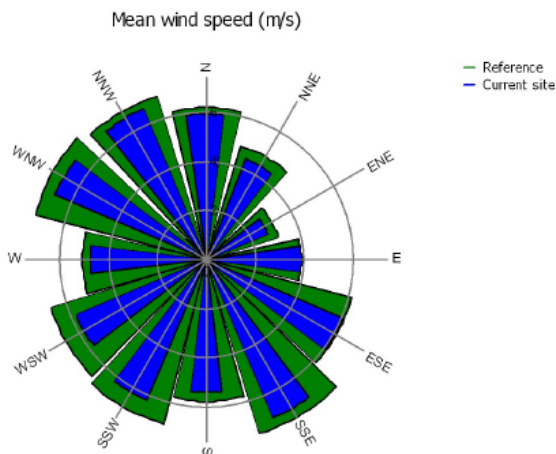
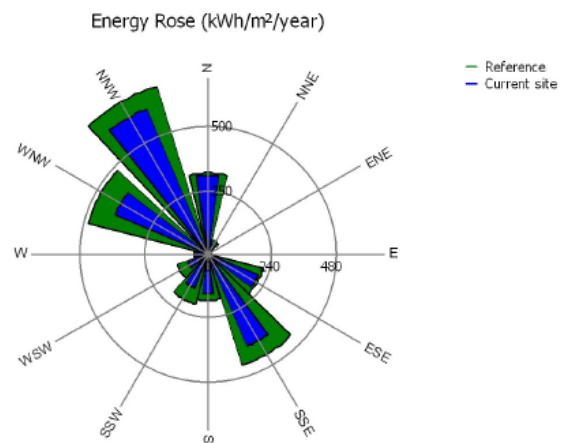
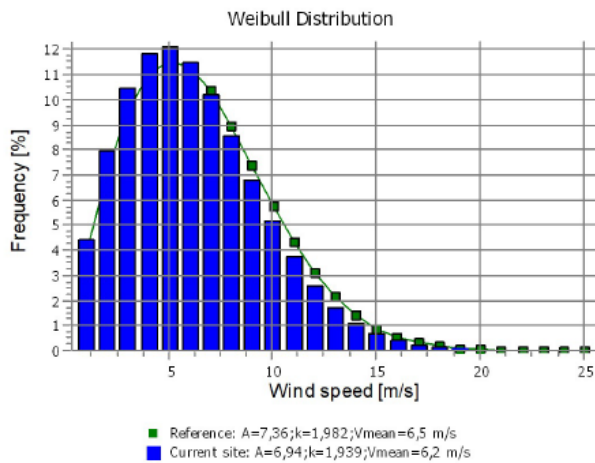
Weight  
[%]

50  
50

**Wind data:** SDP\_CENTER - SDP\_CENTER; Hub height: 119,0

### Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter		A- parameter [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,70	5,94	1,900	13,9	7,00	2,002	13,3
1 NNE	4,97	4,41	1,896	4,6	5,47	1,976	4,8
2 ENE	2,89	2,72	1,197	1,1	3,34	1,307	1,2
3 E	4,17	3,89	1,244	1,6	4,13	1,226	1,3
4 ESE	6,82	6,08	1,713	7,9	6,86	1,660	7,7
5 SSE	7,91	7,01	2,334	13,0	8,36	2,379	12,9
6 S	6,07	5,41	1,736	8,3	6,49	1,806	8,4
7 SSW	7,01	6,22	1,889	5,5	7,78	1,922	5,8
8 WSW	6,53	5,80	1,850	3,9	7,50	1,925	4,2
9 W	5,33	4,78	1,584	3,4	5,66	1,588	3,2
10 WNW	7,60	6,73	2,197	14,0	8,16	2,246	14,2
11 NNW	7,51	6,65	2,197	22,8	7,85	2,291	23,0
All	6,94	6,15	1,939	100,0	7,36	1,982	100,0



**Figura 16: Caratteristiche di ventosità di sito nell'ipotesi di turbine con altezza al mozzo pari a 119 m s.l.t.**

Nella tabella seguente sono riportate, per ognuna delle turbine di progetto, le informazioni relative a:

- **V<sub>AVE</sub> [m/s]**: velocità media del vento stimata ad altezza mozzo (119,0 m s.l.t.);
- **POTENTIAL GROSS AEP [MWh]**: produzione lorda attesa ad altezza mozzo (119,0 m s.l.t.);
- **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 all'altezza mozzo;
- **GROSS AEP [MWh]**: produzione lorda attesa al netto delle perdite per effetto scia.

*Tabella 6-1: Produzione lorda attesa dalle turbine di progetto*

ID TRY	V <sub>avg</sub> [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	AIR DENSITY [kg/m <sup>3</sup> ]	GROSS AEP [MWh]
AP01	6,53	18878	8,19	1,190	17332
AP02	6,44	18406	7,75	1,191	16981
AP03	6,05	16402	3,01	1,197	15908
AP04	6,06	16467	5,88	1,197	15499
AP05	6,08	16555	8,38	1,198	15167
AP06	6,12	16790	6,70	1,198	15665
AP07	6,17	17054	6,96	1,198	15867
AP08	6,16	17013	7,90	1,198	15669
AP09	6,12	16792	6,75	1,198	15659
AP10	6,14	16929	7,37	1,199	15680
AP11	6,13	16855	5,14	1,199	15988
AP12	6,10	16741	6,12	1,200	15717
AP13	6,14	16947	8,27	1,200	15546
AP14	6,14	16931	9,39	1,201	15341
AP15	6,14	16955	9,30	1,201	15377
AP16	6,14	16938	8,82	1,201	15444

## 6.2 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 che segue.

**Tabella 6-2: Tabella riassuntiva delle perdite tecniche dell'impianto**

ENERGY LOSS FACTOR	TL [%]
wind generator availability	5,0%
balance of plant (BOP)	1,0%
wind generator availability (extra contractual)	0,4%
electrical availability	0,2%
electrical losses or dispersions	1,6%
environmental conditions / extreme temperatures	0,2%
hysteresis for high intensity winds	0,1%
exercise limitations	0,0%
other	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>8,5</b>

La stima di produzione energetica annuale attesa dalle turbine di progetto, al netto delle perdite tecniche stimate pari all'8,5%, assume i valori riportati in Tabella 6-3, che rappresentano la quantità di energia "effettivamente cedibile alla rete". Tali valori costituiscono il cosiddetto "P50" (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].

**Tabella 6-3: Produzione annuale attesa dall'impianto di progetto e dalle singole turbine**

ID TRY	WTG TYPE	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP [MWh]	FLEOH [MWh/MW]
AP01				17332	15859	2558
AP02				16981	15537	2506
AP03				15908	14556	2348
AP04				15499	14181	2287
AP05				15167	13878	2238
AP06				15665	14333	2312
AP07				15867	14518	2342
AP08				15669	14338	2313
AP09	Vestas V162-6.2	6200	119	15659	14328	2311
AP10				15680	14348	2314
AP11				15988	14629	2360
AP12				15717	14381	2320
AP13				15546	14224	2294
AP14				15341	14037	2264
AP15				15377	14070	2269
AP16				15444	14131	2279

ID TRY	TOTAL WTG	TOTAL PLANT POWER [kW]	$V_{avg}$ [m/s]	POTENTIAL GROSS AEP [MWh]	WAKE LOSS [%]	GROSS AEP [MWh]	NET AEP ( $P_{50}$ ) [MWh]	FLEOH ( $P_{50}$ ) [MWh/MW]
Wind Farm Apricena	16	99200	6,17	272653	7,25	252841	231350	2332

### 6.3 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 previsioni che comportano deviazioni rispetto al valore probabilistico centrale stimato delle 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/e del mozzo della/e turbina/e considerata/e. 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 della/e turbina/e in esame;
- estrapolazione orizzontale delle condizioni del vento dal punto ed altezza di monitoraggio della stazione anemometrica alla posizione/i della/e turbina/e considerata/e 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 utilizzati 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 sensitività per l'altezza al mozzo delle turbine di progetto. L'incertezza totale associata alla stima di produzione energetica rappresenta il risultato della combinazione dei valori di diversi fattori di incertezza, riportati in Tabella 6-4 e valutati in accordo con gli standard definiti dal IEC WG15. 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 6-4: Sintesi dei principali parametri e fattori di incertezza per i periodi 1 anno e 10 anni**

PARAMETERS / UNCERTAINTY FACTORS	UW [%]	UE [%]	UE [MWh]
measurement / accuracy / reliability campaign	3,9%	7,6%	19142
MCP / LTS	0,5%	1,0%	2454
annual variation average speed	6,0%	11,6%	29450
variable ten-year average speed	1,9%	3,7%	9313
wind trend / uncertainty future variability	0,7%	1,4%	3436
anemological parameters / other	1,6%	3,1%	7853
vertical extrapolation	1,8%	3,5%	8835
horizontal extrapolation	2,3%	4,5%	11289
simulation / other	2,5%	4,9%	12271
wind turbine power curve	2,6%	5,0%	12642
measurement systems	2,0%	3,9%	9817
plant performance / availability and environmental conditions	0,8%	1,6%	3927
<b>TOTAL U1</b>	<b>0,090</b>	<b>0,174</b>	<b>44055</b>
<b>TOTAL U10</b>	<b>0,069</b>	<b>0,135</b>	<b>34064</b>

A partire dai valori di incertezza riportati in tabella, dal valore medio di sensitività calcolato pari a 1,94 e dal valore centrale della produzione P50 è possibile stimare i valori percentili di affidabilità P75 e P90.

I livelli di confidenza di produzione netta (P50, P75 e P90) attesa per gli aerogeneratori di progetto, calcolati su base annuale e decennale, sono riportati Tabella 6-5 e Tabella 6-6.

**Tabella 6-5: Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 1 anno**

Periodo di riferimento	NET AEP (P <sub>50</sub> ) [MWh]	FLEOH (P <sub>50</sub> ) [MWh/MW]	NET AEP (P <sub>75</sub> ) [MWh]	FLEOH (P <sub>75</sub> 1) [MWh/MW]	NET AEP (P <sub>90</sub> ) [MWh]	FLEOH (P <sub>90</sub> ) [MWh/MW]
<b>1 anno</b>	231350	2332	204160	2058	179689	1811

*Tabella 6-6: Sintesi della produzione netta attesa (P50, P75 e P90) delle turbine di progetto per il periodo 10 anni*

Periodo di riferimento	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH	NET AEP	FLEOH
	(P <sub>50</sub> ) [MWh]	(P <sub>50</sub> ) [MWh/MW]	(P <sub>75</sub> ) [MWh]	(P <sub>75</sub> ) [MWh/MW]	(P <sub>90</sub> ) [MWh]	(P <sub>90</sub> ) [MWh/MW]
<b>10 anni</b>	231350	2332	210327	2120	191406	1929



## 7 CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

La stima di producibilità attesa dall'impianto eolico in progetto sito in agro del Comune di Apricena (FG) in località Incoronata - San Sabino è stata elaborata mediante l'utilizzo dello specifico software di settore windPRO 3.4, con impiego del motore di calcolo WAsP.

La valutazione della risorsa eolica attesa al mozzo dalle turbine di progetto, 16 aerogeneratori modello Vestas V162 di potenza nominale 6,2 MW, è stata condotta impiegando due serie di dati anemometrici relativi a nodi satellitari di lungo termine, ambedue disponibili ad altezza 100 m s.l.t.

Le stime di produzione sono state condotte tenendo in conto anche delle potenziali interferenze relative alla presenza di altri aerogeneratori in aree limitrofe alle turbine di progetto siano essi esistenti ed in esercizio o di potenziale futura installazione il cui iter autorizzativo risulta attualmente in fase di valutazione.

La produzione media ( $P_{50}$ ) risultante dall'analisi e dalla calibrazione del modello fisico di simulazione per le 16 turbine di progetto risulta certamente soddisfacente attestandosi su valori di 231350 MWh/annui (corrispondenti a 2332 ore equivalenti/anno), valore ottenuto pur considerando un deficit produttivo legato alle perdite tecniche stimate essere pari ad 8,5 %.

Dall'analisi preliminare della classificazione eolica di sito, il modello di aerogeneratore ipotizzato come turbina di progetto risulta in linea e compatibile con le specifiche di sito riferite alla normativa di settore IEC 61400-1.