

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott. Giuseppe Caricato



PROGETTAZIONE



TENPROJECT

Tenproject Srl - via De Gasperi 61
82018 S. Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49316
tenproject.it - info@tenproject.it

Progettista :
Ing. Massimo Lepore

N° COMMESSA

1478

NUOVO PARCO EOLICO CASAMASSIMA "LOC. PARCO SAN NICOLA" e "VILLA ABBADO"
PROVINCIA DI BARI
COMUNI DI CASAMASSIMA - RUTIGLIANO - TURI



PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

CODICE ELABORATO

9.3

NOME FILE
1478-PD_A_9.3_REL_r00

00	12/2021	PRIMA EMISSIONE	PI	GT	ML
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE

 TENPROJECT	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 2 di 28
---	---	--	--

INDICE

<u>INTRODUZIONE</u>	4
1.1 PREMESSA	4
1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE	4
1.1.2 INDAGINE DI SITO	5
<u>2 METODOLOGIA DI ANALISI</u>	10
<u>3 DATI DI INPUT</u>	12
3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO	12
3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ	12
3.3 DENSITÀ DELL'ARIA	13
3.4 RISORSA EOLICA	14
3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA	14
3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO	17
3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE	18
<u>4 CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE</u>	19
4.1 VREF – VERIFICA PRELIMINARE DEI PARAMETRI DI SITO	20
4.2 INTENSITÀ DI TURBOLENZA AMBIENTALE	21
<u>5 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA</u>	22
5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE	25
5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE	26
5.3 CONCLUSIONI	28

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 4 di 28
---	---	--	--

INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La società Repower Renewable Spa, di seguito indicata come “committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una valutazione sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico di potenza 42,0 MW, comprensivo di un sistema di accumulo con batterie agli ioni di litio di potenza pari a 15,20 MW, previsto in agro dei territori comunali di Casamassima (BA), Rutigliano (BA) e Turi (BA) in località “Parco San Nicola – Vigna Addabbo” e costituito nel suo complesso da 7 aerogeneratori modello Vestas V150 di potenza nominale unitaria pari a 6,0 MW, con altezza al mozzo 125 m s.l.t. e diametro rotore pari a 150 m.

L'impianto in oggetto è individuabile a circa 5 km in direzione Est dal centro del comune di Casamassima (BA) a circa 5,5 Km in linea d'aria in direzione Nord Ovest dal comune di Turi (BA) e a circa 6,2 km in direzione Sud Ovest dal comune di Rutigliano in area a carattere pianeggiante, con quote altimetriche comprese tra i 180 m e i 210 m s.l.m.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche esplicative della risorsa eolica di sito e determinare, partendo dai dati anemometrici di eventuali stazioni di misura disponibili, la stima del rendimento energetico dell'impianto su base annuale.

1.1.1 ATTIVITÀ SVOLTE

Per le finalità di questo studio sono state eseguite le seguenti attività:

- Analisi e validazione dei set di dati di stazioni anemometriche terrestri (ed eventualmente satellitari) disponibili.
- Analisi statistica della velocità del vento in sito;
- Analisi e stima previsionale dell'energia annuale attesa dalla produzione delle turbine;
- Analisi e stima previsionale dell'energia annuale prodotta dall'impianto al netto di tutte le perdite rilevanti;
- Analisi dell'incertezza e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa dall'impianto di progetto.

1.1.2 INDAGINE DI SITO

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, in regione Puglia e si inserisce in ambito prevalentemente agricolo con presenza di vigneti, frutteti e uliveti.

L'area oggetto di indagine non è caratterizzata da altre iniziative di impianti eolici il cui iter è in fase di autorizzazione e da altre installazioni di minieolico facenti parte di iniziative private; per tale motivo il modello di calcolo è stato impostato considerando il solo impianto di progetto.

Nel suo insieme l'area risulta essere ben esposta ai venti dominanti soprattutto per le componenti energeticamente più importanti che provengono sostanzialmente dal settore Nord Ovest e Sud.

Le immagini seguenti mostrano l'inquadramento territoriale generale e poi il prospetto su stralcio cartografico OpenStreetMap con a seguire il modello orografico 2D e 3D estratto da Google Earth.

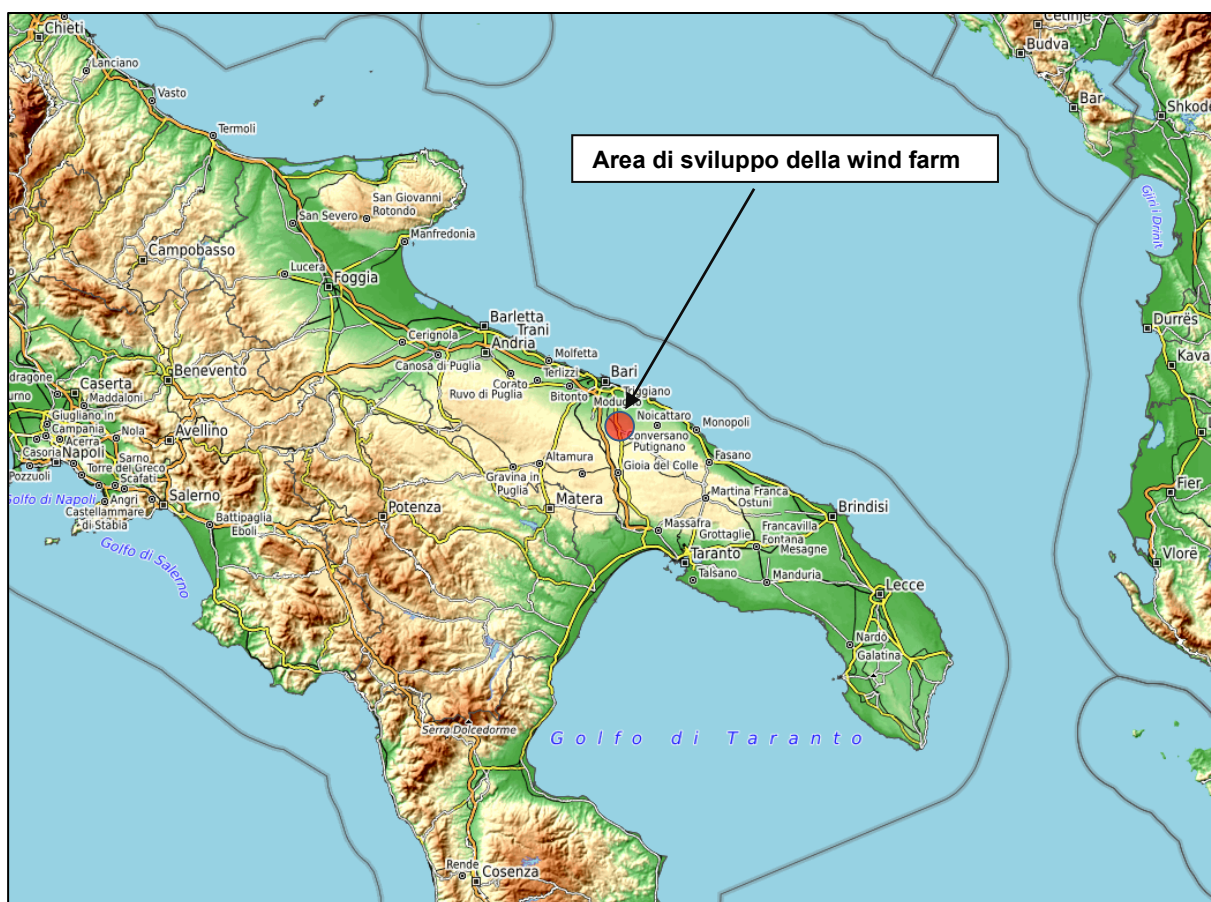


Figura 1: Inquadramento geografico del sito in località “Parco San Nicola – Vigna Addabbo”.

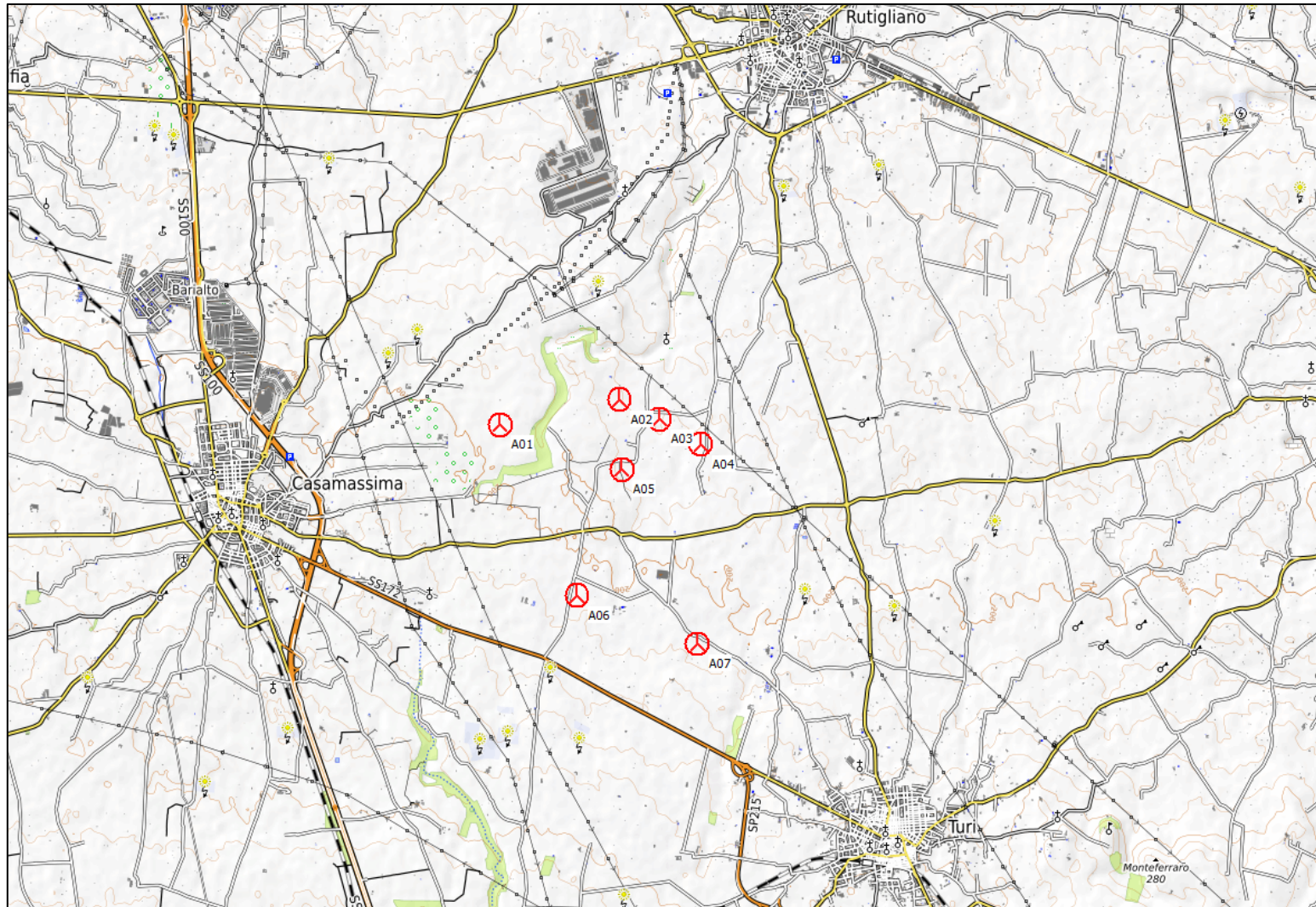


Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su stralcio cartografico OpenStreetMap con evidenza dell'impianto di progetto (icone rosse).



Figura 3: Individuazione dell'area di installazione della Windfarm su immagine ortofotografica.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1478-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	09/11/2021
		Data revisione	15/11/2021
		Pagina	8 di 28

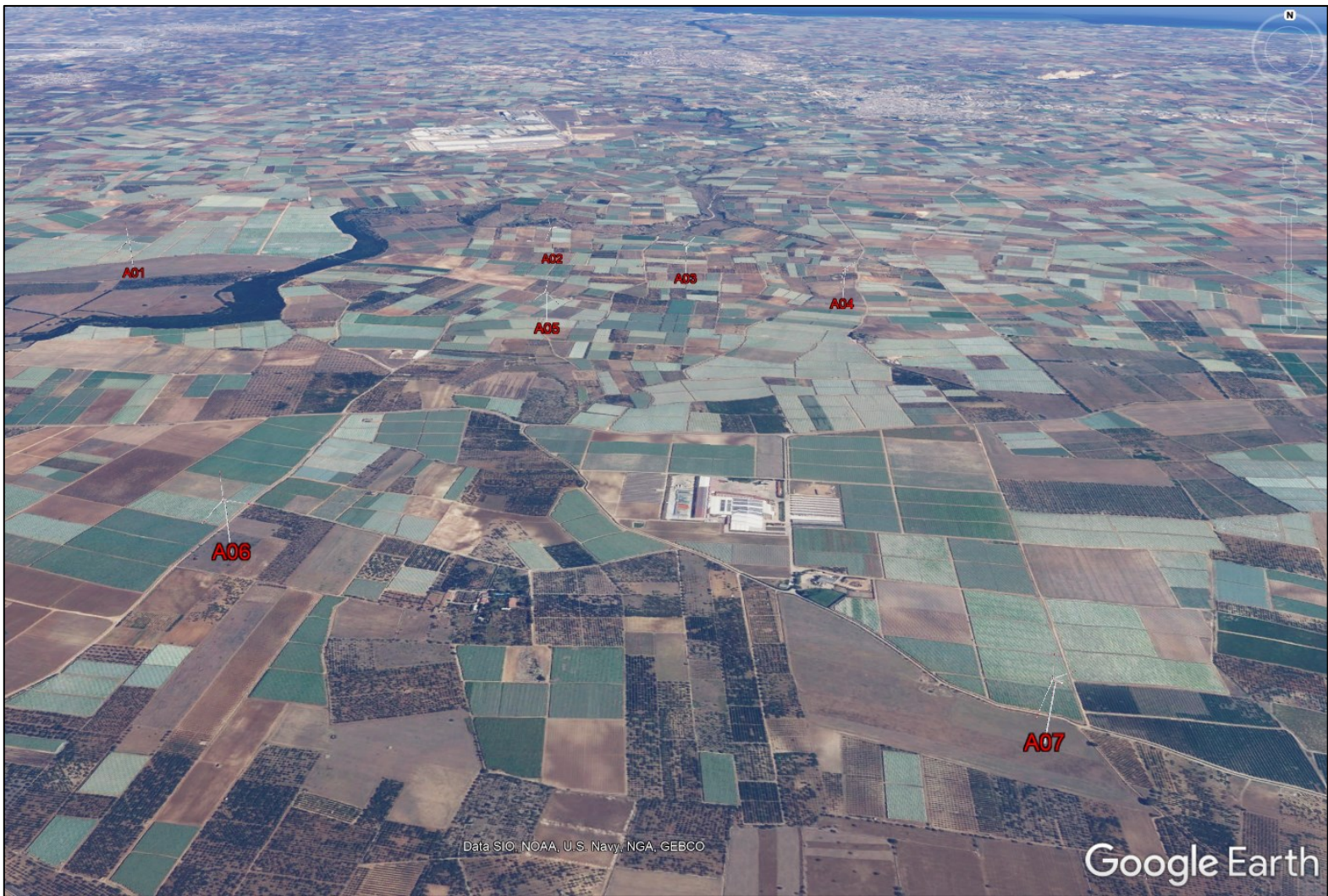


Figura 4: Individuazione dell'area di installazione delle WTG su immagine ortofotografica nel prospetto 3D con evidenza dell'impianto di progetto (icone rosse).

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 9 di 28
---	---	--	--

La tabella seguente mostra le coordinate di inquadramento geografico della turbina in oggetto nel sistema di riferimento UTM WGS 84 fuso 33.

Tabella 1: Coordinate e tipologia degli aerogeneratori di progetto

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
A01	665003	4536745	196	Vestas V150	125	6000
A02	666539	4537109	180	Vestas V150	125	6000
A03	667059	4536866	180	Vestas V150	125	6000
A04	667601	4536558	182	Vestas V150	125	6000
A05	666593	4536209	190	Vestas V150	125	6000
A06	666047	4534574	208	Vestas V150	125	6000
A07	667614	4533988	208	Vestas V150	125	6000

Come anticipato, la zona circostante non risulta essere interessata da ulteriori progetti eolici di grande e piccola taglia.

2 METODOLOGIA DI ANALISI

Per la stima di produzione attesa è stato approntato un modello di simulazione. Il programma utilizzato è WIND PRO con implementazione di WAsP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibile sul mercato. Il software è stato usato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è piuttosto semplice:

- i dati di input necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
 - l'orografia della zona interessata,
 - i dati sul vento (velocità e direzione) di almeno un punto dell'area considerata,
 - caratteristiche di "rugosità" del terreno,
 - eventuali ostacoli
- L'output è costituito dal cosiddetto Wind Atlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e, una volta scelto il sito dove installare l'impianto eolico, è inoltre capace di calcolare la producibilità annua di una singola macchina e di una intera Wind Farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

L' algoritmo è rappresentabile attraverso un diagramma di flusso:

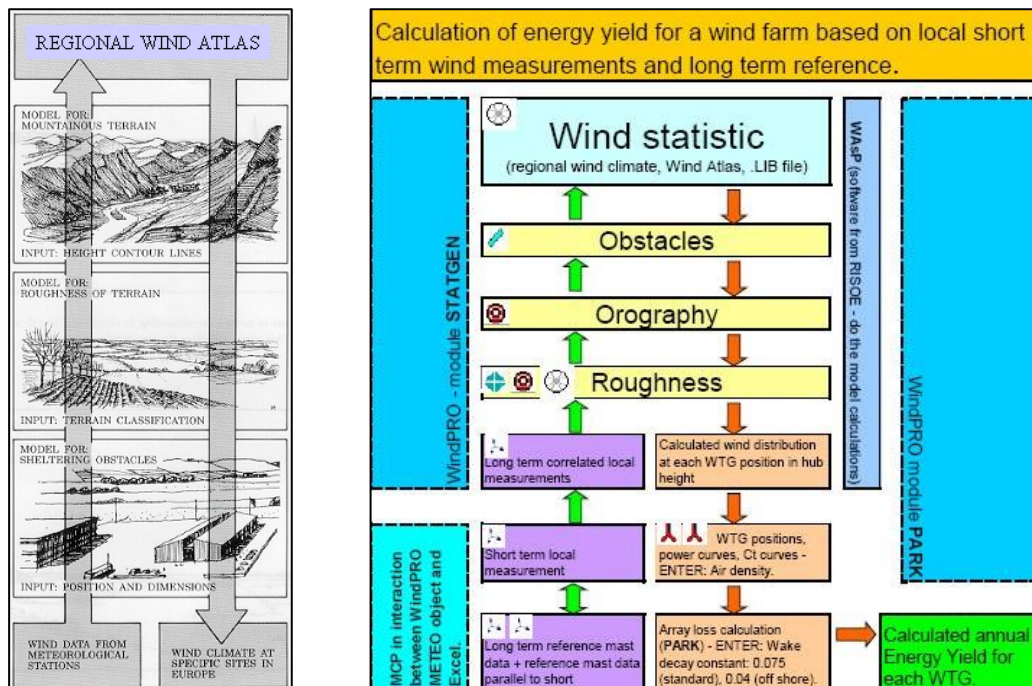


Figura 5: Diagramma di flusso del programma WAsP/Wpro

Il software WINDPRO utilizza come piattaforma di calcolo WASP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze. In generale il modulo mette in relazione set di dati di sensori differenti che possono appartenere anche allo stesso mast (palo-stazione di misura), con lo scopo di ricostruire dati mancanti ad una data altezza.

Con i dati elementari di velocità del vento a disposizione è stata costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento è superato. Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(U) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{U}{A}\right)^k\right\}$$

dove U è il valore della velocità media relativo allo step-time stabilito per il rilevamento e F(U) è la probabilità del tempo complessivo in cui tale velocità non viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica A e il fattore di forma k, mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

La legenda riportata accanto al grafico della distribuzione che approssima l'istogramma indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A = parametro di scala, k = parametro di forma). U è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione. Il valore di P indica la potenza per unità di superficie contenuta nella vena fluida della massa d'aria; tale grandezza dipende dal cubo della velocità del vento e dà la vera misura del contenuto energetico della risorsa ventosa.

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è di particolare importanza la potenza specifica P_V , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V; essa è data da:

$$P_V = \frac{1}{2} \rho V^3$$

Dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore stimato in sito in base all'altitudine e temperatura media annua.

3 DATI DI INPUT

3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale IGM 1:25000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ

La rugosità superficiale, determinata principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Informazioni di rugosità sono rese disponibili dal progetto "Corinne Land Cover 2018" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre. La mappa di rugosità, ottenuta attraverso l'ausilio del progetto citato, è stata integrata con le informazioni aggiuntive e di dettaglio ottenute ed annotate durante l'ispezione di sito e attraverso l'integrazione e sovrapposizione di carte aerofotogrammetriche. Il risultato finale ottenuto è la mappa digitale di rugosità dell'area che ricopre una superficie di 60x60 Km dal centro della wind farm di progetto. L'immagine proposta a seguire mostra la sovrapposizione del DTM con la mappa citata di rugosità utilizzati come dati di input per il modello di simulazione.

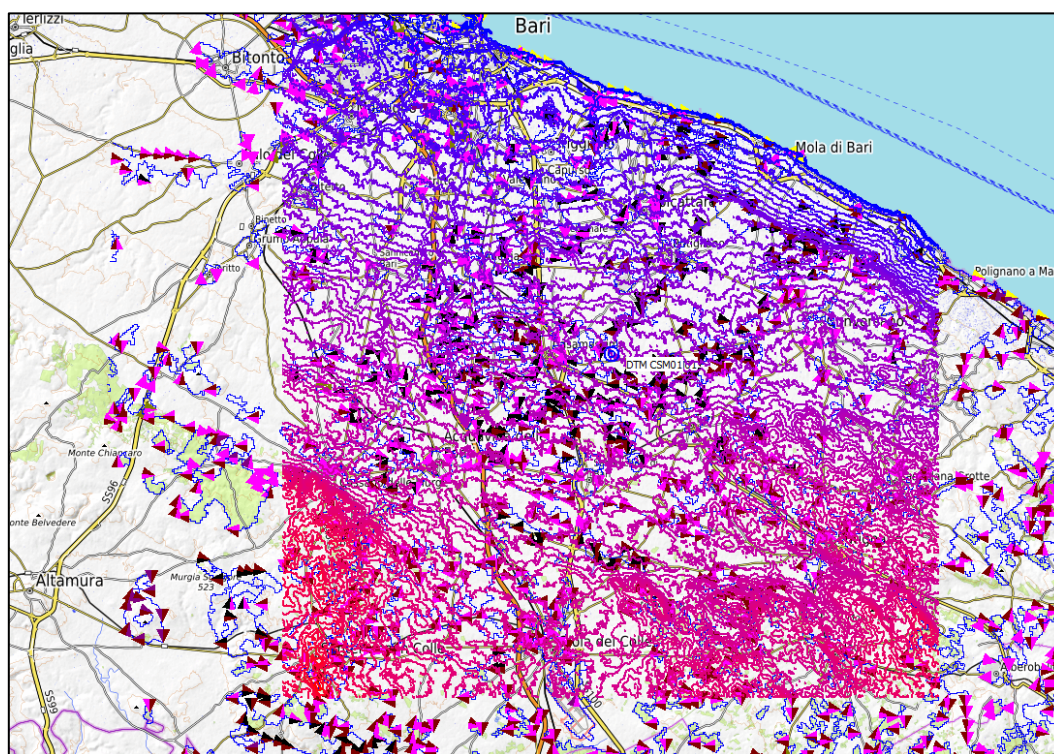


Figura 6: Mappe digitali di orografia e di rugosità superficiale utilizzate come dati di input nel modello e sovrapposte su EMD OpenTopoMap.

3.3 DENSITÀ DELL'ARIA

La densità dell'aria in sito è stata calcolata basandosi sui dati climatologici (disponibili nel database di WindPro) relativi alla stazione più vicina all'area di progetto e riportata di seguito. La densità dell'aria media valutata all'altezza del mozzo della turbina è stata calcolata in virtù della sua posizione geografica ed è pari a 1.183 kg/m³.

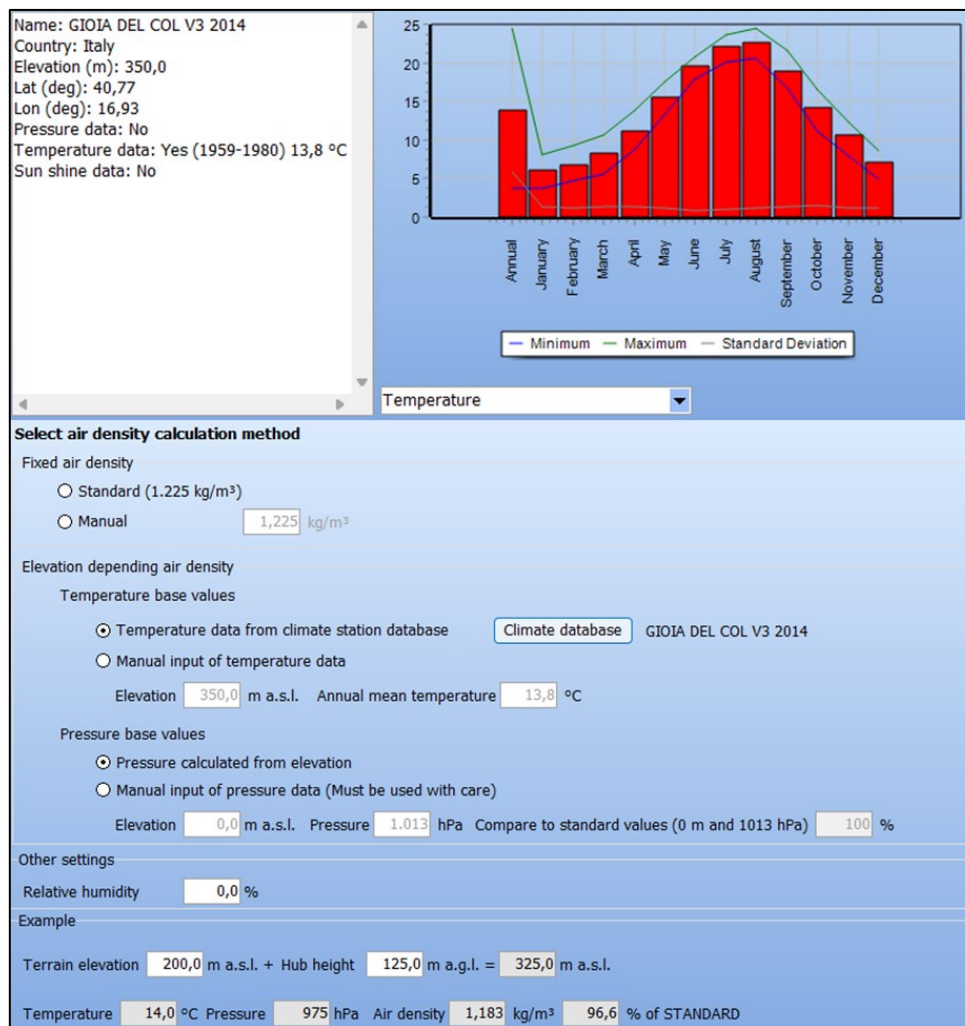


Figura 7: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria

Tale valore di densità viene quindi utilizzato per il calcolo del rendimento energetico delle turbine prendendo in considerazione ed elaborandone il nuovo valore a seconda dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza del mozzo.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 14 di 28
---	---	--	---

3.4 RISORSA EOLICA

La risorsa eolica specifica di sito è stata valutata utilizzando un set di dati ad altezza 100 m s.l.t. provenienti da un nodo satellitare in prossimità del sito, disponibile dal database EMD del software Wind Pro e la cui disponibilità ricopre un periodo temporale di oltre 30 anni.

La tabella a seguire elenca tutte le stazioni e fonti dati utilizzate per la valutazione della risorsa eolica per il progetto in questione.

Tabella 2: caratteristiche delle stazioni di misura, database ed affidabilità dati

ID STAZIONE	Inizio Misura	Fine Misura	Ampiezza Database [anni]	Percentuale validità dati [%]
ERA5	01/1991	10/2021	30,10	100,0

3.5 CARATTERISTICHE STAZIONI DI MISURA

Non avendo a disposizione stazioni di misura installate in sito sono stati utilizzati set di dati satellitari disponibili in download dal database EMD del software Wind Pro.

La stazione satellitare identificata come ERA5, di altezza 100 m presenta un database di quasi 31 anni con una percentuale di validità del 100%.

L'aggregazione statistica dei parametri anemologici misurati è rappresentata e sintetizzata dalla funzione Weibull che racchiude e descrive tutte le caratteristiche di intensità e direzione di provenienza del vento in funzione delle frequenze di apparizione.

La stima di produzione energetica è stata quindi elaborata attraverso la "Wind Statistic" storicizzata e propria dell'area di indagine risultante a quota 125 m s.l.t. e relativa all'analisi dei dati rilevati ed analizzati per i 12 settori di direzione.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1478-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	09/11/2021
		Data revisione	15/11/2021
		Pagina	15 di 28

Le tabelle a seguire mostrano il dettaglio delle grandezze statistiche derivanti dall'analisi dei dati del nodo satellitare ERA 5 utilizzato come stazione di lungo termine per la stabilizzazione del dato di ventosità atteso sul lungo.

Tabella 3: Sintesi delle grandezze statistiche della stazioni satellitari utilizzate nel calcolo.

ERA5	Unit	Count	Of period	Mean	Std dev	Min	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
Wind speed, all										
100,00m	m/s	270288	100,00%	5,55	0,01	23,64	5,53	6,22	1,8391	
Wind direction, all										
100,00m	Degrees	270288	100,00%	297,7	0	359,9				

Le tabelle e le immagini a seguire mostrano la posizione della stazione con evidenza della distanza intercorrente rispetto alla disposizione del layout di progetto.

Tabella 4: Coordinate di inquadramento geografico delle nodo satellitare di Lungo termine ERA5

ID STAZIONE	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]
ERA5	668208	4540684	140

L'immagine a seguire evidenzia la posizione della stazione rispetto alla disposizione del layout di progetto.

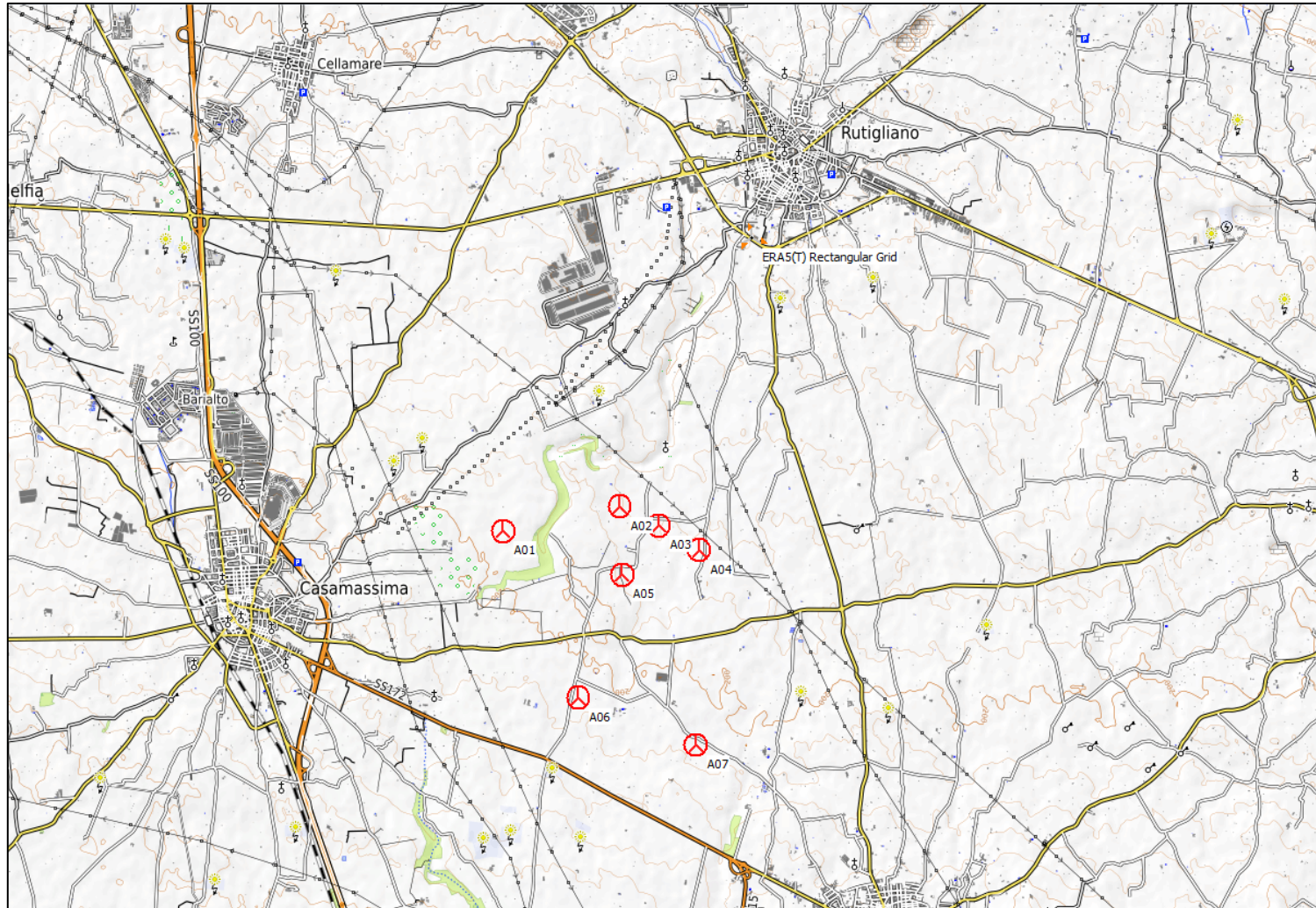
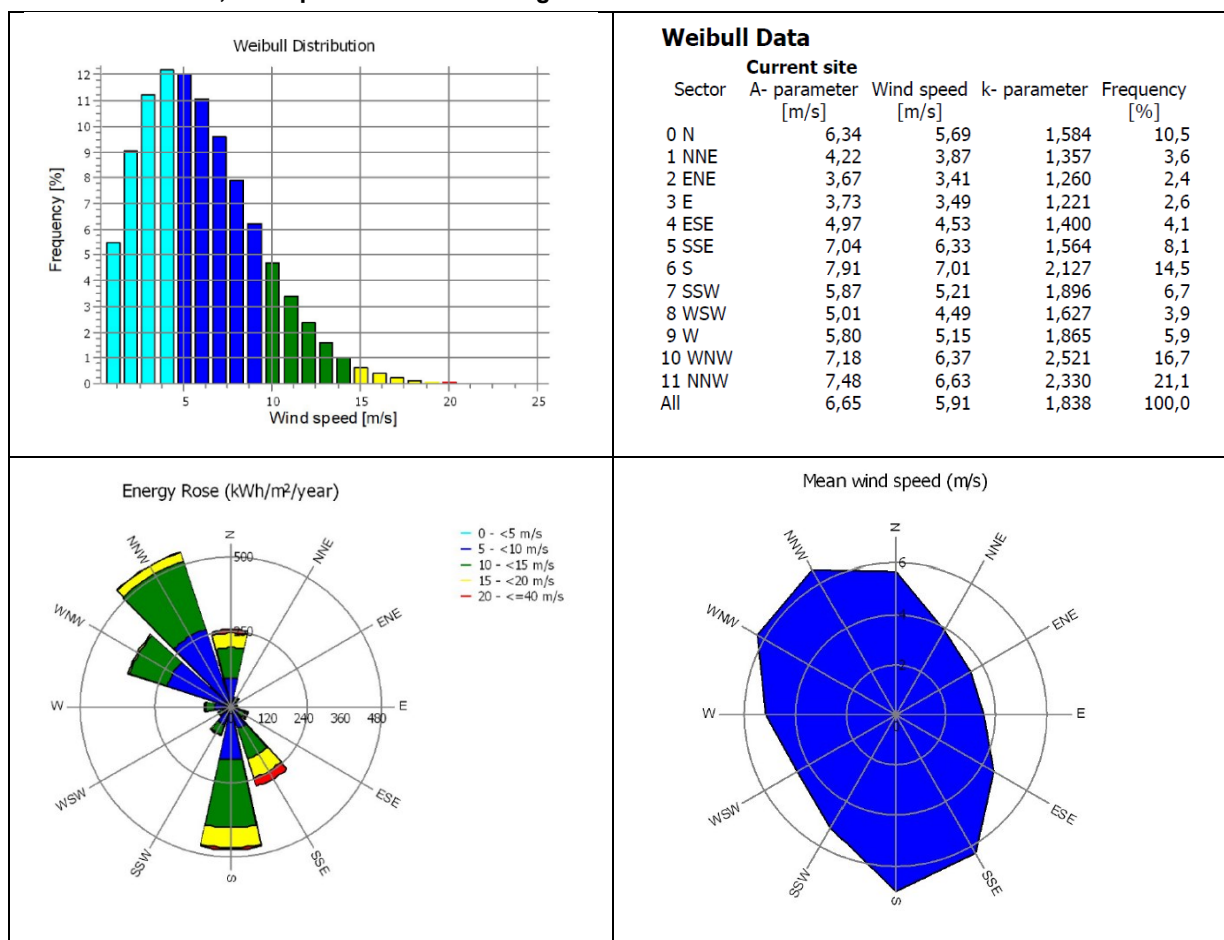


Figura 8: Inquadramento geografico della dislocazione del nodo satellitare di lungo termine ERA5 rispetto al layout di progetto proposto su cartografia Open Topo Map.

3.6 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO

Sulla base dei dati di input, ed in relazione alla orografia e rugosità del sito si riportano le caratteristiche anemologiche previste ad altezza mozzo dell'aerogeneratore A01.

Tabella 5: Wind Statistic dei dati estrapolati e storicizzati con evidenza dei parametri Weibull ed analisi delle direzioni del vento al mozzo dell'aerogeneratore A01. Sono rispettivamente mostrate le direzioni per velocità del vento, in frequenza e la rosa energetica risultante.



La velocità media al mozzo di tutte le macchine è stimata essere pari a circa 5,9 m/s.

3.7 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire viene riportata l'immagine con la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW, richiamate dal data sheet ufficiale.

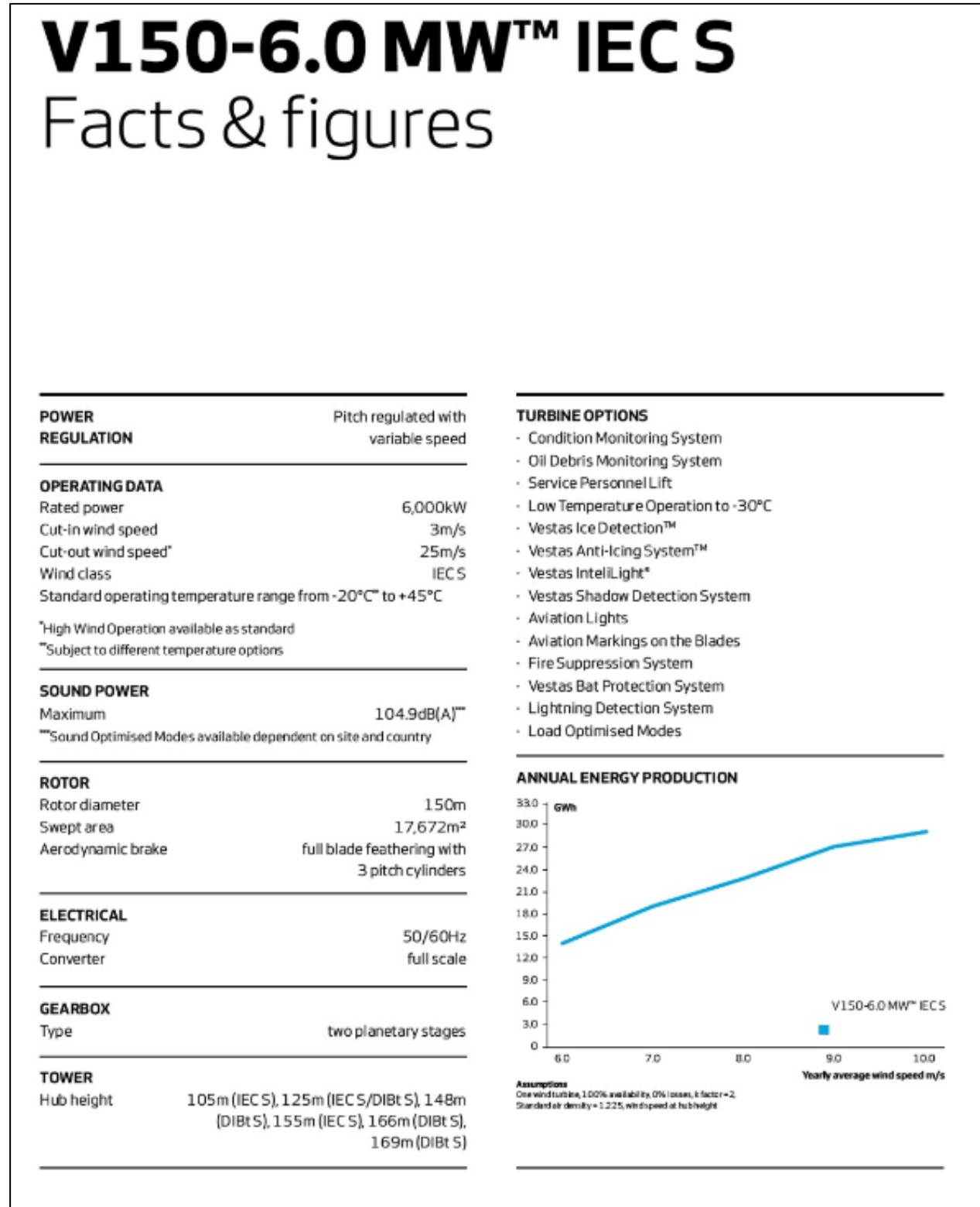


Figura 9: Caratteristiche tecniche delle turbine di progetto considerate nelle simulazioni Mod. Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW).

4 CLASSIFICAZIONE DI SITO E VERIFICA PRELIMINARE DI COMPLIANCE

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) stabilisce i requisiti standard di progettazione. La Norma IEC 61400-1 Ed.3 specifica le classi di progettazione con associate le relative velocità del vento estreme ed intensità di turbolenza. Modelli di turbolenza ed altre condizioni ambientali, quali la complessità topografica, sono altresì specificati come illustrato nella tabella che segue:

Wind turbine class	I	II	III	S
V_{ave} (m/s)	10	8.5	7.5	User defined
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	
$V_{50,gust}$ (m/s)	70	59.5	52.5	
I_{ref}	A	0.16		
	B	0.14		
	C	0.12		

Tabella 6: Parametri di base per la classe della turbina (tutti i parametri sono riferiti all'altezza mozzo).

dove:

1. **Vref** è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti con un periodo di ricorrenza di 50 anni e rappresenta il parametro estremo di base utilizzato per definire le classi delle turbine eoliche (per una turbina progettata in classe S con una velocità di riferimento Vref, si intende che essa è progettata per resistere climi per cui la media estrema della velocità del vento media 10min con un periodo di ricorrenza di 50 anni è inferiore o uguale a Vref)
2. **A** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
3. **B** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
4. **C** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
5. **Iref** è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.;

In questo studio sono stati considerati i parametri di progettazione relativi ai dati tecnici ed alla classe eolica degli aerogeneratori pubblicati dai rispettivi produttori ed evidenziati nei paragrafi a seguire.

Corre l'obbligo di sottolineare il carattere preliminare di tale tipo di studio, il quale deve essere condotto su dati di sito di lungo termine in una fase successiva di scelta definitiva delle macchine e dimensionamento delle fondazioni e strutture; tuttavia, tale approccio è importante per orientare la progettualità preliminare sulle classi di aerogeneratori più idonee al sito.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 20 di 28
---	---	--	---

4.1 Vref – Verifica preliminare dei parametri di sito

La Reference Wind Speed - V_{ref} , o velocità estrema del vento con un periodo di ritorno di 50 anni, è un importante parametro per l'analisi della classe eolica di appartenenza di un sito che determina quindi la scelta della turbina più adatta poiché ad essa è direttamente associato il carico nominale di progetto dell'aerogeneratore. Una buona indagine di tale parametro necessita di un'analisi sugli eventi estremi basata sulla distribuzione GEV/Gumbel.

Poiché questo approccio prende in considerazione solo un valore di velocità massimo per epoca (1 anno), il set di dati da cui sono tratti gli estremi epocali, deve essere lungo: Cook (1985) suggerisce l'utilizzo di una serie con almeno 20 anni di dati per ottenere risultati affidabili (20 valori estremi), e afferma che il metodo non va impiegato con serie aventi meno di 10 anni di dati. Nelle applicazioni legate all'energia eolica questa lunga serie di dati spesso non è disponibile e pertanto l'applicazione del metodo di Gumbel può portare a una stima della V_{ref} non affidabile.

Un approccio alternativo per l'analisi dei valori estremi è quello che prende il nome di "Peak Over Threshold method" (P.O.T) che tende a fornire un insieme appropriato di valori ottenuto dall'analisi di eventi estremi indipendenti i cui valori minimi vengono considerati al di sopra di una soglia stabilita.

Il metodo POT tiene conto di tutte le velocità estreme indipendenti e identicamente distribuite che superano un valore specifico di soglia. I campioni delle velocità estreme possono essere analizzati con la funzione di distribuzione di "Gumbel" o altri tipi di funzioni di distribuzione (ad esempio la Gumbel modificata).

Questo tipo di approccio è implementato come tool nel software WindPro e richiede una combinazione appropriata nella scelta sia della soglia minima di valore estremo di riferimento, sia del tempo di separazione minimo tra gli eventi sulla base del quale poter selezionare i campioni indipendenti. Questi due parametri possono essere altamente determinanti sulla stima della V_{ref} e vengono scelti attraverso un processo iterativo. La scelta dei valori estremi può essere fatta sia sui dati reali di velocità del vento misurato, sia sul loro valore al quadrato.

In questo studio sono presentati i risultati della stima della V_{ref} secondo il metodo sopra descritto: attraverso l'utilizzo del tool EWSE (Extreme Wind Speed Estimator) implementato nel software WindPro partendo dai dati misurati a 50 m da una delle stazioni in area limitrofa al sito.

I risultati ottenuti sono evidenziati nel Summary Report proposto a seguire che evidenzia il valore di rispetto dei parametri di V_{ref} previsti al mozzo delle turbine (125 m) elaborato per ogni singola posizione di installazione degli aerogeneratori di progetto.

Dai risultati ottenuti, risulta che nel suo complesso il sito oggetto di indagine può essere classificato come appartenente alla Classe III.

4.2 Intensità di turbolenza ambientale

La turbolenza è un parametro che fornisce un'informazione importante sulle caratteristiche fluidodinamiche della vena fluida in quanto restituisce la variabilità relativa della velocità del vento entro l'intervallo considerato. Ad esempio, un valore di turbolenza (TI) superiore a 0,18 (o equivalentemente 18%), indica un fenomeno ventoso piuttosto disturbato che potrebbe eventualmente sollecitare eccessivamente le macchine per la produzione di energia eolica ed inficiarne la produttività. In genere la turbolenza diminuisce man mano che ci si allontana dalla superficie terrestre in quanto gli ostacoli e l'orografia alterano il profilo fluidodinamico.

L'immagine proposta a seguire rappresenta il "Main Result" che sintetizza i risultati ottenuti per la verifica preliminare di rispondenza della turbina di progetto alle caratteristiche specifiche di sito – "SITE COMPLIANCE".

Come evidente dal report di sintesi, nessun parametro esaminato eccede i limiti relativi la CLASSE IIIA sebbene la turbina di progetto risulti essere certificata in Classe S e pertanto con parametri modulabili in relazione alle specificità del caso.

Main result												
Main IEC checks												
Terrain complexity									OK			
Fatigue/Normal conditions												
(a) Wind distribution									OK			
(c) Flow inclination									OK			
(d) Wind shear									OK			
(e) Air density									OK			
Ultimate/Extreme conditions												
(b) Extreme wind									OK			
Other IEC checks & analysis												
Seismic hazard									OK			
Temperature range									OK			
Lightning rate									OK			
Result details												
				WTG class	Method	Quality	WTG Mean	Max WTG	Min WTG	WTGs OK	WTGs Caution	WTGs Critical
Main IEC checks												
Terrain complexity	Cct	[-]			Active DEM		1,00	1,00	1,00	7	0	0
Fatigue/Normal conditions												
(a) Wind distribution	pdf(u)*	[-]		IIIA	WASP Weibulls	A	-	-	-	7	0	0
(c) Flow inclination	favg	[°]			Terrain fit	C	-0,1	0,2	-0,4	7	0	0
(d) Wind shear	a	[-]			Mast WASP	A	0,19	0,20	0,19	7	0	0
(e) Air density	?	[kg/m³]			Mast	A/B	1,178	1,179	1,176	7	0	0
Ultimate/Extreme conditions												
(b) Extreme wind	u50y	[m/s]		IIIA	AM	A+B	24,9	25,1	24,4	7	0	0
Other IEC checks & analysis												
Seismic hazard	PGA	[m/s²]			GSHAP map		0,7	-	-			
Temperature range												
Normal range, hours outside		[h/year]		Std	Full gauss		1,6	-	-			
Extreme range, hours outside		[h/year]		Std	Full gauss		0,0	-	-			
Lightning rate		[flashes/year/km²]			NASA GHCC		7,1	-	-			
* Parameter checked for a range of windspeeds (u), a single summary value is not possible.												

Figura 10: Stralcio del Report "Main Result" con evidenza della sintesi dei risultati ottenuti per la verifica della Site Compliance e rispondenza della turbina di progetto con le caratteristiche specifiche di sito.

5 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

Nei paragrafi a seguire viene proposta la tabella di sintesi della stima di produzione energetica ed i dati tecnici della turbina utilizzata nell'analisi. Oltre alla densità dell'aria specifica di sito, che incide sulla performance ed adattamento della curva di potenza, nel calcolo eseguito si è tenuto in conto anche del deficit di produzione legato alle perdite tecniche stimate nella percentuale del 8,0 % e dettagliate nei paragrafi successivi. Le immagini e le tabelle proposte a seguire mostrano l'adattamento della curva di potenza in relazione alla densità di sito e a seguire le informazioni relative a produzione lorda, produzione al netto delle perdite di scia e produzione al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche.

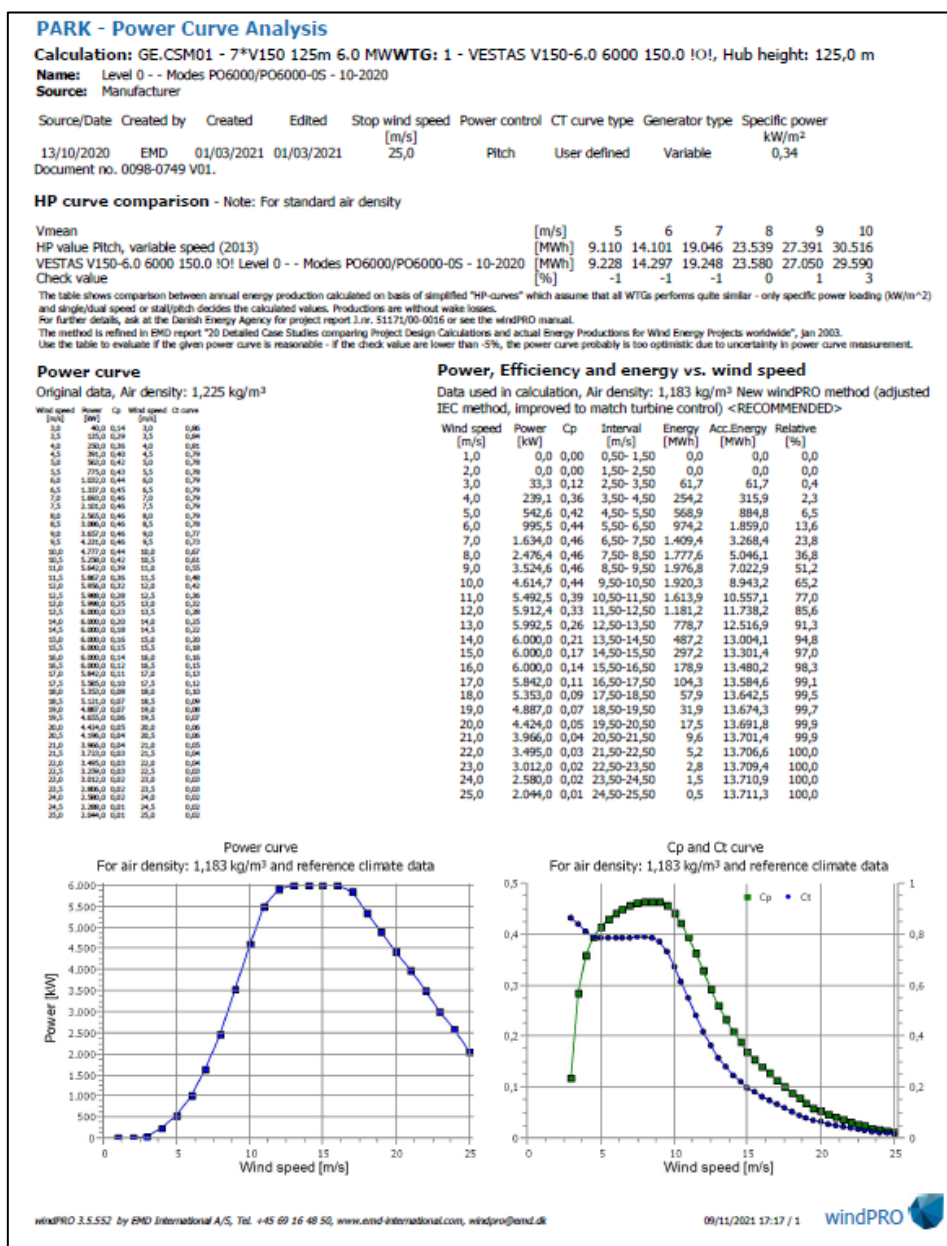


Figura 11: Specifiche tecniche - Curva di potenza della turbina Vestas V150 6,0 MW, alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1478-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	09/11/2021
		Data revisione	15/11/2021
		Pagina	23 di 28

A seguire sono quindi proposte le tabelle di sintesi con i valori di produzione energetica elaborati e con il relativo calcolo dei livelli percentili di produzione stimati (P50-P75-P90).

Tabella 7: Dettagli tecnici dell'aerogeneratore di progetto e dei valori di produzione attesi dall'intero impianto con dettaglio delle singole turbine

TENPROJECT		MED Misure Elaborazione Dati										
ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Modello aerogeneratore WTG Type	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Vm [m/s]	Produzione lorda Gross [AEP] [MWh]	Perdite di scia [%]	Produzione al netto delle scie [MWh]	Produzione al netto delle scie e perdite tecniche (8,0%) [MWh]	Ore equivalenti FLEOH [MWh/MW]
A01	665003	4536745	196	VESTAS V150	6.000	125,0	5,91	13.790	0,57	13.711	12.614	2102
A02	666539	4537109	180	VESTAS V150	6.000	125,0	5,87	13.643	4,20	13.070	12.025	2004
A03	667059	4536866	180	VESTAS V150	6.000	125,0	5,88	13.671	7,39	12.660	11.647	1941
A04	667601	4536558	182	VESTAS V150	6.000	125,0	5,88	13.699	7,54	12.666	11.653	1942
A05	666593	4536209	190	VESTAS V150	6.000	125,0	5,86	13.595	3,55	13.112	12.063	2011
A06	666047	4534574	208	VESTAS V150	6.000	125,0	5,88	13.630	1,46	13.431	12.356	2059
A07	667614	4533988	208	VESTAS V150	6.000	125,0	5,83	13.391	3,17	12.967	11.929	1988
MEAN VALUES			192				5,87		3,99			2007
TOTAL					42.000			95.421		91.618	84.288	

Tabella 8: Probabilità di superamento caratteristiche - percentili della produzione su base annua e decennale

Base Period		P50	P75	P90
1 YEAR	[MWh]	84.288	73.324	63.456
	FLEOH [MWh/MW]	2.007	1.746	1.511
10 YEARS	[MWh]	84.288	75.997	68.534
	FLEOH [MWh/MW]	2.007	1.809	1.632

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 24 di 28
---	---	--	---

La mancanza di dati provenienti da stazioni fisiche installate in area limitrofa, rende certamente opportuna un'analisi più approfondita delle condizioni di ventosità della zona.

Infatti, sebbene il nodo satellitare riporti un trend affidabile su quelle che sono le condizioni anemologiche dell'area (in velocità e direzione), certamente esso non è propriamente adeguato a fornire un dato assoluto affidabile per la per la stima della produzione energetica attesa dall'impianto di progetto.

5.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE

Le potenziali sorgenti che possono indurre perdite di produzione energetica sono note e sono state considerate come perdite tecniche nei loro valori percentuali empirici. Tali valori sono stati quindi detratti dalla produzione lorda attesa. È importante sottolineare che nel caso specifico i valori più consistenti sono stati associati alla disponibilità della turbina per quanto concerne le perdite tecniche ed alla affidabilità della Power Curve per quanto concerne le incertezze. Il motivo di tali valori più elevati rispetto allo standard medio di riferimento, è da ricercare nel fatto che la potenza della turbina in oggetto è frutto di un depotenziamento meccanico della reale potenza nominale del generatore.

Tabella 9: Dettaglio della stima delle perdite tecniche stimate

Limitazioni e Perdite Tecniche				
Descrizione	Metodologia di valutazione	Valore perdita [%]	Perdita Energetica [MWh/anno]	Energia [MWh/anno]
Produzione lorda				95.421
Perdite di scia 3,99%				
Perdite di scia, tutte le WTG esistenti	Calcolato	3,99%	3.803	91.618
Perdite di scia future installazioni limitrofe	Assunzione	0,00%	-	91.618
Produzione al netto delle perdite di scia				91.618
Limitazioni/Decurtazioni 0,90%				
Wind sector management	Assunzione	0,9%	825	90.793
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Calcolato	0,0%	-	90.793
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0,0%	-	90.793
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0,0%	-	90.793
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0,0%	-	90.793
Limitazioni in potenza per avifauna e chiroteri	Assunzione	0,0%	-	90.793
Altre limitazioni	Assunzione	0,0%	-	90.793
Perdite per cause Ambientali 0,90%				
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1%	91	90.702
Perdite dovute a "icing"	Assunzione	0,0%	-	90.702
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/icing/altro	Assunzione	0,2%	182	90.521
Temperature estreme	Assunzione	0,1%	91	90.430
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,5%	454	89.976
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0,0%	-	89.976
Disponibilità 3,70%				
Disponibilità Aerogeneratore	Garantita	3,0%	2.699	87.277
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5%	450	86.827
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,1%	90	86.737
Altre disponibilità	Assunzione	0,1%	90	86.647
Perdite prestazionali aerogeneratore 0,54%				
Curva di potenza	Assunzione	0,1%	87	86.560
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,1%	119	86.442
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,2%	173	86.269
Altre perdite prestazionali	Assunzione	0,1%	86	86.182
Perdite Elettriche 2,20%				
Perdite elettriche	Stimata	2,1%	1.810	84.373
Consumo apparecchiature elettriche di misura	Assunzione	0,1%	84	84.288
Totale perdite e limitazioni tecniche		8,0%	7.329	
Produzione al netto delle perdite tecniche e delle limitazioni prevista alla UP	84.288	Ore Equivalenti [MWh/MW]	2.007	

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 26 di 28
---	---	--	---

5.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE

In merito alle altre fonti di incertezze, è noto che gli studi legati alla meteorologia, tradizionalmente basati su considerazioni probabilistiche, hanno un elevato margine di incertezza che, nonostante le più moderne tecniche di modellazione, impedisce previsioni sicure. Le principali fonti di incertezza sono di seguito elencate:

- incertezza sui dati misurati: corretta installazione degli strumenti di misura, calibrazione degli strumenti, manutenzione ai sensori, etc...;
- incertezza legata alla previsione di lungo termine sulla base di dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni);
- incertezze legate alle condizioni di ventosità nelle aree adiacenti al palo anemometrico;
- mutamenti climatici registrati negli ultimi anni.

È chiaro che la previsione ha un grado di incertezza che è tanto maggiore quanto più limitato è l'arco temporale interessato dall'analisi, nel senso che se volessimo stimare la velocità media del vento del prossimo mese o della prossima settimana si stimerebbe un numero con un grado di incertezza elevato; il carattere di stagionalità e quindi di incertezza della risorsa eolica è tanto più ridotto quanto maggiore è l'arco temporale cui ci si riferisce.

Le incertezze afferenti alla variabile velocità sono state opportunamente riportate in incertezza energetica tramite un fattore di sensitività calcolato attraverso il software WPRO per lo specifico sito. Per quanto concerne l'incertezza legata all'oscillazione meteorologica, la stazione storica presente anch'essa in sito ha consentito una buona stabilizzazione della velocità media al mozzo sul lungo periodo, con forte riduzione di tale incertezza sebbene nella valutazione complessiva è stata comunque tenuta in conto l'incertezza relativa alla variabilità del vento su basi temporali di 1 e 10 anni. Le più recenti pubblicazioni del settore, nonché l'analisi dati su serie storiche locali, individuano l'oscillazione sui valori di velocità media nell'arco temporale di un anno intorno ad un valore del 6% mentre l'oscillazione sui valori di velocità media riferiti ad una media di dieci anni è invece di circa il 2%, il dato è confermato dalla stazione di lungo termine scelta nell'analisi. Con le incertezze calcolate è stato inoltre possibile valutare le probabilità di superamento di un assegnato valore di produzione (calcolo dei percentili) come riportato nelle tabelle seguenti. I percentili su base annua danno una indicazione del peggio che ci si può attendere in un anno particolarmente sfavorevole; i percentili su base decennale sono quelli da utilizzare per le analisi finanziarie in quanto danno una indicazione di cosa accade alle producibilità con trend sfavorevole su base di lungo periodo, in relazione a tutti i parametri di incertezza che hanno concorso nella stima, primo fra tutti, l'oscillazione meteorologica. I valori di incertezza ed i livelli percentili di produzione calcolati sono riportati a seguito della stima di producibilità.

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice	1478-PD_A_9.3_REL_r00
		Revisione	00
		Data di creazione	09/11/2021
		Data revisione	15/11/2021
		Pagina	27 di 28

Sulla base delle incertezze sopra dettagliate, ipotizzando un processo gaussiano sono state calcolate le probabilità di superamento sulla base di due diversi periodi (1 anno e 10 anni).

Tabella 10: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze			
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])	2,08		
Inc. V. vento [%]	Inc. Energia [%]	Inc. Energia [MWh]	
Incertezza Parametri Anemologici			
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	3,50	7,28	6.670
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	2,70	5,62	5.145
Variabilità annuale Vm	6,60	13,73	12.577
Variabilità decennale Vm	2,60	5,41	4.955
Variabilità Futura Trend Ventosità	2,50	0,50	458
Parametri Anemologici/Altro	2,80	0,50	458
Incertezza Modello di flusso e di simulazione			
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	2,00	4,16	3.811
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	2,00	4,16	3.811
Modello di flusso e simulazione/Altro	2,00	4,16	3.811
Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione			
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,50	5,20	4.764
Sistemi di misura	1,50	3,12	2.858
Produzione energetica/Altro	1,50	3,12	2.858
Totale incertezza base 1 anno	10,00	19,29	17.669
Totale incertezza base 10 anni	7,95	14,58	13.362

	STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	1478-PD_A_9.3_REL_r00 00 09/11/2021 15/11/2021 28 di 28
---	---	--	---

5.3 CONCLUSIONI

In base all'analisi dei dati anemometrici disponibili per il sito in esame, si è potuto stimare che con l'installazione del modello di aerogeneratore ipotizzato Vestas V150 di potenza nominale 6,0 MW e con altezza del mozzo posta a 125 m s.l.t., è attesa una resa energetica dell'impianto di progetto previsto in agro dei comuni di Casamassima (BA), Rutigliano (BA) e Turi in località "Parco San Nicola – Vigna Addabbo", che prevede una produzione netta pari a **84,29 GWh** annui corrispondenti a circa **2007** ore equivalenti/anno pur decurtando una percentuale di perdite tecniche stimate essere pari al 8,0 %.

In base alle valutazioni preliminari eseguite, il modello di turbina scelto per l'impianto risulta compatibile con le caratteristiche anemologiche del sito.