

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA MEDIANTE LO SFRUTTAMENTO DEL VENTO NEL TERRITORIO COMUNALE DI FOGGIA (FG) E TROIA (FG)

PROGETTO DEFINITIVO

prima emissione: febbraio 2022

REV.	DATA	DESCRIZIONE:

PROGETTAZIONE

ARCHITETTURA E PAESAGGIO



via Volga c/o Fiera del Levante Pad.129 - BARI (BA)
ing. Sebanino GIOTTA - ing. Fabio PACCAPELO
ing. Francesca SACCAROLA - geom. Raffaella TISTI

VIRUSDESIGN*
arch. Vincenzo RUSSO
via Puglie n.8 - Cerignola (FG)

IMPIANTI ELETTRICI

ing. Roberto DI MONTE

GEOLOGIA

geol. Pietro PEPE

ACUSTICA

ing. Francesco PAPEO

ARCHEOLOGIA

dr.ssa archeol. Domenica CARRASSO

STUDIO PEDO-AGRONOMICO

dr. for. Sara MASTRANGELO

ASPETTI FAUNISTICI

dott. nat. Fabio MASTROPASQUA



DOMENICA CARRASSO

Via G. Marconi, 19
70017 PUTIGNANO (BA)
C. F. CRR DNC 891414138U
P. IVA 08138180724



SIA.ES. STUDI SPECIALISTICI

ES.1 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO



Indice

1	Descrizione progetto	3
1.1	Premessa	3
1.2	Introduzione	4
1.3	Inquadramento geografico	4
2	Anemometria e misurazione della fonte primaria	5
2.1	Stazione anemometrica	5
2.2	Elaborazione dei dati anemometrici	6
2.2.1	Condizioni climatiche dell'area	7
3	Previsioni di produzione	7
3.1	Modello tridimensionale del terreno	8
3.2	Aerogeneratore	10
4	L'impianto	11
5	Calcolo della resa energetica	12
5.1	Calcolo della resa energetica ideale	12
5.2	Calcolo della resa energetica reale	12
6	Conclusioni	13

1 Descrizione progetto

1.1 Premessa

Il cambiamento climatico rappresenta la sfida del nostro tempo. I dati mostrano che la comunità globale non sta facendo abbastanza per mantenere l'aumento della temperatura rispetto ai livelli preindustriali al di sotto di 1,5°C, soglia che secondo le stime del Copernicus Climate Change Service sarà raggiunta nel 2034 mantenendo il ritmo di incremento degli ultimi 30 anni. Il cambiamento climatico porta con sé conseguenze note quali i disastri naturali che negli ultimi 20 anni sono stati 7.348 nel mondo, contro i 4.212 del ventennio precedente, causando 1,23 milioni di morti e quasi 3 trilioni di dollari di perdite economiche.

L'Unione Europea ha colto quest'urgenza, definendo obiettivi puntuali in materia di riduzione delle emissioni di gas serra, di quota di fonti rinnovabili nel consumo finale di energia e di miglioramento dell'efficienza energetica, obiettivi che sono stati recentemente rinnovati e resi più ambiziosi. Il 14 luglio 2021, la Commissione Europea ha infatti pubblicato il pacchetto "Fit for 55" che rivede gli obiettivi di transizione energetica al 2030 per l'Unione fissando la riduzione netta delle emissioni di gas serra ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, insieme a un obiettivo di 40% di fonti rinnovabili nel mix energetico e un miglioramento dell'efficienza energetica pari al 36%.

In questo contesto è considerato che il settore energetico è responsabile del 53% delle emissioni di gas serra in Europa, il ruolo delle fonti di energia rinnovabili (FER) assume grande rilevanza. Tuttavia, nel 2020 la percentuale di energia da fonti rinnovabili in EU27+UK si attestava ancora al 20,5%. Proiettando l'andamento delle FER negli ultimi 5 anni, si stima che l'Europa mancherà il nuovo obiettivo al 2030 proposto dal pacchetto "Fit for 55" di più di 12 punti percentuali, raggiungendolo solo nel 2043. Un risultato simile è osservabile anche a livello italiano. Nel Paese, la percentuale di energia da fonti rinnovabili ha raggiunto il 20,2% nel 2020. Il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) fissa come obiettivo una quota del 30% di energie rinnovabili sul consumo finale di energia entro il 2030, obiettivo che deve ancora essere rivisto al rialzo alla luce della recente revisione europea dei target. Stimando l'obiettivo aggiornato per l'Italia proiettando lo stesso aumento percentuale presente a livello europeo e proiettando l'andamento delle FER degli ultimi 5 anni, l'Italia risulta essere in ritardo di 24 anni rispetto al potenziale obiettivo aggiornato.

I vari sistemi di sfruttamento delle diverse fonti rinnovabili hanno raggiunto attualmente un differente grado di maturazione tecnologica. Per alcune fonti lo sfruttamento non è al momento percorribile economicamente. Tuttavia in qualche caso si è raggiunto un livello di maturazione tecnologica tale da rendere possibile il realizzarsi di un grado di utilizzo compatibile con gli obiettivi fissati. È il caso dell'energia eolica che per le sue caratteristiche tecniche, ambientale, sociali ed economiche, risponde alle esigenze di diversificazione energetica e di riduzione del livello di contaminazione atmosferica che la situazione attuale impone.

1.2 Introduzione

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali caratteristiche tecniche e la producibilità dell'impianto eolico ubicato nei comuni di Foggia (FG) e Troia (FG) della potenza complessiva di 79,2 MW. Il parco eolico consta di n. 12 aerogeneratori, di potenza unitaria fino a 6,6 MW, con altezza al tip della pala fino a 200 m.

Stante quanto sopra, negli elaborati e nelle specifiche tecniche recate dal presente progetto si fa riferimento, a titolo esemplificativo e per esigenze di valutazione e progettazione, ad un layout costituito da n.12 WTG tipo SG 6,6-170, con potenza unitaria pari a 6,6 MW, altezza al mozzo pari a 115 e diametro rotorico pari a 170 , per una potenza complessiva di 79,2 MW ."

1.3 Inquadramento geografico

L'area dove si intende effettuare la costruzione del parco si trova sull'area comunale di Foggia e Troia (FG), a circa 10 km a sud-ovest dal centro abitato di Foggia (Figura 1).

Il sito si presenta molto esteso ed esposto a venti predominanti, con una conformazione morfologia pianeggiante e con attività prevalentemente seminative e di allevamento. L'altitudine media della zona interessata è di circa 170 m s.l.m.

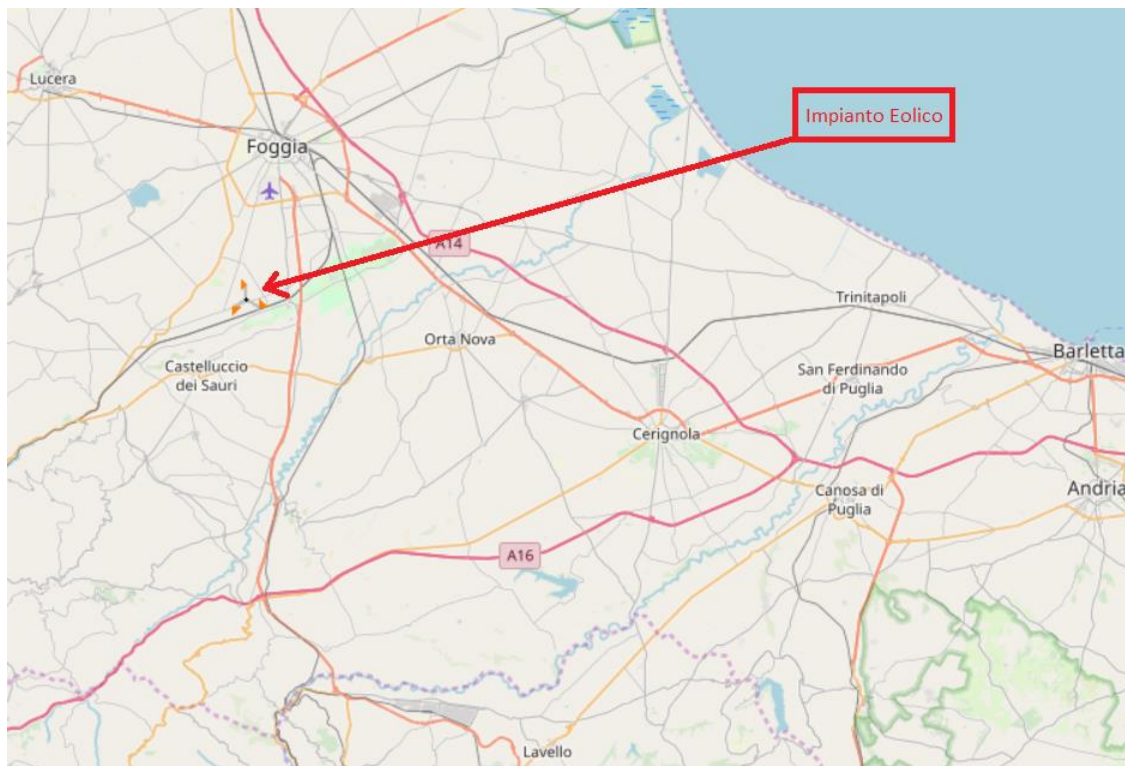


Figura 1. Inquadramento geografico

2 Anemometria e misurazione della fonte primaria

2.1 Stazione anemometrica

La stazione anemometrica usata per la realizzazione di questa analisi è stata installata nelle vicinanze del progetto. Si tratta di un palo anemometrico di 50 m di altezza installato nel 2007 che offre una buona disponibilità di dati per poter elaborare una analisi di stima di produzione.

Le caratteristiche dimensionali del traliccio e dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (cavi, parafulmine, ecc.), rispettano le prescrizioni imposte dallo standard internazionale previsto della IEC.

Nell'immagine sottostante viene illustrata il tipo di torre tralicciata installata nonché gli spazi utilizzati per l'insediamento della struttura sul terreno. Si possono apprezzare anche l'ubicazione e le altezze dei diversi sensori installati con la TA.

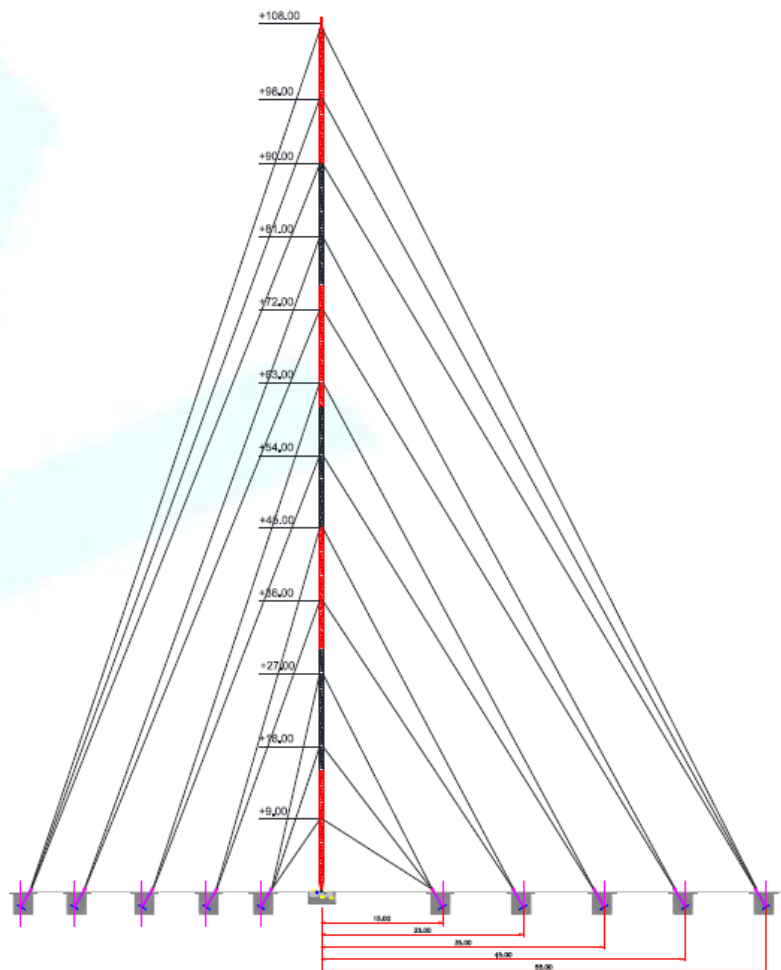


Figura 2. Immagine della Torre Anemometrica

2.2 Elaborazione dei dati anemometrici

Il totale della campagna anemometrica copre un arco temporale di circa 9 anni tra il 2007 e il 2015, dati sufficienti per poter validare un periodo idoneo allo scopo della valutazione del potenziale eolico della zona.

Durante questo arco temporale di misurazione ci sono stati alcuni periodi di assenza di dati o di registrazione ritenuta non idonea. Questi momenti, chiamati anche "buchi", non raggiungono una percentuale che possa in alcun modo influenzare o invalidare i dati che compongono il set di dati.

La climatologia della risorsa vento è rappresentata da una rosa dei venti, che rappresenta la distribuzione media della velocità divisa in intervalli di velocità (bin) e direzioni del vento (settori).

La media annuale della velocità del vento calcolata a 100 m risulta pari a 6,9 m/s.

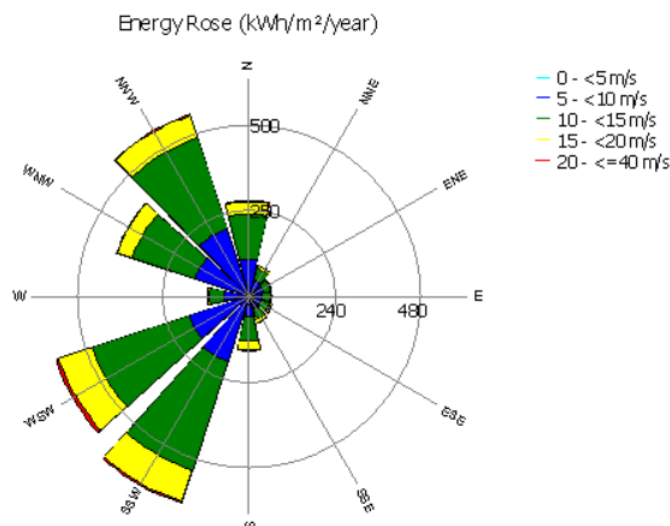


Figura 6. Rosa dei venti

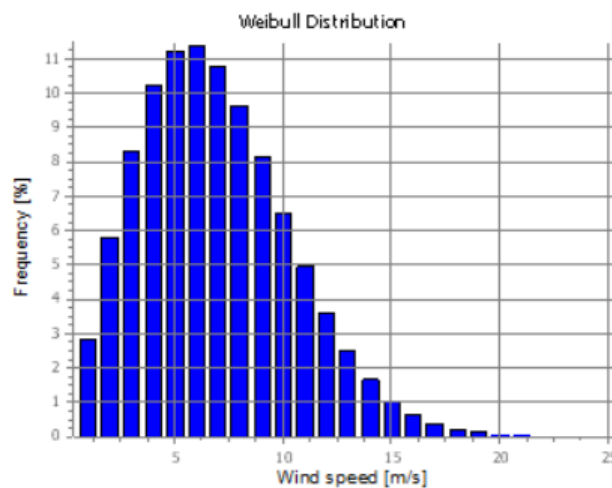


Figura 7. Distribuzione di Weibull

2.2.1 Condizioni climatiche dell'area

La Puglia è caratterizzata da un clima tipicamente mediterraneo con inverni miti ed estati calde e generalmente lunghe e secche. I tratti costieri, grazie all'azione mitigatrice dei mari Adriatico e Ionio, presentano un clima più tipicamente marittimo, con escursioni termiche stagionali meno spiccate; l'entroterra, ovvero il Tavoliere ed il promontorio del Gargano, presentano, invece, delle caratteristiche climatiche più prettamente continentali, con maggiori variazioni delle temperature stagionali. Sull'intero territorio regionale le precipitazioni piovose sono piuttosto scarse, concentrate nei mesi invernali e caratterizzate da un regime estremamente variabile. L'andamento stagionale delle precipitazioni evidenzia due picchi in corrispondenza dei mesi di novembre e di marzo; i totali annui, calcolati per 162 stazioni su una serie di 50 anni (1951-1992), oscillano intorno ai 650 mm annui, con un minimo di 447mm relativo a Manfredonia ed un massimo di 1137mm riferito alla Foresta Umbra sul Gargano. Per quanto riguarda le temperature, le medie annue oscillano intorno ai 15°C, con massimi giornalieri che raggiungono i 40°C in luglio e minimi che possono scendere sotto lo zero esclusivamente nelle aree del Gargano e dell'Appennino Dauno. Non sono infrequenti, soprattutto nelle zone del tavoliere e dell'arco ionico, gelate tardive che arrecano ingenti danni alle colture. Per quanto riguarda il pedoclima, l'analisi dei dati ha confermato la prevalenza di un regime di umidità xerico; il regime di temperatura è tipicamente termico per la maggior parte delle stazioni mentre risulta mesico soltanto per alcune limitate aree del Gargano e dell'Appennino Dauno.

3 Previsioni di produzione

Le elaborazioni, a partire dai dati di vento registrati, sono state svolte mediante l'uso del software WindPRO, che si avvale a sua volta del modello di calcolo WASP; questo permette di elaborare, a partire dai dati rilevati da un anemometro e da informazioni relative alle specifiche puntuali dell'area analizzata, il vento geostrofico, ovvero quel vento che si realizza alla sommità dello strato limite atmosferico, dove il flusso risulta imperturbato dai fenomeni di attrito dovuti alla superficie terrestre. L'analisi della velocità del vento geostrofico costituisce il percorso obbligato al fine di studiare i fenomeni eolici dell'area in oggetto. La stima della distribuzione della velocità del vento a livello geostrofico permette infatti di ricostruire, sempre utilizzando il modello di calcolo WASP, la distribuzione della velocità al suolo e a vari livelli, in funzione di vari valori di rugosità attribuibili al territorio, ovvero delle mappe climatologiche dei venti caratteristici.

Il software si basa fondamentalmente su 3 grandi dati di input: Modello digitale del terreno (DEM), analisi della misurazione della risorsa eolica ed il tipo di aerogeneratore.

3.1 Modello tridimensionale del terreno

Per la caratterizzazione anemologica dell'area in esame si è provveduto alla realizzazione di un modello orografico di dimensioni opportune che descrive l'andamento altimetrico della zona interessata. In particolare, il modello ricopre una superficie che si estende fino a coprire una distanza pari di 30 km dai limiti definiti dal layout d'impianto:

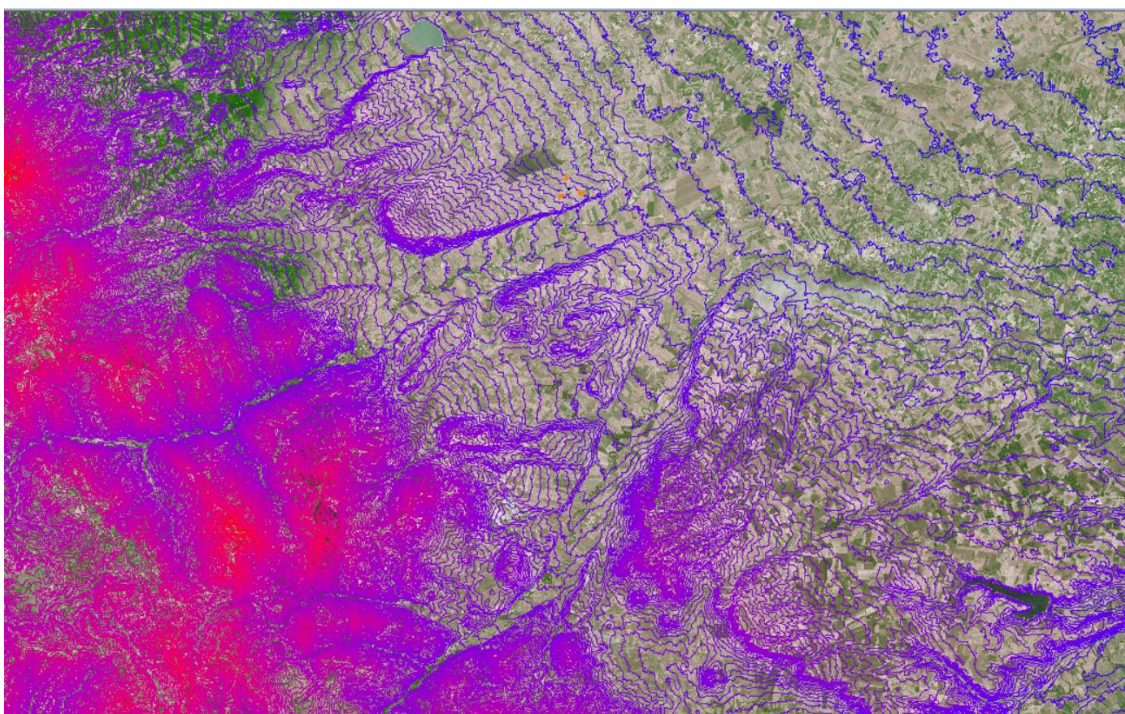


Figura 8. Modello digitale del terreno 3D

La mappa digitale ottenuta è stata utilizzata come primo input per la simulazione del campo di vento sul sito. Al modello orografico deve essere assegnato un valore di rugosità che dà un'idea chiara delle proprietà della superficie del terreno. I valori di rugosità più elevati (1.5 colorazione rosso intenso) rappresentano zone con più ostacoli per la propagazione della risorsa vento.

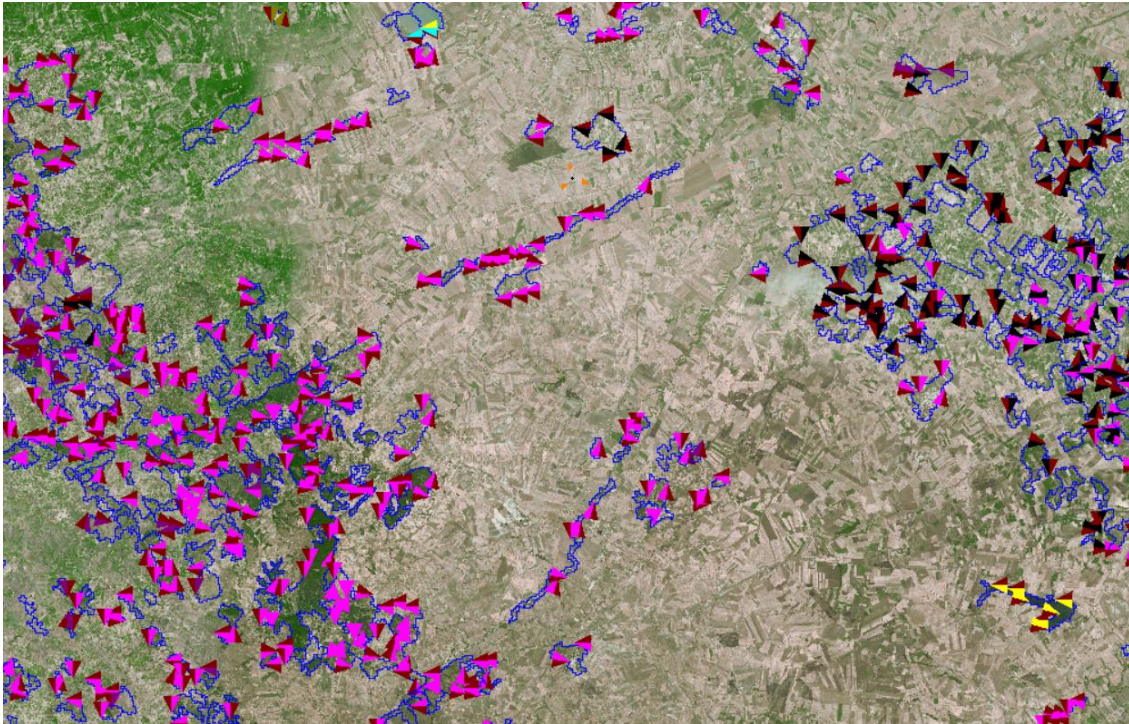


Figura 9. Rugosità del terreno.

I dati di elevazione e rugosità definiti sopra vengono utilizzati per definire il modello tridimensionale del suolo diviso in celle con una risoluzione orizzontale e verticale variabile.

3.2 Aerogeneratore

Per il progetto di cui trattasi, si è scelto di fare una stima della producibilità ipotizzando l'aerogeneratore che risponde al meglio al potenziale eolico del sito. Nella fattispecie l'aerogeneratore scelto ha un diametro di rotore pari a 170 m ed altezza al mozzo di 115 m.

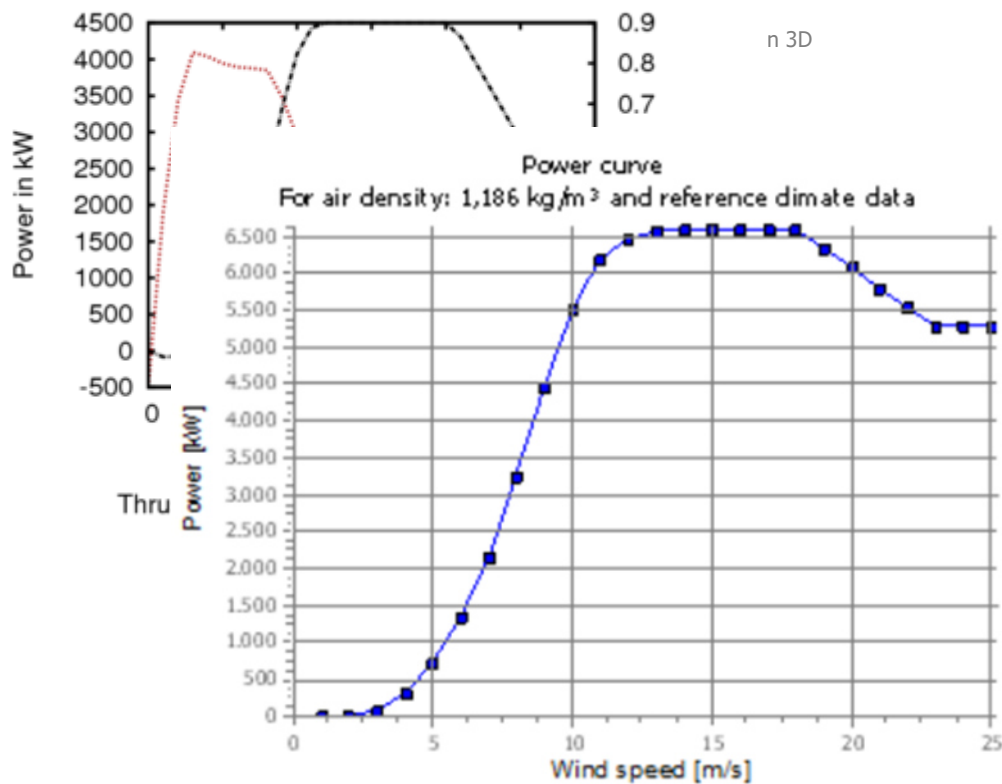
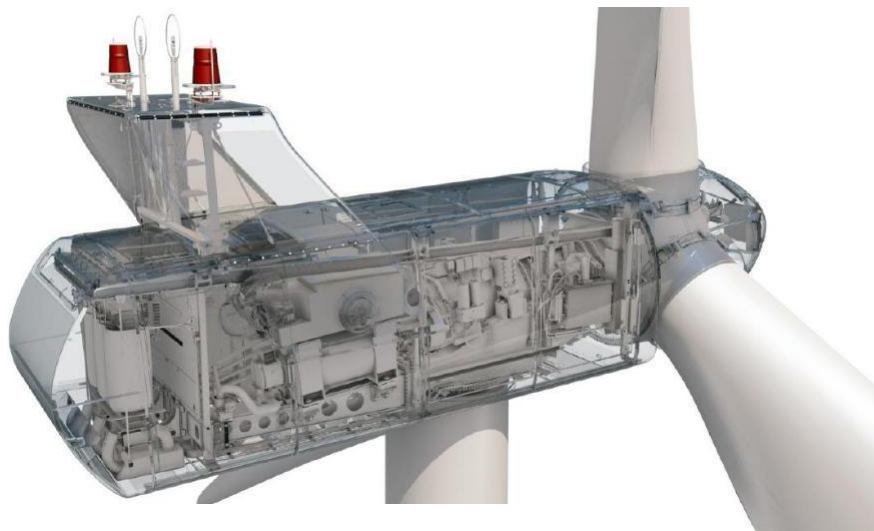


Figura 11. Curva di potenza alla densità dell'aria di 1,186 kg/m³

4 L'impianto

Il posizionamento degli aerogeneratori è stato fatto in funzione dei seguenti criteri:

- Il risultato dello studio del vento e dell'analisi anemologica fatta;
- L'orografia dell'area;
- L'esistenza o assenza di strade o sentieri (avendo cura di utilizzare sentieri già esistenti);
- Rispetto della normativa vigente in materia di vincoli ambientali;
- Rispetto di distanza minima regolamentare da edifici preesistenti;
- Considerazioni basate sul criterio del massimo rendimento degli aerogeneratori, evitando l'interazione tra le singole macchine al fine di non pregiudicarne la produttività;
- Minimizzazione dell'alterazione dello stato attuale dei luoghi, compatibilmente con le caratteristiche richieste di pendenza, superficie, larghezza e curvatura delle vie di collegamento e di spazio adeguato alla installazione degli aerogeneratori e alle infrastrutture ad essi associate avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.



5 Calcolo della resa energetica

5.1 Calcolo della resa energetica ideale

La produzione di energia lorda è la produzione di energia del parco eolico calcolata, tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno e della presenza di impianti esistenti, della distribuzione della velocità del vento a flusso libero prevista all'altezza del mozzo di ogni posizione della turbina e della curva di potenza della turbina fornita dal produttore.

La distribuzione della velocità del vento a flusso libero è ottenuta dal modello di calcolo di WindSim e dalle condizioni del vento in loco a lungo termine.

Le turbine eoliche, estraendo energia dal vento, fanno sì che la velocità della risorsa a valle dell'aerogeneratore si riduce. Man mano che il flusso procede, la scia si disperde e si recuperano le condizioni di flusso libero.

Il software inoltre calcola la densità dell'aria nella zona interessata, in modo da poter determinare le perdite energetiche dovute al cambio di densità dell'aria attraverso il rotore dell'aerogeneratore. Nello specifico, il sito presenta una densità dell'aria di 1,186 kg/m³ ad altezza del mozzo.

La produzione energetica lorda annua stimata è di circa 244.470 MWh corrispondenti a 3.141 ore equivalenti.

5.2 Calcolo della resa energetica reale

Ai fini del calcolo della producibilità reale di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete e dunque utile ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori:

Produzione energetica lorda	244.470,3 MWh/anno
Disponibilità aerogeneratori	97,00 %
Efficienza elettrica	97,00 %
Disponibilità non contrattuale	99,50 %
Altri fattori	99,00 %
Condizioni atmosferiche e degradazione pale	99,00 %
Manutenzione sottostazione	99,00 %
Disponibilità rete	99,50 %
Produzione energetica annua netta stimata	220.077,9 MWh/anno
Fattore di capacità stimato	32,0 %

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità reale media annua della centrale eolica di sia pari a **220.077,9 MWh/anno**, corrispondenti a **2.804 ore equivalenti annue** a potenza nominale.

6 Conclusioni

Aerogeneratori (WTGs)	N.	12
Potenza nominale dell'impanto	MWp	79,2
Stima producibilità P₅₀	MWh/year	220.077,9
Ore equivalenti nette - NET P₅₀	h/y	2.804
Capacity Factor	%	32,0%