AVAILABLE LANGUAGE: IT

Regione Liguria

Provincia di Savona

Comuni di Quiliano, Altare e Mallare

"Impianto eolico di potenza nominale pari a 30 MW integrato con un sistema di accumulo di potenza nominale pari a 20 MW da realizzarsi nei Comuni di Quiliano, Altare e Mallare (SV)"

VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ATTESA

Il tecnico

Ing. Leonardo Sblendido



File:C24G&GWLI002A018R00_Valutazione della produzione attesa.pdf

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	03/12/2024	Prima emissione	A. Amendola	D. Morelli	L. Sblendido

INDICE

1. OBIETTIVI DELL'ANALISI 3
2. DESCRIZIONE AREA 4
2.1 Posizione del sito 4
2.2 Definizione del terreno 5
3. METODOLOGIA 6
4. DATI DEL VENTO – SITE/WTG 9
5. RISULTATI DEL CALCOLO 11
6. CALCOLO PRELIMINARE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA 12
7. RISULTATI PARCO EOLICO 13

1. OBIETTIVI DELL'ANALISI

Il presente documento rappresenta uno studio preliminare per la valutazione della producibilità di un parco eolico situato nei comuni di Altare e Quiliano, in provincia di Savona (Italia), costituito da 5 aerogeneratori con una potenza nominale di 6,0 MW per un totale di 30 MW.

La valutazione del calcolo è stata condotta utilizzando una serie di dati sul vento a mesoscala (tramite windPRO) che coprono un periodo di 20 anni.

Per questa analisi, sono state prese in considerazione le aree all'interno della regione di studio che sono libere da restrizioni per aiutare a identificare le zone ottimali per lo sviluppo del progetto, escludendo qualsiasi ostacolo. I calcoli si sono basati su un singolo tipo di turbina eolica (WTG).

Se nelle vicinanze è presente un parco eolico esistente o pianificato, anche questo verrà preso in considerazione per valutare con precisione la potenziale produzione di energia.

I risultati annuali della produzione di energia sono riportati nella Tabella 1. La valutazione include le perdite di scia, mentre altre fonti di perdita sono state stimate utilizzando un'ipotesi generale forfettaria. Questa analisi preliminare comporta intrinsecamente un certo livello di incertezza, come indicato di seguito:

I dati del vento utilizzati sono generati da un modello a mesoscala con una risoluzione spaziale di 3x3 km. Inoltre, la complessità del terreno può contribuire a livelli di incertezza più elevati, in particolare quando si utilizza un modello lineare (WASP). Per una valutazione più dettagliata, si consigliano modelli di flusso CFD per le fasi successive dell'analisi.

Come indicato, i risultati forniti rappresentano una valutazione preliminare della produzione. Si consiglia di prestare attenzione riguardo all'incertezza, che è stimata al 20%.

Table 1. Preliminary Results.

Project Description – Layout 1	
Turbine type	**V150-6.0**
Nominal power [MW]	**6.0**
Hub Height [m]	**125**
Number of turbines	**5**
Installed Capacity [MW]	**30**

Preliminary Gross and Net AEP	
Mean long-term wind speed [m/s] @ hub height	**7.6**
Gross Production [GWh/y]	**100.07**
Net Production (P50) [GWh/y]	**98.9**
P50 - Capacity Factor [%]	**33.8**

Uncertainty – P90	
Approximate Uncertainty (20 years) [%]	**20**
P90 (20 years) [GWh/y]	**73,66**
P90 - Capacity Factor [%]	**28.03**

Raccomandazioni

Per migliorare l'accuratezza delle stime e ridurre l'incertezza, è essenziale condurre misurazioni del vento in loco per un periodo di almeno 12 mesi consecutivi. Questa raccomandazione è particolarmente rilevante nelle aree con terreno complesso, una caratteristica comune a molti dei siti in esame. L'organizzazione di una campagna per la valutazione dei dati eolici in loco è fondamentale per ottenere risultati convalidati. In alternativa, ove possibile, i dati sul vento possono anche provenire da sistemi vicini o da stazioni di misurazione esistenti.

2. DESCRIZIONE AREA

2.1 POSIZIONE DEL SITO

Il centro dell'area indagata si trova a circa 2,67 km a nord-ovest del comune di Altare e a circa 2,2 km a sud-est del comune di Quiliano, in provincia di Savona, Italia (Figura 1).



Figure 1 - Site location. Source: OpenStreeMaps

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico hanno tutti lo stesso numero di pale (tre) e la stessa altezza. Il progetto prevede l'utilizzo di turbine di potenza nominale pari a 6,0 MWp; di seguito se ne descrivono le principali caratteristiche tecniche.

2.2 DEFINIZIONE DEL TERRENO

Il sito si sviluppa lungo un'area pianeggiante, pertanto la conformazione del terreno è ottimale per l'idoneità della viabilità. Per i dati altimetrici è stato utilizzato il TINITALY che è un modello digitale di elevazione (TIN-Italy DEM) che copre tutto il territorio italiano, con dati su griglia di 10 m ma attraverso l'interpolazione è stata ottenuta una risoluzione maggiore di 5 m, l'area comprensiva

delle curve di livello si estende su una superficie di 25 x 25 km (Figura 2).

Per la rugosità viene utilizzato il database della copertura del suolo denominato Corine 2018, definito da una griglia con una risoluzione di 100 m e un'estensione di 45 x 45 km intorno al sito.

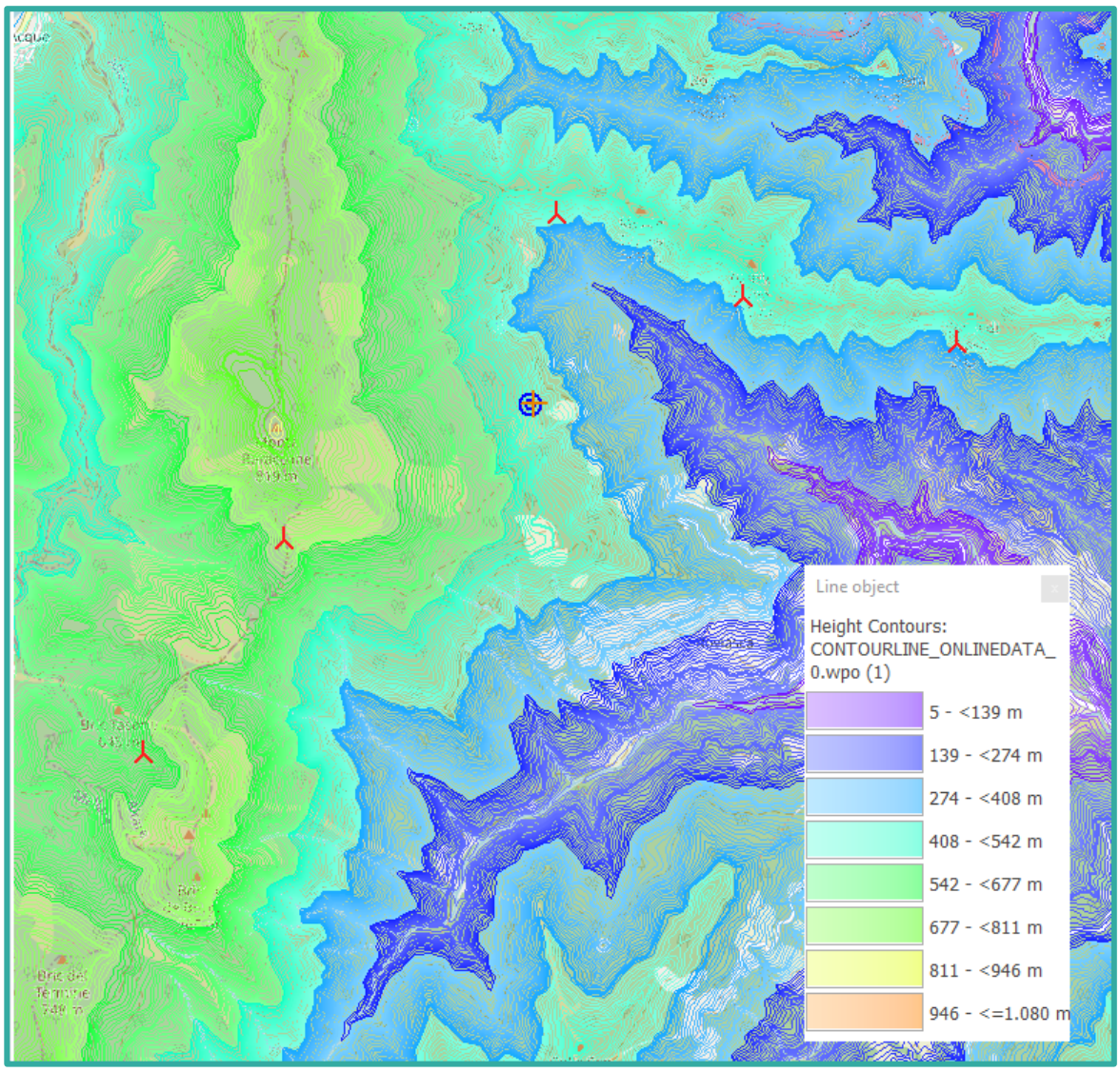


Figure 2 - OpenStreetmap of the region, with the turbine layout (red symbols) and the contours (color scale go of low altitude in purple to high altitude in orange).

3. METODOLOGIA

Dato che la metodologia di calcolo si basa su una struttura di dati a griglia, la valutazione della producibilità è stata condotta utilizzando i dati del vento provenienti dai nodi della rete di un modello a mesoscala ad alta risoluzione per un periodo di 20 anni. La Figura 3 illustra l'area di studio. I dati provenienti dai nodi scelti sono stati interpolati e ponderati per ottimizzare l'analisi in prossimità del

sito di studio.

Per ottenere dati sul vento specifici per l'area evidenziata, è stata applicata una procedura di downscaling【3】 per passare dai dati a mesoscala a quelli su microscala per il sito; i dati del vento a mesoscala sono stati elaborati attraverso il modulo WAsP【4】. I dati del vento a mesoscala rappresentano spesso valori compensati; Pertanto, è consigliabile calibrare questi risultati sulla base dell'esperienza precedente, come l'uso dei dati sul vento effettivamente raccolti o dei dati di producibilità provenienti da installazioni vicine.

Per massimizzare la produzione di energia, è fondamentale selezionare il tipo di turbina più adatto al sito specifico. Questa valutazione preliminare viene condotta consultando il sito WindProspecting, che include il modulo GASP 1.0【5】. Inizialmente, sono state identificate due altezze di riferimento, 100 m e 150 m sopra il livello del suolo (AGL), per le quali è stata definita la classe di turbine appropriata in base ai dati del vento e ad altre caratteristiche, come la turbolenza del sito. La classe di turbine utilizzata in questo studio è rappresentata dalla Vestas V150-6.0 MW, classificata in Classe S con una garanzia di durata di 25 anni (questa classe assicura la durabilità strutturale della pala in base alle condizioni specifiche del sito).

La distanza minima tra le turbine corrisponde ad un'ellisse con diametri minimo e massimo pari a 3 e 5 volte il diametro del rotore (RD), orientata lungo una direzione del vento di 300°.

L'analisi precedente definisce l'indice di quota del vento (che indica rapidi cambiamenti di intensità e/o direzione del vento) per questo sito come relativamente basso, il che implica che le gondole non devono essere installate ad altezze significative per ottenere venti con buona regolarità. Pertanto, la valutazione della producibilità è stata condotta con un'altezza del mozzo di 125 m, una delle altezze del mozzo fornite da Vestas per il modello V150-6,0 MW.

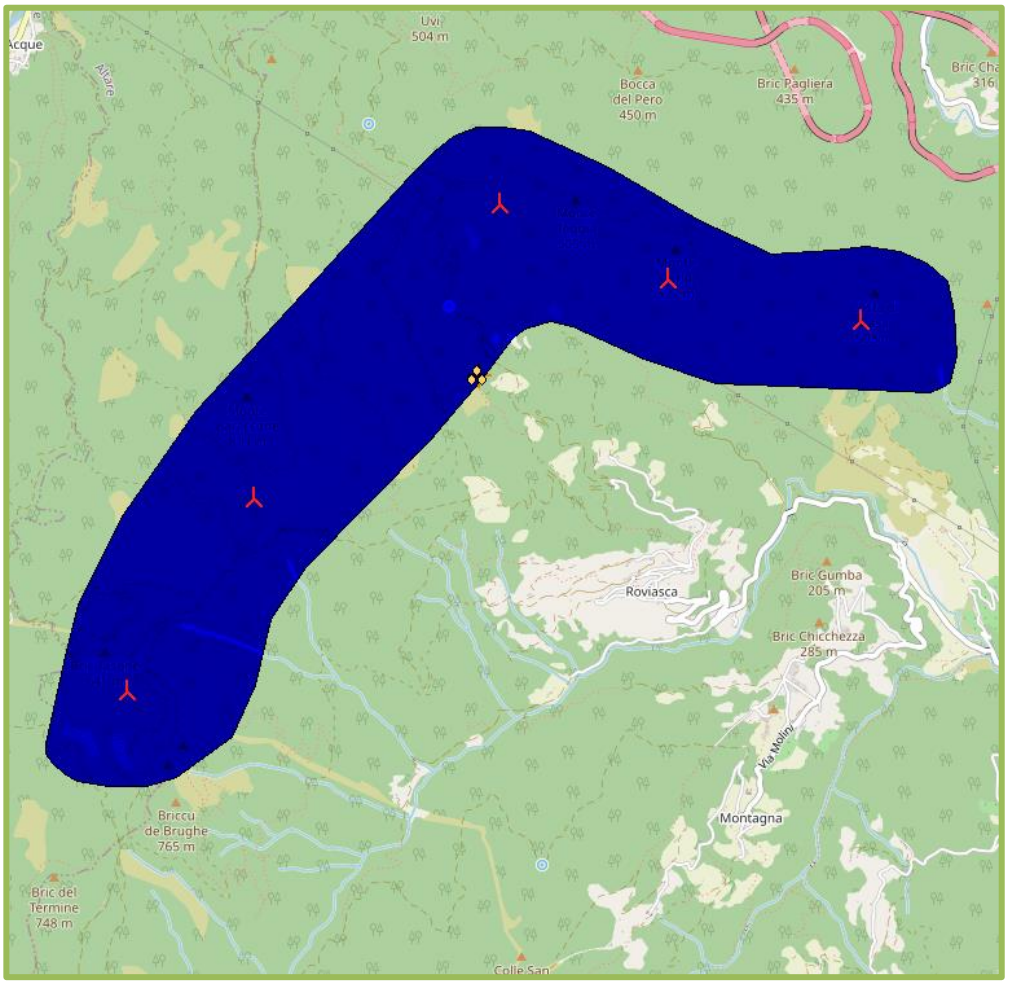


Figure 3 - Area investigated and part of the initial layout.

4. DATI DEL VENTO – SITE/WTG

Come accennato nel paragrafo precedente, si riportano i seguenti dati con riferimento al WTG 1, considerato rappresentativo delle nove turbine presenti nel parco eolico.

Table 2. Sectorwise mean wind speed and frequency of 20 years wind data at the position of WTG 1, 125 m AGL.

Sector	Arithmetic mean wind speeds [m/s]	Frequency [%]
0 N	4,3	2,3
1 NNE	2,2	1
2 ENE	2,5	1,2
3 E	4,9	5,5
4 ESE	5,4	15,8
5 SSE	5,1	11,8
6 S	5,5	6,7
7 SSW	5	2,4
8 WSW	2,6	0,8
9 W	5,9	1,9
10 WNW	10,1	37,2
11 NNW	7,7	13,4
All	7.3	100

Questi dati rappresentano il risultato del processo di microscaling dei dati del vento a un'altitudine di 125 metri. I dati indicano la frequenza e la distribuzione del vento a lungo termine, con una direzione prevalente verso Ovest-Nord Ovest (Figura 4). La distribuzione di Weibull sembra anche caratterizzare il modello direzionale individuale del vento quando si considerano tutte le direzioni.

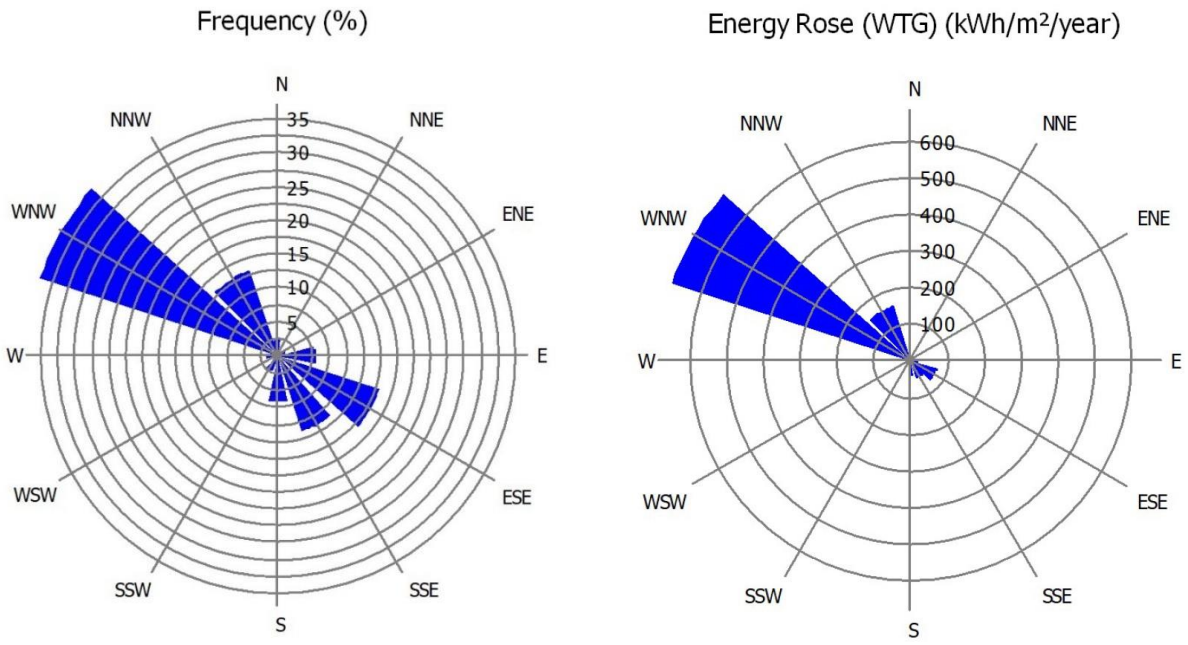


Figure 4. Frequency and energy distribution at WTG 1 position, 125 m AGL based on 20 years of Wind database downscaled data (made WindPRO).

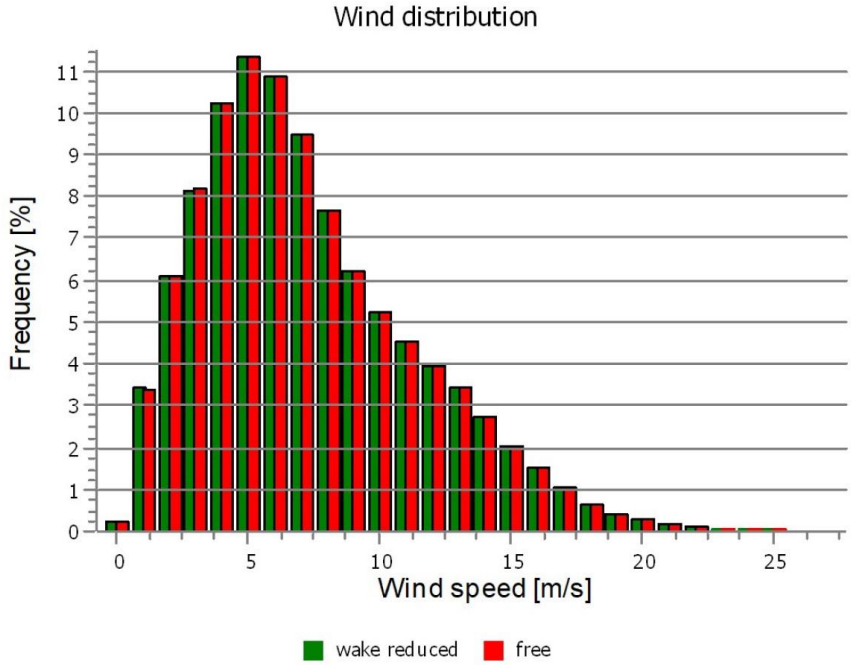


Figure 5. Wind distribution at WTG 1.

5. RISULTATI DEL CALCOLO

Lo studio è stato condotto sul sito del parco eolico esaminato sulla base delle metodologie precedentemente esposte VSE S.r.l. ha adattato lo studio al sito, tenendo conto dei vincoli e delle pendenze del terreno, per migliorare la qualità dei risultati.

La Figura 6 mostra nuovamente il sistema, evidenziando le posizioni delle turbine e la rappresentazione della mappa del vento all'interno dell'area di calcolo.

Nell'appendice denominata "Result Wind Farm" è allegato lo studio estrapolato con WindPRO che evidenzia i dati di layout come coordinate WTG, altezza in punta, livello del suolo, ecc.

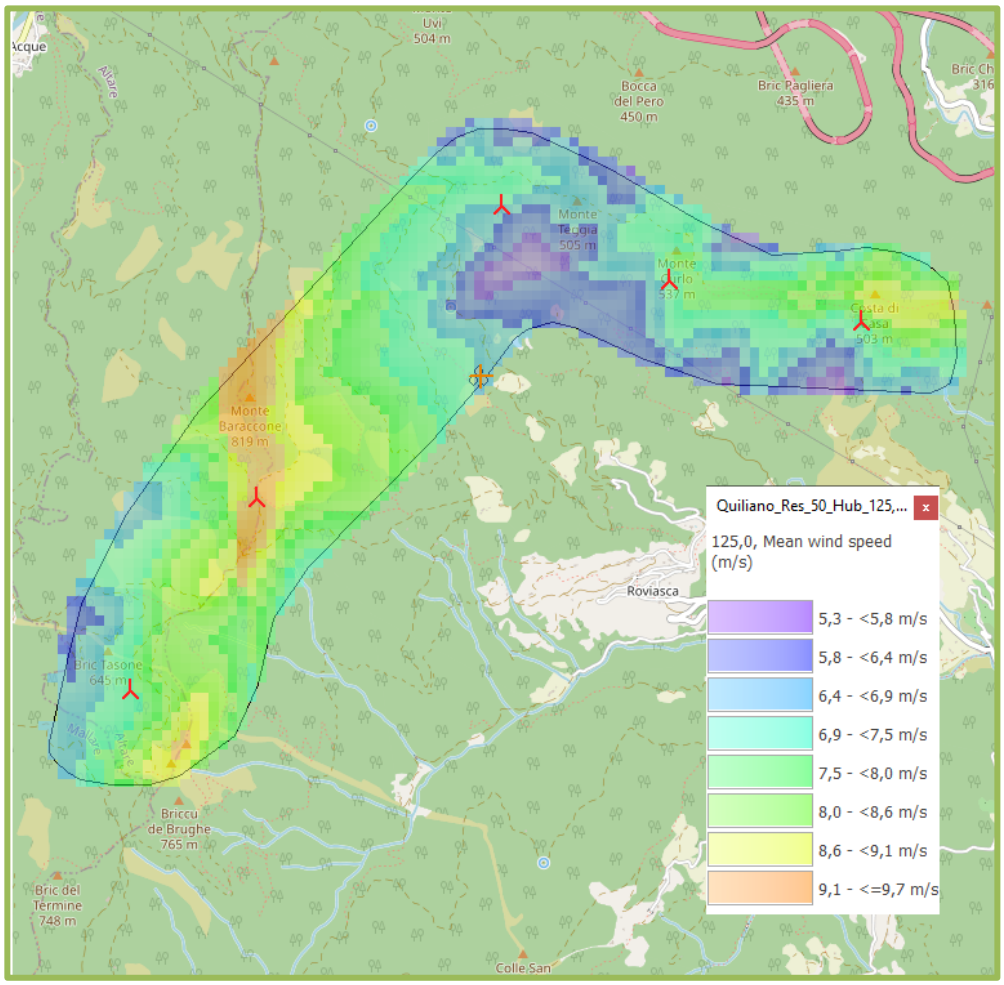


Figure 6. Preliminary wind resource map at 125 m AGL with the suggested layout (red symbols).

6. CALCOLO PRELIMINARE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA

A causa delle condizioni sopra indicate, lo studio sulla producibilità del sito in questione è stato condotto e completato. Per considerare le fonti esterne di incertezza sono stati corretti i seguenti elementi:

- Temperatura, che influisce sul valore della densità dell'aria;
- Somma cumulativa delle perdite, come l'1% per le perdite elettriche (oltre alle perdite di scia);
- Non sono state prese in considerazione le perdite per isteresi dovute a forti venti.

Queste condizioni affinano l'analisi, ma si considera ancora un'incertezza del 20% sull'accuratezza dello studio preliminare poiché si riferisce a dati a mesoscala.

Vale la pena sottolineare che i risultati del seguente studio rappresentano una stima preliminare, per la quale non è richiesto un livello di dettaglio così accurato.

Table 3. Calculate results, P50 and P90.

Layout	Frequency [%]
Installed Capacity [MW]	**30**
Gross Production [GWh/y]	**100.07**
Wake losses [%]	**1.2**
Net Production (P50) [GWh/y]	**98.9**
Approximate Uncertainty (20 years) [%]	**20**
P90 (20 years) [GWh/y]	**73,55**

Table 4. Capacity factors and Full load hours, P50 and P90.

Layout	Frequency [%]
Capacity Factor P50 [%]	**33.8**
FLH P50 [h]	**2967**
Capacity Factor P90 [%]	**28.03**
FLH P90 [h]	**2455**

7. RISULTATI PARCO EOLICO

PARK - Main Result

Setup
AEP scaled to a full year based on number of samples
Scaling factor from 20,8 years to 1 year: 0,048

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: -0,5°

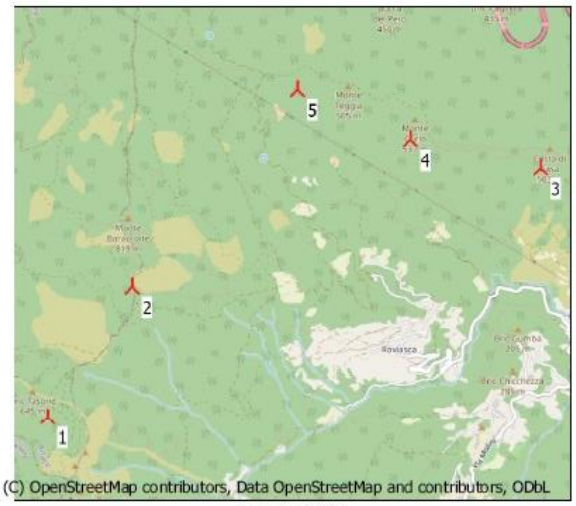
Wake
Wake Model: N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018
Wake decay constant
Wake decay constant: 0,090 DTU default onshore Hub height independent
Reference WTG: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (1)

Scaler/wind data

Name	EMD Default Meso Scaler
Terrain scaling	Meso-scale Data Downscaling
Micro terrain flow model	WAsP IBZ from Site Data
Used period	01/01/2004 01:00:00 - 01/10/2024
Meteo object(s)	EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44,32532_E008,389099 (4) EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44,32179_E008,351562 (2) EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44,294937_E008,356537 (3) EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44,29139_E008,319031 (5)
Horizontal interpolation	Take nearest
Displacement height: Sector-wise from calculator	Default 15m forest based on roughness data
WAsP version	WAsP 12 Version 12.09.0034

Power correction
Power curve correction (adjusted IEC method, improved to match turbine control)

		Min	Max	Avg	Corr. [%]	Neg. corr. [%]	Pos. corr. [%]
Air density							
EMD-WRF Europe+ (ERA5)_N44,32179_E008,351562 (2) - 100,00 m	[°C]	-11,0	33,0	11,6			
From air density settings	[hPa]	910,8	953,8	937,3			
Resulting air density	[kg/m³]	1,058	1,247	1,147			
Relative to 15°C at sea level	[%]	86,4	101,8	93,7	-3,3	-3,3	0,0



Scale 1:50.000
New WTG

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results¤) Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Wind speed free [m/s]	wake reduced [m/s]
Wind farm	98.902,0	89.011,8	100.068,4	1,2	33,8	17.802,4	2.967	7,6	7,6

¤) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 5 new WTGs with total 30,0 MW rated power

	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	Wake loss [%]	Wind speed free [m/s]	reduced [m/s]
1	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	Sector wise	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 10-2020	18.909,9	17.019	0,0	7,27	7,27
2	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	Sector wise	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 10-2020	22.961,5	20.665	0,1	9,29	9,28
3	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	Sector wise	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 10-2020	20.746,9	18.672	0,9	7,67	7,63
4	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	Sector wise	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 10-2020	18.557,5	16.702	4,1	7,18	7,02
5	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	Sector wise	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-0S - 10-2020	17.726,2	15.954	0,9	6,84	6,78

WTG siting

	UTM (north)-ED50 (Europe) Zone: 32 Easting	Northing	Z [m]	Row data/Description	Calculation period Start	End
1	New	446.628	4.904.366	642,4 VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (1)	01/01/2004	01/10/2024
2	New	447.309	4.905.372	701,7 VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (2)	01/01/2004	01/10/2024
3	New	450.531	4.906.285	419,8 VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (3)	01/01/2004	01/10/2024
4	New	449.511	4.906.512	440,4 VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (4)	01/01/2004	01/10/2024
5	New	448.623	4.906.910	444,8 VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 125,0 m (TOT: 200,0 m) (5)	01/01/2004	01/10/2024

Il tecnico

Ing. Leonardo Sblendido