

Parco Eolico Musa, Molise, Italia

Stima energetica iniziale

Preparato per Ian Horsfield, Aer Soléir | 09-07-2024, ROIE

Preparato da Hannah Jarvis

Controllato da Steve Cordle

Opzione	1
Velocità del vento all'altezza	5.58
Tipo di turbina	V172- 7.2MW- 114mHH
Altezza del mozzo della turbina [m]	114
Potenza della turbina [kW]	7200
Numero di turbine eoliche [#]	34
Capacità del parco eolico [MW]	244.8
Producibilità lorda [MWh/anno]	540000
Producibilità lorda [MWh/MW/anno]	2206
Efficienze:	
Effetto scia	87.6%
Disponibilità	97.4%
Efficienza elettrica	98.0%
Prestazioni della turbina	96.3%
Condizioni Ambientali	99.0%
Limitazioni	100.0%
Altro	99.8%
Efficienza totale	79.6%
Producibilità netta P50 %(10 anni)[GWh/anno]	429.64
P50 (10 anni) Fattore di capacità	20.0%
Stima del rapporto P90/P50	0.80
Produzione P90 (10 anni) [GWh/anno]	343.71
P90 (10 anni) Fattore di capacità	16.0%

Tabella 1: Risultati preliminari dello studio energetico di Musa.

- Questo studio utilizza le velocità del vento misurate presso gli anemometri di misura SLP-C, SLP-B e MNC-A presenti sul sito. I dati di questi anemometri di misura non sono stati analizzati da BrightWind. Anche se quattro anemometri di misura hanno misurato i dati in loco, per i tre anemometri di misura summenzionati erano disponibili rapporti riassuntivi che riportavano le statistiche principali e che coprivano un periodo di misurazione compreso tra 1,3 e 1,7 anni. Le velocità del vento misurate a breve termine riportata nel rapporto di sintesi rappresenta un periodo a lungo termine di 24 anni.

2. La velocità del vento a lungo termine in ciascuna posizione dell'anemometro di misura è stata tagliata dall'anemometro di misura di 60 m all'altezza del mozzo, assumendo l'esponente della legge di potenza (alfa) riportato per ciascun anemometro di misura
3. È stato costruito un modello di flusso del vento utilizzando una distribuzione della frequenza del vento per ciascun anemometro calcolata da un nodo ERA5 vicino. Il nodo scelto è quello che si ritiene approssimi al meglio la distribuzione della frequenza riportata per ciascun anemometro. I dati ERA5 coprono un arco di 24 anni. La distribuzione della velocità è stata scalata alla velocità del vento all'altezza del mozzo in ciascuna posizione dell'anemometro di misura. Questi punti sono stati utilizzati per avviare il modello per le turbine più vicine del parco eolico. Sono stati utilizzati i dati di contorno a 10 m del set di dati SRTM e si è ipotizzata una rugosità di fondo piatta di 0,05 m.
4. I pacchetti di modellazione del flusso del vento e dell'energia utilizzati in questa valutazione sono stati rispettivamente WASP e WindFarmer. È stato utilizzato il modello di scia Eddy Viscosity ed è stata applicata la correzione per i grandi parchi eolici.
5. La densità dell'aria è stata ricavata da AWS Wind Navigator. Il valore è di 1,14 kg/m³ a 665 m sul livello del mare.
6. Le perdite di scia interne sono state calcolate pari al 10,2%.
7. Gli impatti delle scie esterne dei parchi eolici vicini osservati nel dataset OpenStreetMap Topo sono stati inclusi nella modellazione. Le posizioni sono state verificate con Google Earth e sono state eliminate quelle non visibili nelle immagini satellitari. Si è ipotizzato che i parchi eolici vicini abbiano un'altezza del mozzo di 40 m e si è utilizzato il modello di turbina V47-660kW. Le perdite di scia esterne sono state calcolate allo 0,5%.
8. Si ipotizza una perdita di blocco del parco eolico pari al 20% della perdita totale della scia interna.
9. Date le probabili condizioni operative non ideali, le perdite di regolazione della curva di potenza specifiche del sito sono state ipotizzate al 2,6%. Ciò si basa sulle condizioni locali previste per il sito e sulle caratteristiche della turbina.
10. Sono state inoltre ipotizzate le seguenti perdite aggiuntive: perdite di disponibilità della turbina del 2,3%, perdite di disponibilità del BOP dello 0,2% e perdite di disponibilità della rete dello 0,1%. Le perdite di degrado delle prestazioni sono state ipotizzate all'1,0% e sono state applicate un'ulteriore perdita di prestazioni subottimali dello 0,5% e una perdita generica della curva di potenza dello 0,5%. Le perdite per isteresi sono state assunte pari allo 0,1%.
11. Non si è tenuto conto della crescita o dell'abbattimento forestale attuale o futuro.
12. Si è ipotizzato un rapporto P90/P50 pari a 0,8.

Questo studio si basa su un rapporto riassuntivo dell'anemometro di misura e si basa sul presupposto che la campagna di misurazione e la successiva analisi siano state eseguite correttamente.

Le scie sono modellate sulla base della distribuzione di frequenza derivata dai dati di rianalisi ERA5, che non tiene conto degli effetti localizzati del terreno. Lo studio sarà aggiornato con la distribuzione direzionale dovuta alla misurazione in campo.

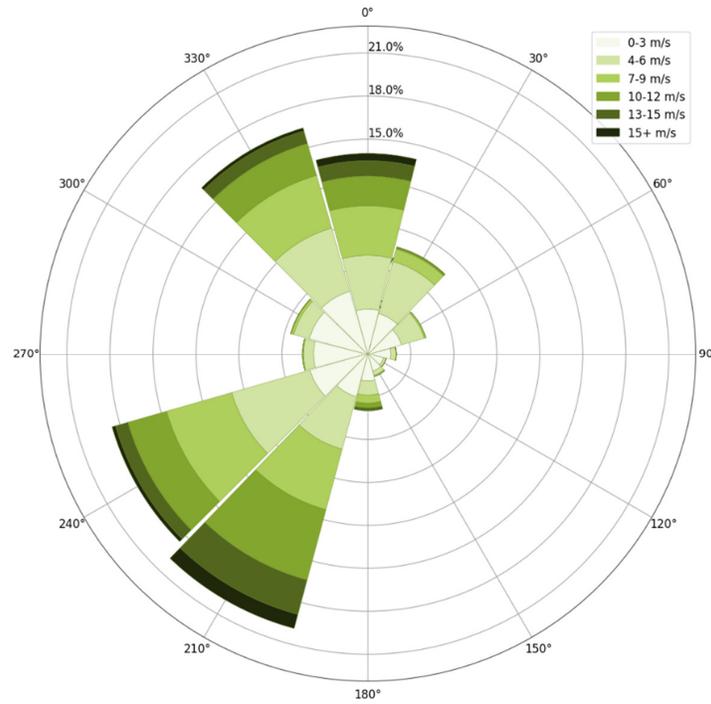


Figura 1: Nodo ERA5 selezionato per rappresentare l'anemometro SLP-B scalato alla velocità media del vento di 6,00 m/s a 114 m.

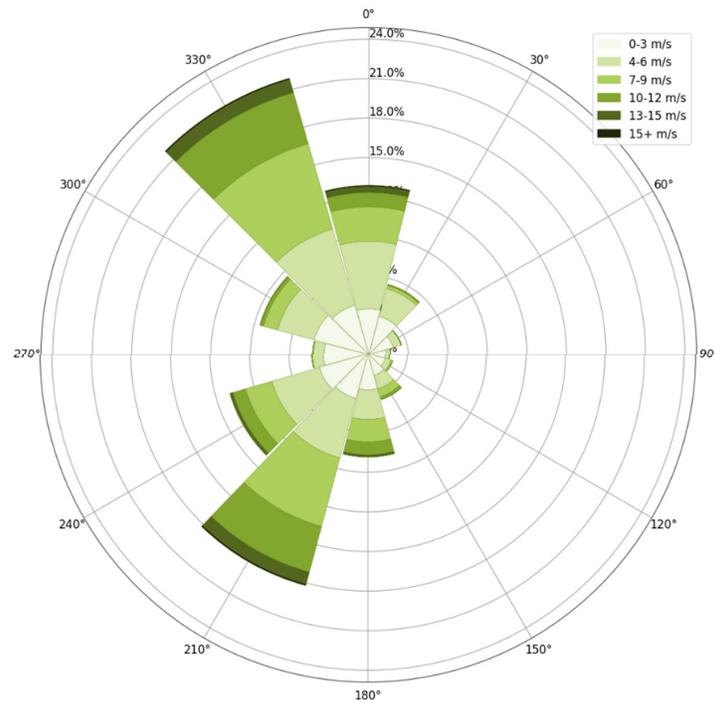


Figura 2: Nodo ERA5 selezionato per rappresentare gli anemometri di misura SLP-C e MNC-A, scalato alle velocità medie del vento di 5,54 m/s e 6,70 m/s rispettivamente a 114 m.

Turbina	X*	Y*	Opzione 1		
			Produzione della turbina [GWh]	Perdite per scia** [%]	Velocità media del vento libero [m/s]
MU01	486105	4613613	13.4	6.9%	5.67
MU02	486154	4613120	14.5	13.5%	6.17
MU03	486018	4612435	17.6	11.1%	6.81
MU04	484747	4612177	19.0	1.4%	6.76
MU05	485361	4612061	19.0	4.1%	6.83
MU06	486514	4611795	14.3	14.7%	6.15
MU07	485602	4611632	14.1	15.2%	6.14
MU08	486074	4611495	14.3	10.7%	6.00
MU09	486981	4611536	11.6	16.5%	5.49
MU10	485607	4611038	17.2	9.6%	6.66
MU11	490326	4612388	11.5	5.8%	5.14
MU12	486534	4611119	13.9	9.9%	5.78
MU13	486799	4610754	14.3	12.0%	5.99
MU14	487313	4610708	13.7	14.4%	5.92
MU15	487167	4610240	12.0	11.5%	5.41
MU16	487817	4610383	13.4	6.6%	5.53
MU17	487919	4608934	14.3	6.5%	5.77
MU18	488197	4609428	12.4	15.6%	5.65
MU19	491089	4612148	11.5	9.6%	5.26
MU20	491716	4611921	11.6	9.7%	5.28
MU21	490735	4611115	9.9	9.9%	4.98
MU22	490788	4610594	14.1	9.6%	5.82
MU23	491283	4610517	10.2	11.9%	5.05
MU24	491206	4617704	11.5	9.1%	5.28
MU25	491881	4617292	11.8	6.1%	5.27
MU26	490755	4616770	10.1	10.5%	5.03
MU27	490770	4616268	9.2	14.9%	4.93
MU28	490082	4616604	8.8	12.8%	4.78
MU29	489366	4617525	9.6	9.4%	4.84
MU30	488755	4616782	10.5	7.1%	5.01
MU31	489040	4616366	9.0	20.9%	5.01
MU32	489224	4615613	9.2	14.1%	4.87
MU33	489626	4615047	9.6	15.7%	4.99
MU34	488058	4617351	12.5	3.2%	5.33

* Tutte le coordinate sono indicate in UTM33N (Datum: WGS84).

** Escluse le perdite per blocco

Tabella 2: Ubicazione delle turbine, produzioni e perdite per scia.