



# IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE EOLICA DENOMINATO "TRUNCU REALE" DA REALIZZARSI IN LOCALITA' TRUNCU REALE (SS)

**OPERA DI PUBBLICA UTILITA'**  
**VALUTAZIONE IMPATTO AMBIENTALE ai sensi del D.Lgs 3 aprile 2006, n.152 ALL. II**

COMMITTENTE

# FIMENERGIA

INDIRIZZO

VIA L. BUZZI, 6, 15033 CASALE MONFERRATO (AL)  
T. +390292875126 (ufficio operativo)

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

RESPONSABILE DEL PROGETTO

## FAVERO ENGINEERING

VIA GIOVANNI BATTISTA PIRELLI, 27  
20124 MILANO (MI)  
+390292875126

Ing. FRANCESCO FAVERO  
Ing. ALESSANDRO LUNARDI  
Ing. STEFANO PAVESI  
Ing. SIMONE SCORRANO  
Ing. GIOVANNI LANIA  
Paes. RICCARDO GORETTI  
Paes. RICCARDO BIGLIARDI  
Dott. ANGELO GIGLIOTTI

CONSULENZA TECNICO-AMBIENTALE

## bia

energia viva

PIAZZA DELL'ANNUNZIATA 7  
09123 CAGLIARI (CA)  
+39 347 596 5654 - energhiabia@pec.it

Ing. BRUNO MANCA  
Ing. ALESSANDRA SCALAS  
Ing. ILARIA GIOVAGNORIO  
Ing. SILVIA EXANA  
Dott. GIOVANNI LOVIGU  
Dott. GIULIO CASU  
Dott. GIORGIO LAI  
FEDERICA ZACCHEDDU

CONSULENTI

**ACUSTICA:** Ing. CARLO FODDIS - Ing. IVANO DISTINTO  
Viale Europa 54, 09045, Quartu San'Elena (CA) - + 39 070 2348760 - cf@fadsystem.net  
**AGRO - PEDOLOGIA:** Dott. Nat. NICOLA MANIS  
Via Picasso 26, 09036, Guspini (SU) - +39 347805917 - nicolamanis@pecagrotecnici.it  
**ARCHEOLOGIA:** Archeologo dott. FABRIZIO DELUSSU  
Via Depretis 7, 08022, Dorgali (NU) - + 39 3475012131 - archeologofabriziodelussu@gmail.com  
**CHIROTTEROFAUNA:** Dott. Nat. Ermanno Pidinchedda  
Via G. Leopardi 1, 07100, Sassari (SS) - + 39 328 1612483 - ermannopidinchedda@gmail.com  
**FAUNISTICA:** Dott. Nat. MAURIZIO MEDDA  
Via Lunigiana 17, 09122, Cagliari (CA) - +39 393 8236806 - meddamaurizio@libero.it  
**FLORISTICA:** Dott. Agr. Nat. FABIO SCHIRRU  
Via Solomardi 34, 09040, San Basilio (SU) - +39 347 4998552 - fabio.schirru@pecagrotecnici.it  
**GEOLOGIA, GEOTECNICA E IDRAULICA:** Dott. Geol. COSIMA ATZORI  
Via Bologna, 30 09033 Decimomannu (CA) - +39 070 7346008 - cosima.atzori@gaiaconsulting.eu

REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO
00	GIUGNO 2023	PRIMA EMISSIONE	-	Ing. A. Lunardi	Ing. F. Favero
01					
02					
03					
04					

ELABORATO

TITOLO **STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITA'**

DETTAGLI DEL DISEGNO

SCALA GENERALE

SCALA PARTICOLARE

-

-

ARCHIVIO

FILE

DTG\_003

STILE DI STAMPA

FAVERO ENGINEERING.ctb

CODIFICA

FASE PROGETTUALE

**DEFINITIVO**

CATEGORIA

**DTG**

PROGRESSIVO

**0 0 3**

REVISIONE

**00**



VALUTAZIONE DEL  
POTENZIALE EOLICO  
TRUNCU REALE

---

Maggio 2023

## Dettagli

---

### A.1.1 Preparato per:

**Cliente:** Fimenergia Srl

---

### A.1.2 Preparato da:

**Vector Renewables Italia S.r.l.**

Via Alberto Falck, 4/16, Sesto San Giovanni, Milano • +39 02 87 36 68 56

## Contatti

Nome	Ruolo	Email
Chiara Pavani	Head of Technical Advisory - Italy	<a href="mailto:cpavani@vectorenrenewables.com">cpavani@vectorenrenewables.com</a>
Nell Franchi	Technical Advisory - Italy	<a href="mailto:nfranchi@vectorenrenewables.com">nfranchi@vectorenrenewables.com</a>
Stefano Liani	Technical Advisory - Italy	<a href="mailto:sliani@vectorenrenewables.com">sliani@vectorenrenewables.com</a>

## Revisioni

Versione	Descrizione	Data	Elaborata	Controllata	Approvata
V00	Versione iniziale	06/03/2023	SL	NF	CP
V01	Aggiornamento layout	12/05/2023	SL	NF	CP



## Disclaimer

*The contents of this document have been prepared by Vector Renewables Italia S.r.l. (hereinafter, "Vector Renewables") based on its knowledge, the present project information, as well as the current legislation and the wind and photovoltaic market according to its experience in the renewable energy sector and, particularly, in the auditing and consultancy of wind and photovoltaic facilities. Therefore, the results, analysis and comments included in this document shall be solely interpreted under such considerations.*

*Estimates, conclusions, and recommendations included in this document are based on information which has been considered correct, provided by reliable and verified databases as well as the best practice standards and estimates by Vector Renewables. Notwithstanding the above, it is not possible to guarantee the integrity and accuracy of such information, especially in relation to forecasts or future projections as long as the whole information needed or required for its production has not been received or its accuracy not verified. In this sense, Vector Renewables, its partners, affiliates, directors, or employees are not responsible for the accuracy, completeness or veracity of the information contained herein or conclusions or decisions made, based on false, incomplete or inaccurate information.*

*The content of this document is strictly limited to the matters that are addressed herein. In this sense, in no case should be understood that the content can be applied by analogy to other issues that it does not make explicit reference. The content of this document does not necessarily cover every matter of the topics dealt herein.*

*Vector Renewables, its partners, affiliates, directors or employees accept no responsibility for the results that any interested third party may produce, either for direct damages or for any damages which, directly or indirectly, could be derived from decisions or considerations based on this document, or any use that the recipient may make of this document.*

*With regards to the liability Vector Renewables may be made responsible for as an independent Technical Advisor, this will not exceed, under any circumstance, the fees agreed to carry out the services for which Vector Renewables has been hired, and in any case, will exclude indirect or consequential damages, lost profits, damages or opportunity costs. Vector Renewables will respond solely and exclusively to the recipient or the petitioner of the service excluding any liability towards any third party involved directly or indirectly in the project.*

*This document has an informative and confidential nature and does not represent a report for qualified expert opinion purposes to be used in a court or at a trial, nor is it a legal or a fiscal report. It is therefore, intended solely and exclusively for such purposes to the recipient or borrower, with its exhibition, distribution, or reproduction without the prior written consent of Vector Renewables being prohibited. The use of this document for others than those uses agreed will need prior written consent by Vector Renewables.*

*In case of using this document for other purposes not agreed or without prior written consent by Vector Renewables will lead to Vector Renewables to be entitled to claim an additional 20% to the fees received for the elaboration of this document, all without prejudice to legal action under the applicable law that may correspond for any damages that were caused.*

*The reception of this document by its recipient implies the full acceptance of this "Disclaimer".*



## Indice

1. Premessa	4
2. Materiale fornito	5
2.1. Dati anemometrici	6
2.2. Layout di Progetto	7
2.2.1. Impianti limitrofi	10
2.3. Modello aerogeneratore	11
3. Valutazione risorsa eolica	12
4. Valutazione preliminare produzione lorda attesa	14
5. Conclusioni	17

## 1. PREMESSA

---

La società Fimenergia Srl (il “Cliente”) ha incaricato la Società Vector Renewables Italia S.r.l. (il “Consulente Tecnico” o “VR”) di svolgere un’analisi preliminare allo scopo di determinare la potenzialità energetica di un parco eolico in progetto nel Comune di Truncu Reale (il “Progetto”) in Sardegna, Italia.

La configurazione indicata per la valutazione si compone di n. 9 aerogeneratori per i quali verrà valutato il seguente scenario:

Modello WTG	Altezza mozzo [m]	Numero WTG	Potenza installata [MW]
Vestas V172-7,2 MW	114	9	64,0

Tab. 1 - Configurazione Truncu Reale

L’attività è consistita nell’esame della documentazione fornita, al fine di recepire tutte le informazioni utili a valutare l’incertezza associata alle stime finali. Una serie ventennale di dati di rianalisi ERA5 è stata inoltre utilizzata per la valutazione della ventosità di lungo termine. La valutazione della produzione attesa del parco eolico è stata calcolata utilizzando il modello WASP 12 incorporato in WindPRO 3.6.

Si sottolinea che come richiesto dal Cliente il presente rapporto non intende essere un rapporto completo, ma vengono forniti soltanto i risultati principali dell’analisi.

L’intero studio è stato condotto con approccio e strumenti professionali in accordo agli standard internazionali per la valutazione della produzione attesa di impianti eolici.



## 2. MATERIALE FORNITO

---

Il materiale fornito ai fini della presente valutazione preliminare della risorsa eolica si compone dei seguenti elementi:

1. Dati di vento in formato grezzo di una stazione anemometrica da 50 m e relativo report di installazione
2. Coordinate e modello di aerogeneratore da considerare per l'impianto proposto
3. Coordinate e modello di aerogeneratore della turbina in esercizio, nonché la curva di potenza 'site specific' fornita dal produttore

Non sono state fornite le curve di livello e le mappe di rugosità da includere nel modello di flusso del vento e quindi sono state scaricate da fonti online che coprono un'area di circa 16 km x 16 km. In particolare, le curve di livello sono state recuperate dal modello TINITALY con una spaziatura verticale di 10 m mentre la mappa di rugosità è stata scaricata dal database Corine Land Cover 2018 e verificata in base alle immagini aeree del sito.

Sulla base delle informazioni fornite si osserva la presenza di una turbina di grande taglia in esercizio nell'area di impianto, la cui posizione è stata inclusa nell'analisi per tener conto dell'impatto sul Progetto in termini di scie indotte. Dalle immagini satellitari non si osservano altri impianti in esercizio, se non a distanze tali (> 10 km) da comportare interferenze non significative col Progetto.

## 2.1. Dati anemometrici

I dati di vento forniti corrispondono ad una stazione anemometrica da 50 m ubicata nell'area di Progetto.

Si rileva che i dati di vento sono stati forniti in formato grezzo e transcodificati dal Consulente Tecnico in formato testo. È stato fornito il report di installazione di detta stazione, seppur non comprensivo dei certificati di calibrazione dei sensori installati. Gli stessi sono stati dunque scaricati dal sito del produttore al fine di verificare la corretta configurazione dei parametri dell'acquisitore. Per la leggera differenza dovuta all'utilizzo di un minor numero di cifre decimali rispetto a quanto riportato sui certificati, è stata applicata la correzione durante la fase di importazione dei dati nel software, operazione che non ha comunque comportato sostanziali variazioni rispetto al valore misurato. Non è stato fornito alcun report di manutenzione né di ispezione. Si segnala inoltre che non è stato possibile verificare la conformità della configurazione della stazione rispetto alla normativa IEC 6100-12-1:2005 Ed.1 a causa della mancanza di diverse informazioni sul dimensionamento della stessa e che l'altezza della stazione non è conforme ai 2/3 dell'altezza del mozzo proposto. Di questo aspetto, si è opportunamente tenuto conto in fase di valutazione dell'incertezza associata alla misura.

Relativamente alla campagna di misura, al di là di alcuni periodi di dati non forniti, per l'anemometro di sommità utilizzato per la valutazione (50 m orientato a 180°) non si rileva alcuna anomalia significativa, mentre per la banderuola abbinata si sottolinea la presenza di dati non validi per circa 20 giorni tra marzo ed aprile 2014, oltre alla mancanza del segnale da fine agosto 2018 fino al termine della campagna anemometrica. Visto il periodo prolungato di misura (circa 6 anni) senza sostituzione o ricalibrazione degli anemometri, è stata analizzata la linea di tendenza dei valori del vento medio, ritenendo soddisfacenti le misure anche nell'ultimo periodo.

Codice	Altezza [m]	UTM WGS84 Zone 33		Alt. [m]	Periodo di misura		Tot. mesi	Disp. %
		Longitudine [m]	Latitudine [m]		Data inizio	Data fine		
WLC50	50	451671	4513181	60	05/12/12	01/01/19	73	90,3

Tab. 2 - Dati anemometrici (periodo complessivo)

Per evitare effetti di stagionalità, dal periodo complessivo è stato selezionato un periodo di 5 anni, come riportato in dettaglio nella tabella seguente, che sarà utilizzato nella valutazione della risorsa in sito:

Codice	Altezza [m]	UTM WGS84 Zone 33		Alt. [m]	Periodo di misura		Tot. mesi	Disp. %
		Longitudine [m]	Latitudine [m]		Data inizio	Data fine		
WLC50	50	451671	4513181	60	01/01/13	31/12/13	60	98,3
					01/07/14	30/06/18		

Tab. 3 - Dati anemometrici (periodo selezionato)





## 2.2. Layout di Progetto

Le coordinate metriche del Progetto composto da 9 turbine, fornite dal Cliente originariamente in formato Gauss Boaga, sono riportate nella seguente tabella.

UTM UTM WGS84 Fuso 32			
Aerogeneratore	Longitudine [m]	Latitudine [m]	Altitudine [m]
WTG 1	450546	4516068	44
WTG 2	452263	4514927	55
WTG 3	453742	4513004	68
WTG 4	450537	4511519	52
WTG 5	451506	4511455	59
WTG 6	452491	4511583	67
WTG 7	451886	4510720	64
WTG 8	450155	4510439	58
WTG 9	451144	4510439	57

Tab. 4 - Coordinate impianto di Truncu Reale

Le posizioni degli aerogeneratori di progetto sono presentate nella figura seguente unitamente alla turbina in esercizio e alla stazione anemometrica installata in sito.

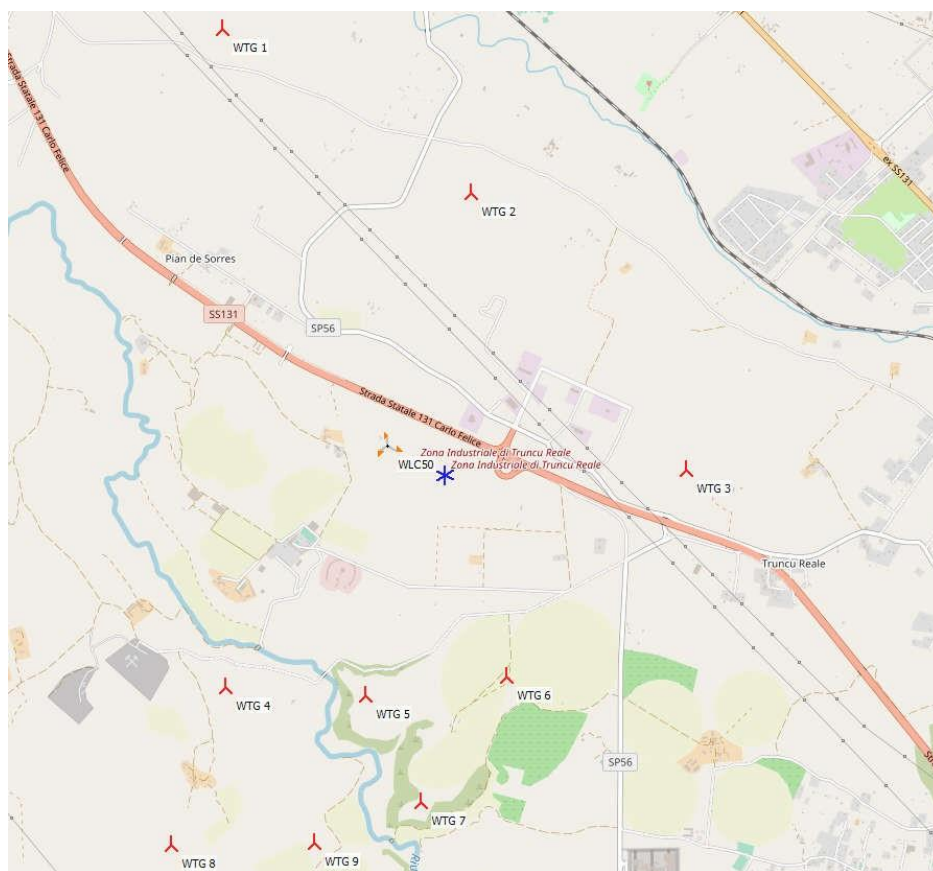


Fig. 1 - Mappa del sito con indicazione aerogeneratori di progetto (icona rossa), in esercizio (icona blu) e stazione anemometrica (icona arancio)

Come si può osservare dalla figura, la stazione è ubicata in posizione baricentrica all'impianto e considerato il territorio pianeggiante e le distanze dalle turbine del progetto (da minimo di 1,7 km ad un massimo di 3,1 km) si può ritenere rappresentativa del sito ai fini dell'extrapolazione della velocità del vento nelle posizioni degli aerogeneratori.

I requisiti standard riguardo le inter-distanze tra le turbine adottati dal Consulente Tecnico suggeriscono di mantenere indicativamente cinque diametri di rotore tra le macchine posizionate in scia alle direzioni prevalenti e tre diametri di rotore tra le macchine allineate perpendicolarmente alle direzioni prevalenti.

La tabella seguente mostra le inter-distanze tra le turbine del Progetto, rispettivamente in diametri di rotore di 172 m e in metri.

D=172 m / m	WTG 1	WTG 2	WTG 3	WTG 4	WTG 5	WTG 6	WTG 7	WTG 8	WTG 9
WTG 1		2062	4428	4550	4712	4890	5514	5644	5661
WTG 2	12,0		2426	3821	3554	3353	4224	4960	4626
WTG 3	25,7	14,1		3531	2719	1893	2942	4410	3650
WTG 4	26,5	22,2	20,5		971	1954	1567	1147	1238
WTG 5	27,4	20,7	15,8	5,6		992	827	1692	1079
WTG 6	28,4	19,5	11,0	11,4	5,8		1053	2601	1767
WTG 7	32,1	24,6	17,1	9,1	<b>4,8</b>	6,1		1754	794
WTG 8	32,8	28,8	25,6	6,7	9,8	15,1	10,2		988
WTG 9	32,9	26,9	21,2	7,2	6,3	10,3	<b>4,6</b>	5,7	

Tab. 5 - Inter-distanze tra aerogeneratori del Progetto

Come si può notare, tutte le posizioni hanno inter-distanze di almeno 4 diametri, con due casi inferiori invece ai 5. Come mostrato però nella figura successiva, rappresentante le ellissi di interferenze tra le turbine, considerando il vento predominante proveniente da 210°, i requisiti suggeriti sono comunque rispettati.





### 2.2.1. Impianti limitrofi

Come raffigurato in Fig. 1, la turbina già in esercizio si trova in posizione centrale rispetto al Progetto, a poca distanza dalla stazione anemometrica utilizzata per le valutazioni. In ogni caso, i dati utilizzati nel proseguo fanno riferimento ad un periodo precedente alla messa in funzione di detto aerogeneratore, pertanto non sono stati affetti da alcuna influenza e non si è resa necessaria nessuna operazione di pulizia dell'effetto scia.

La turbina, come da indicazioni ricevute, è una Enercon E-160 EP5 E2 5500, con altezza di mozzo pari a 119,9 m. La curva utilizzata, utile al calcolo delle scie aggiuntive indotte sul Progetto, è stata fornita dal Cliente, già calcolata alla densità del sito di appartenenza, la cui potenza è stata direttamente limitata dal produttore a 5 MW.

La tabella seguente mostra le inter-distanze in diametri di rotore di 172 m tra le turbine del Progetto e l'aerogeneratore in esercizio.

Diametri	1	2	3	4	5	6	7	8	9
E-160	20,0	11,4	9,7	12,3	9,4	8,5	13,2	18,5	15,7

**Tab. 6 - Inter-distanze tra aerogeneratori del Progetto e l'aerogeneratore in esercizio**

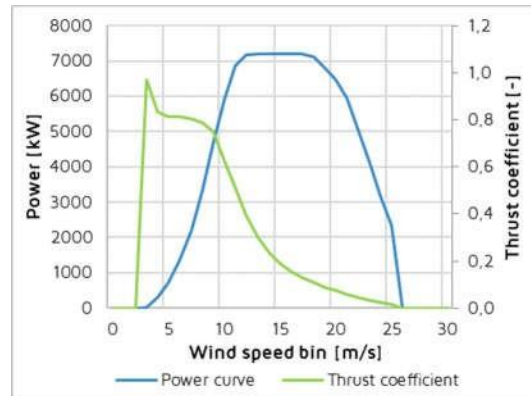
Come si osserva dalla tabella, si riscontra una distanza minima con la turbina 6 del Progetto pari a 8,5 diametri. Si sottolinea che non rientra nello scopo del lavoro la valutazione dell'impatto energetico del Progetto sull'impianto in esercizio. Considerate le distanze in gioco, non si ritiene che tale impatto possa risultare significativo.



### 2.3. Modello aerogeneratore

La produzione attesa del parco eolico è stata stimata considerando il seguente modello di aerogeneratore, la cui curva di potenza è stata utilizzata alla densità standard dell'aria di 1,225 kg/m<sup>3</sup> e quindi corretta alla densità dell'aria del sito di circa 1,2 kg/m<sup>3</sup> secondo la metodologia IEC 61400-12. Si suggerisce di verificare con il costruttore l'eventuale necessità di attuazione di una strategia di derating della potenza in funzione della temperatura.

Modello turbina		V172-7,2 MW	Diametro [m]		172,0
Potenza nominale [MW]		7,2	Altezza mozzo [m]		114,0
Velocità nominale [m/s]		13,0	Classe IEC		S
Velocità di Cut-in/Cut-out [m/s]		3,0/25,0	Densità dell'aria [kg/m <sup>3</sup> ]		1,225
Bin velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coefficiente spinta [-]			
0	0	0			
1	0	0			
2	0	0			
3	32	0,969			
4	288	0,834			
5	715	0,812			
6	1340	0,814			
7	2203	0,805			
8	3324	0,788			
9	4685	0,750			
10	5904	0,628			
11	6854	0,513			
12	7160	0,392			
13	7200	0,299			
14	7200	0,235			
15	7200	0,188			
16	7200	0,155			
17	7200	0,129			
18	7124	0,108			
19	6789	0,088			
20	6472	0,073			
21	5946	0,058			
22	5069	0,045			
23	4121	0,033			
24	3169	0,024			
25	2328	0,017			



Tab. 7 - Vestas V172-7,2 MW

### 3. VALUTAZIONE RISORSA EOLICA

Per la valutazione della risorsa eolica sono stati utilizzati i dati di vento della stazione anemometrica fornita, descritta alla sezione precedente.

I passaggi principali dell'analisi svolta sono di seguito riassunti:

1. I dati di vento della stazione anemometrica sono stati analizzati e validati per eliminare dati anomali a causa di malfunzionamenti o ghiaccio. Al termine della validazione è stato selezionato un periodo di 60 mesi, le cui date limite sono indicate nella Tab. 3.
2. Al termine della validazione, la disponibilità dati per il periodo selezionato è risultato pari al 98,3%.
3. La serie di dati ottenuta è stata sottoposta ad allineamento di lungo periodo tramite regressione lineare settoriale con un nodo di rianalisi ventennale ERA5 la cui posizione geografica non è distante dalla stazione anemometrica WLC50 (circa 6 km). È stato dunque apportato un fattore correttivo (decremento di circa 1,5%) al fine di allineare il valore misurato alla velocità media attesa nel lungo termine.
4. La serie di dati di lungo termine è stata estrapolata all'altezza di mozzo ipotizzata utilizzando il gradiente misurato tra i sensori posizionati alle altezze di 50 e 40 m ed orientati a 180° ed il cui valore medio è risultato essere pari a 0,17.
5. La serie di dati di lungo termine estrapolata al mozzo è stata quindi utilizzata per inizializzare il modello di calcolo WAsP 12 incorporato in WindPRO 3.6 al fine di valutare la resa energetica dell'impianto di Truncu Reale.

Stazione	Altezza	Velocità dati validati	Velocità Lungo Termine	Gradiente al suolo misurato	Velocità al mozzo (114 m)
	[m/s]	[m/s]	[m/s]	[-]	[m/s]
WLC50	50 m	4,75	4,68	0,17	5,44

Tab. 8 - Sintesi dell'analisi dei dati anemometrici

La figura sottostante riproduce la rosa energetica e la rosa dei venti, per classi di velocità, suddivisa per i 12 settori di provenienza.





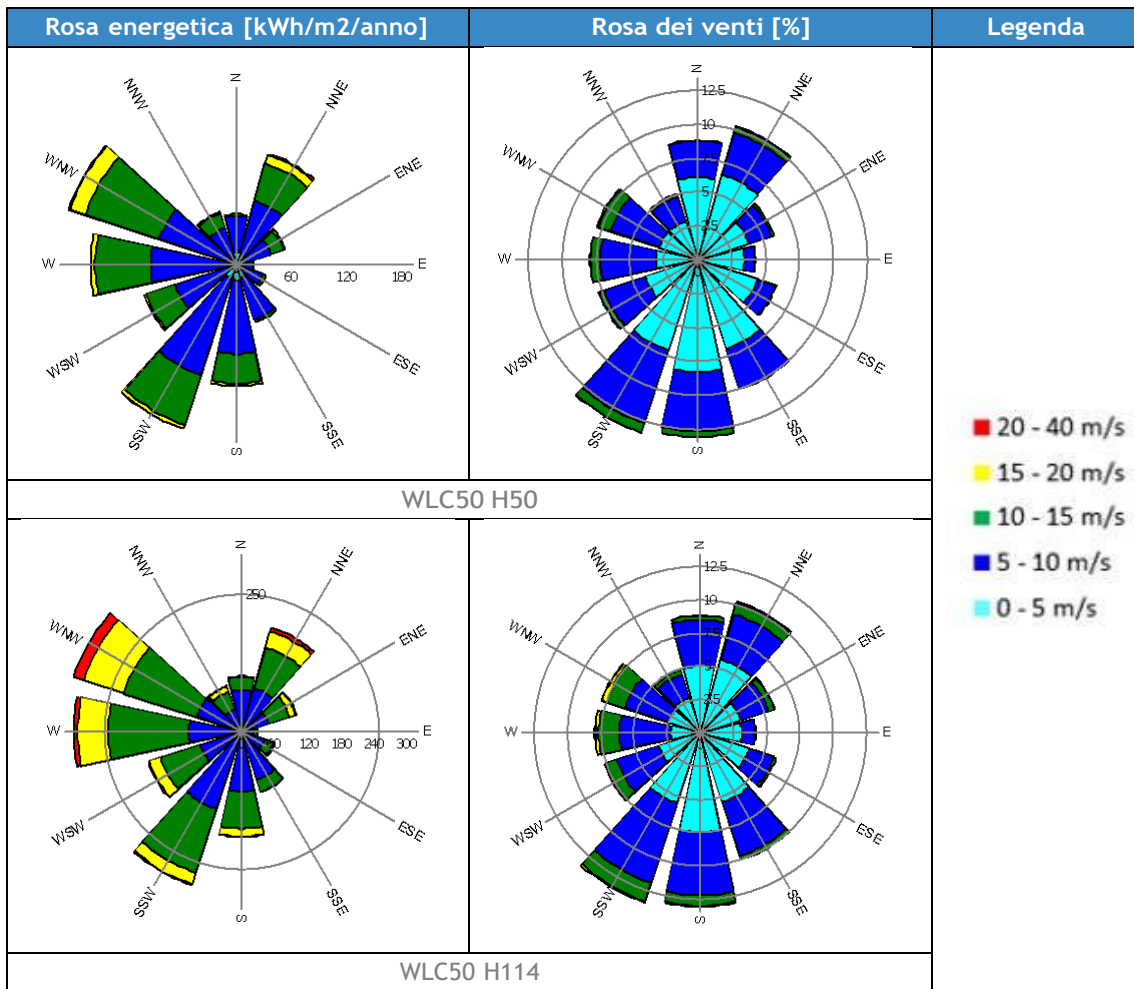


Fig. 3 - Rosa energetica e rosa dei venti della stazione a 50 m e a 114 m



## 4. VALUTAZIONE PRODUZIONE LORDA ATTESA

---

La produzione di energia prevista per il parco eolico di Truncu Reale è stata stimata con la configurazione richiesta, utilizzando la statistica del vento a lungo termine derivata dall'elaborazione dei dati di vento della stazione anemometrica disponibile. La modellazione del campo di vento è stata svolta adottando il software WAsP 12 incorporato in WindPRO 3.6. Il modello di scia implementato nell'analisi è il N.O. Jensen (RISO/EMD) Park 2 2018 basato sul decadimento della scia standard onshore di 0,090, costante per tutti i settori. La produzione di energia tiene conto delle perdite dovute agli effetti di scia, interni all'impianto ed esterni (aerogeneratore in esercizio), e alla densità dell'aria del sito.

La tabella seguente contiene le seguenti informazioni per ogni aerogeneratore:

**ID:** numero identificativo dell'aerogeneratore nelle tavole

**X [m]:** longitudine in **UTM WGS84 Zona 32**

**Y [m]:** latitudine in **UTM WGS84 Zona 32**

**Quota [m]:** altitudine sul livello del mare (s.l.m.)

**HH [m]:** altezza mozzo

**V [m/s]:** velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo

**Produzione Lorda [GWh]:** produzione attesa al lordo e al netto delle scie

**Perdite [%]:** perdita percentuale di produzione per effetto scia

**Ore equivalenti [h]:** ore annue equivalenti di funzionamento al netto delle perdite per scia (ore/anno)





ID	X [m]	Y [m]	Quota [m]	HH [m]	V [m/s]	Produzione lorda [GWh]		Perdite [%]	Ore equivalenti	
						Lordo scie	Netto scie			
WTG 1	450546	4516068	44	114,0	5,48	14,28	14,12	1,15	1961	
WTG 2	452263	4514927	55	114,0	5,43	14,00	13,58	2,96	1887	
WTG 3	453742	4513004	68	114,0	5,29	13,22	12,84	2,85	1783	
WTG 4	450537	4511519	52	114,0	5,40	13,85	13,08	5,52	1817	
WTG 5	451506	4511455	59	114,0	5,40	13,87	12,54	9,60	1741	
WTG 6	452491	4511583	67	114,0	5,35	13,56	12,68	6,49	1761	
WTG 7	451886	4510720	64	114,0	5,41	13,91	13,02	6,38	1808	
WTG 8	450155	4510439	58	114,0	5,38	13,71	13,30	3,02	1847	
WTG 9	451144	4510439	57	114,0	5,36	13,63	12,84	5,85	1783	
					<b>Media</b>	<b>5,39</b>	<b>13,78</b>	<b>13,11</b>	<b>4,87</b>	<b>1821</b>
					<b>Totale</b>		<b>124,03</b>	<b>118,00</b>		

Tab. 9 - Produzione attesa - Vestas V172-7,2 MW

Si noti che la produzione di energia sopra riportata è la produzione ai morsetti degli aerogeneratori e tiene conto solo delle perdite dovute agli effetti scia tra gli aerogeneratori del Progetto e quello in esercizio, nonché delle perdite dovute alla densità dell'aria del sito.

Ai fini della determinazione dell'energia effettivamente cedibile alla rete, in questa fase preliminare sono stati assunti valori standard di perdite, escludendo potenziali limitazioni. Una valutazione più dettagliata potrà essere effettuata in una fase progettuale più avanzata e una volta sottoscritti, o in fase di discussione, tutti i contratti di fornitura ed O&M per il Progetto.

Perdite	[%]
Disponibilità Contrattuale Aerogeneratori	-3,0
Disponibilità Non-Contrattuale Aerogeneratori	-0,5
Disponibilità B.O.P.	-1,0
Disponibilità rete elettrica	-0,3
Perdite elettriche	-2,0
Condizioni ambientali	-0,3
Performance Aerogeneratori	-2,3
Limitazioni	-
<b>Perdite Totali</b>	<b>-9,0</b>

Tab. 10 - Perdite impianto



I valori preliminari ottenuti per il **Progetto** sono elencati nella tabella seguente.

Configurazione	Capacità impianto [MW]	Produzione lorda (morsetti generatori)		Produzione netta (cedibile alla rete)	
		[GWh/y]	[h/y]	[GWh/y]	[h/y]
V172-7,2 MW	64,0	118,00	1821	107,32	1656

Tab. 11 - Produzione attesa lorda e netta

La stima di produzione attesa al netto delle perdite (cedibile alla rete), riportata nella tabella precedente, rappresenta la cosiddetta **P50%**, ossia la produzione calcolata con le condizioni medie di vento, definita anche stima centrale.

Le principali fonti di deviazione dalla stima centrale sono state pertanto quantificate di modo da poter definire il livello di incertezza della stima di produzione attesa del Progetto. In questo contesto, con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della sua distribuzione statistica.

Per poter convertire l'incertezza relativa alle velocità del vento in incertezze di produzione e quindi energetiche, è stato calcolato un fattore di sensitività pari a **2,2** per la configurazione considerata, ottenendo un livello complessivo di incertezza della produzione attesa su 10 anni pari al **15,2%**. I fattori principali di incertezza sono legati all'accuratezza delle misure e all'estrapolazione verticale e orizzontale della velocità del vento.

Sulla base di questa valutazione dell'incertezza della stima, sono stati calcolati i valori di produzione P75% e P90% per i periodi di 1 anno e 10 anni.

Configurazione	Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 1 anno [GWh/anno]			Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 10 anni [GWh/anno]		
	P50%	P75%	P90%			P90%
V172-7,2 MW	107,32	94,79	83,50	107,32	96,31	86,39

Tab. 12 - Intervallo di confidenza della produzione netta su 1 anno e 10 anni - GWh/anno

Configurazione	Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 1 anno [h/anno]			Produzione annuale attesa per qualsiasi periodo di 10 anni [h/anno]		
	P50%	P75%	P90%			P90%
V172-7,2 MW	1656	1463	1289	1656	1486	1333

Tab. 13 - Intervallo di confidenza della produzione netta su 1 anno e 10 anni - h/anno



## 5. CONCLUSIONI

---

L'attuale valutazione è consistita nella stima della risorsa eolica e della produzione energetica annua prevista dell'impianto di Truncu Reale. Lo studio si è basato sull'analisi del regime del vento di lungo periodo rappresentativo dell'area all'altezza di mozzo desiderata, secondo le statistiche del vento atteso nel sito estrapolate dai dati di vento di una stazione anemometrica installata nel sito di interesse.

In merito alla valutazione preliminare del regime eolico e della produzione di energia vengono tratte le seguenti conclusioni con le raccomandazioni per ridurre le incertezze e poter arrivare ad una valutazione più accurata della producibilità associata al Progetto:

1. **Accuratezza dati di misura disponibili:** la stazione in termini di posizione si può ritenere rappresentativa del sito; tuttavia, si segnala che lo standard della documentazione relativa alla stazione anemometrica è ritenuto non ottimale in virtù della mancanza di informazioni complete sul dimensionamento della struttura, dei report di manutenzione e dell'utilizzo degli stessi anemometri per la durata dell'intera campagna di misura, non avendoli sostituiti dopo un periodo di circa 2 anni come da linee guida Measnet né avendo svolto quantomeno una verifica della calibrazione degli anemometri al termine della campagna di misura. Infine, l'altezza di misura della stazione non è conforme ai due terzi del mozzo di 114 m previsto per gli aerogeneratori del Progetto. Al fine di ridurre l'incertezza associata alla misura, sarebbe necessario svolgere un ulteriore approfondimento in sito dell'effettiva risorsa eolica tramite una stazione anemometrica di altezza idonea al mozzo previsto per gli aerogeneratori o congiuntamente con una campagna RSD.
2. **Perdite impianto:** sono state assunti valori di perdite standard. Nessuna limitazione operativa (per wind sector management o limitazione di rete) è stata presa in considerazione in questa fase. Una valutazione più dettagliata potrà essere effettuata in una fase progettuale più avanzata e una volta sottoscritti, o in fase di discussione, tutti i contratti di fornitura ed O&M per il Progetto. Si suggerisce inoltre di verificare con il costruttore l'eventuale necessità di attuazione di una strategia di derating della potenza in funzione della temperatura.
3. Nella modellazione è stata inclusa la turbina in esercizio in prossimità della stazione anemometrica. Non rientrava invece nello scopo del lavoro la valutazione dell'impatto energetico del Progetto sull'impianto in esercizio. Non sono state infine fornite informazioni su eventuali impianti in sviluppo nell'area. Si raccomanda di aggiornare l'analisi qualora si venga a conoscenza di iniziative che potrebbero interferire con il Progetto.



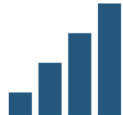
4. Si consiglia infine di richiedere uno studio dettagliato di analisi dei carichi, o “Mechanical Load assessment and site suitability Analysis (MLA)”, direttamente al produttore dell’aerogeneratore selezionato in modo da verificare che i carichi a fatica, dovuti alle condizioni del sito e agenti sui componenti principali della macchina, rientrino nell’involuppo dei carichi di progetto.



# Vector Renewables



Expertise and insights gained as Asset Manager of more than **3.5 GW**



**70 GW** of experience including solar PV and wind power services



Experience in more than **40** countries worldwide



Multidisciplinary team composed of over **200** employees



Offices in **10** countries



**15** years in the renewable energy industry

