COMMITTENTE :
Elettrostudio Energia Srl

PROGETTAZIONE

IOZZO SCALVINI
INGEGNERIA

Via Corfù, 50
25124 Brescia (BS) ITALIA
ing.marascalvini@isingegneria.com
ing.nicolaiozzo@isingegneria.com
www.isingegneria.com

Progettisti: Ing. Scalvini Mara Ing. Iozzo Nicola





N° COMMESSA
1538

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO IN COMUNE DI CALICE LIGURE (SV) DENOMINATO "STRINATE"

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

RELAZIONE SULLA PRODUCIBILITA' ENERGETICA

CODICE ELABORATO
01.04

NOME_FILE
1538-PD_A_01.04_REL_r00

FORMATO:

SCALA 1:-

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
02					
01					
00	Luglio 2024	PRIMA EMISSIONE	D.G.	M.S.	N.I.

Cartiglio - Rev. 00

COPYRIGHT - TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI A NORMA DI LEGGE

Dettagli

A.1.1 Preparato per:

Client: Repower Renewable S.p.A.

A.1.2 Preparato da:

Vector Renewables Italia S.r.l.
Viale Monza, 259, 20126, Milano

Contatti

Nome	Ruolo	Email
Chiara Pavani	Head of Technical Advisory - Italy	cpavani@vectorenewables.com
Nell Franchi	Technical Advisory - Italy	nfranchi@vectorenewables.com
Percy Corrales	Technical Advisory - Italy	pcorrales@vectorenewables.com

Revisioni

Versione	Descrizione	Data	Elaborata	Controllata	Approvata
V00	Versione iniziale	24/06/2024	NF	PC	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 acceptation of this "Disclaimer".

Indice

1. Premessa 4
2. Materiale fornito 5
   2.1. Dati di vento 6
   2.1.1. Stazione anemometrica 6
   2.1.2. Dati Scada 7
   2.2. Layout impianti 8
   2.2.1. Layout di Progetto 9
   2.2.2. Impianti limitrofi 9
   2.3. Modelli aerogeneratore 10
3. Valutazione risorsa eolica 13
4. Valutazione preliminare produzione attesa 15
5. Conclusioni 19

1. PREMESSA

La Società Repower Renewable S.p.A. (il "Cliente") ha incaricato la Società Vector Renewables Italia S.r.l. (il "Consulente Tecnico" o "VR") di determinare la produzione attesa dell'impianto eolico "Strimate" (il "Progetto") in progetto in Liguria, Italia.

Il Progetto prevede l'installazione di n. 1 aerogeneratore, per una potenza pari a 2,70 MW, ubicato nel Comune di Calice Ligure in Provincia di Savona.

Le seguenti configurazioni saranno valutate nello studio: la tabella riporta la potenza nominale di ciascuna aerogeneratore e la potenza limitata adottata per la stima.

Configurazione	Modello WTG	Altezza mozzo [m]	Diametro rotore [m]	Potenza WTG [MW]	Potenza Limitata [MW]
C1	VESTAS V110-2.0 MW	95,0	110,0	2,00	2,00
C2	ENERCON E-92 2.35 MW	108,4	92,0	2,35	2,35
C3	VESTAS V117-3.45 MW	116,5	117,0	3,45	2,70

Tab. 1 – Configurazioni Progetto

Nell'area più prossima al Progetto sono attualmente in esercizio n. 3 aerogeneratori di media taglia:

- n.1 aerogeneratore Nordex N50-800kW con diametro di rotore da 50 m e altezza mozzo pari a 50 m.
- n. 2 aerogeneratori Vestas V52-850kW con diametro di rotore da 52 m e altezza mozzo pari a 49 m.

Il cliente ha in sviluppo un ulteriore impianto eolico costituito da n. 7 aerogeneratori di grande taglia, con diametro massimo ipotizzato pari a 136 m e con una potenza di 30.1 MW, per il quale è prevista la disinstallazione degli aerogeneratori esistenti. Pertanto, al fine della modellazione delle interferenze, nella simulazione si terrà conto di due scenari:

a) Aerogeneratore di Progetto con inclusione per il calcolo delle perdite per scia dei n. 3 aerogeneratori esistenti
b) Aerogeneratore di Progetto con inclusione per il calcolo delle perdite per scia dei n. 7 aerogeneratori in sviluppo

Al fine di modellare correttamente l'area del sito eolico, caratterizzato da orografia complessa, è stato deciso di utilizzare il software WindSim basato su tecnologia CFD. Per la caratterizzazione della risorsa eolica del sito sono stati forniti i dati SCADA delle due turbine Vestas V52-850kW e i dati di vento di una stazione anemometrica ubicata in prossimità del sito.

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:

- dati di vento in formato .NDF di una stazione anemometrica da 80 m
- dati SCADA dei due aerogeneratori Vestas V52-850kW
- ipotesi di layout di impianto
- n° 3 modelli di aerogeneratore da utilizzare nella valutazione

Come richiesto dal Cliente, essendo l'orografia del sito molto complessa e non disponendo di misure in sito ad un'altezza idonea rispetto ai mozzi previsti per il Progetto, la valutazione energetica è stata eseguita adottando il software Windsim basato su tecnologia CFD al fine di caratterizzare meglio il profilo del vento sul sito eolico. Le curve di livello e le mappe di rugosità da includere nel modello di flusso del vento sono state scaricate da fonti online che coprono un'area di circa 30 km x 30 km. In particolare, le curve di livello sono state recuperate dal modello SRTM con una spaziatura verticale di 10 m mentre la mappa di rugosità è stata scaricata dal database Corine Land Cover. Non essendo stato svolto un sopralluogo in sito in via cautelativa è stato applicato un displacement height di circa 7-8 m soltanto sulle posizioni dei dati utilizzati per inizializzare il modello.

Sulla base delle informazioni fornite e delle immagini satellitari si osserva la presenza di impianti di media e grande taglia in esercizio nell'area di impianto, le cui posizioni sono state incluse nell'analisi per tener conto dell'impatto sul Progetto in termini di scie indotte. Non è invece previsto in questo studio la valutazione dell'impatto del progetto sulle posizioni esistenti.

2.1. Dati di vento

I dati di vento forniti per l'analisi corrispondono a quelli registrati con una stazione anemometrica installata nell'area e ai dati di navicella delle due turbine Vestas V52-850kW.

La seguente figura mostra la posizione dei dati di vento disponibili, insieme all'aerogeneratore Nordex N50 (in viola nella figura).

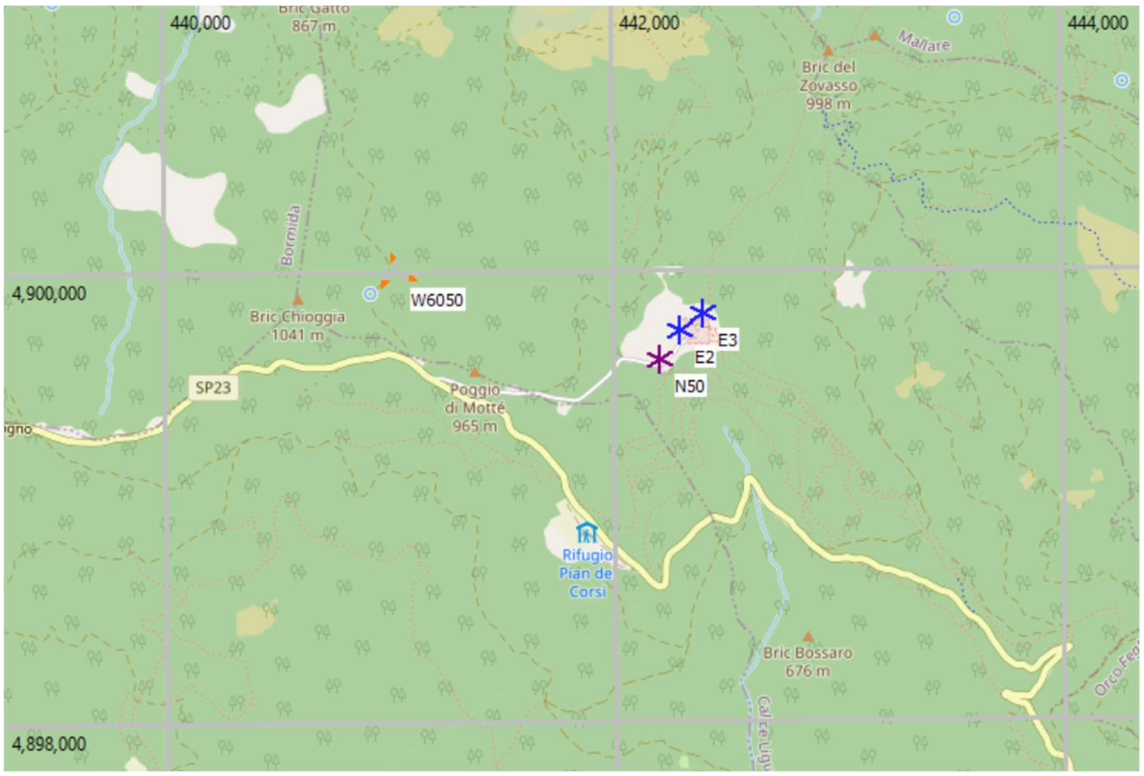


Fig. 1 – Mappa del sito con gli aerogeneratori Vestas V52 (in blu), Nordex N50 (in viola) e la stazione anemometrica (in arancione)

2.1.1. Stazione anemometrica

Le principali caratteristiche della stazione anemometrica sono riportate nella seguente tabella:

Nome	Codice	Altezza [m]	UTM WGS84 Zone 33		Alt. [m]	Periodo di misura		Tot. mesi
			Longitudine [m]	Latitudine [m]		Data inizio	Data fine	
CALICE LIGURE H 78	16050	80	441034	4899975	924	23/07/2015	01/09/2018	37,3

Tab. 2 – Dati anemometrici

La documentazione fornita a corredo dei dati grezzi della stazione è comprensiva del report di installazione effettuata dalla società Idnamic e di alcuni report di

manutenzione straordinaria che hanno consentito di tracciare le variazioni apportate all'equipaggiamento della stazione nel corso della misura.

2.1.2. Dati Scada

Il Cliente ha reso disponibili i seguenti dati per l'impianto:

- Dati generali e caratteristiche del parco eolico.
- Dati SCADA registrati durante il periodo di operatività, da aprile 2009 a luglio 2020, in particolare:
    - Produzione delle singole turbine (produzione media in 10 minuti)
    - Misure della velocità del vento registrate dagli anemometri di navicella (velocità media in 10 minuti)
    - Misure della direzione della navicella (direzione media in 10 minuti)

Considerata la posizione della stazione anemometrica e il layout di Progetto, i record di produzione e le velocità del vento sono stati utilizzati per ricostruire il set di dati sulla velocità del vento da utilizzare per l'estrapolazione delle condizioni del vento dalle posizioni delle due turbine al resto del parco eolico.

Si segnala che non è stata fornita la curva contrattuale dell'aerogeneratore Vestas V52 specifica per il sito e che pertanto è stata adottata la curva garantita per operatività standard, datata luglio 2006 e disponibile nei database del Consulente.

Le coordinate metriche delle due turbine Vestas V52, nonché della turbina Nordex N50, sono riportate nella seguente tabella:

UTM UTM WGS84 Fuso 32				Aerogeneratore
Aerogeneratore	Longitudine	Latitudine	Altitudine	
E2	442297	4899725	1003	Vestas V52
E3	442401	4899798	1017	Vestas V52
N50	442205	4899595	991	Nordex N50

Tab. 3 – Coordinate impianti in esercizio

2.2. Layout impianti

La seguente figura mostra la posizione dell'impianto di Progetto (in rosso) e delle turbine in esercizio limitrofe, secondo lo scenario a) di cui alla premessa.

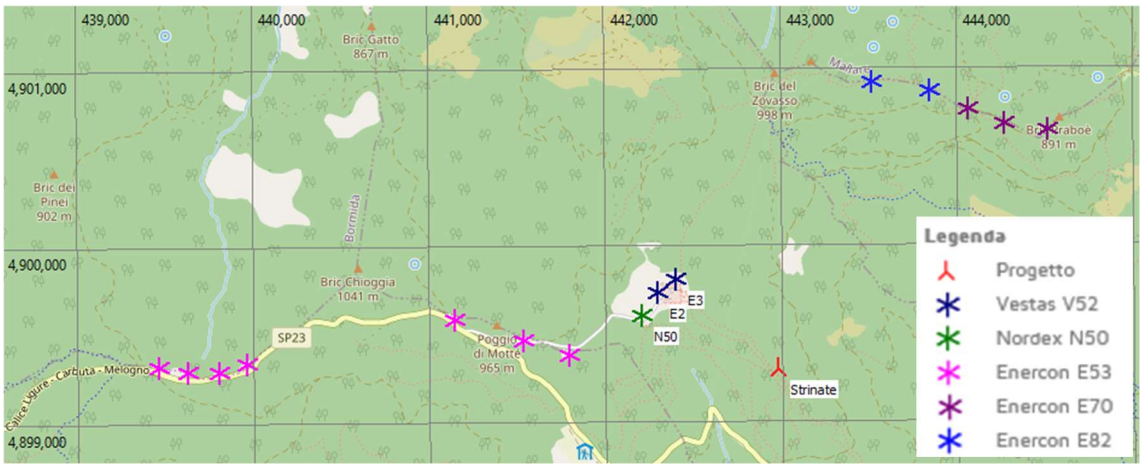


Fig. 2 – Scenario a) Mappa del sito con l'aerogeneratore di Progetto e gli aerogeneratori in esercizio

La figura seguente, invece, illustra lo scenario b) ovvero con la disinstallazione dei tre aerogeneratori esistenti (1x N50-800kW e 2x V52-850kW) e l'installazione dell'impianto di grande taglia in sviluppo.

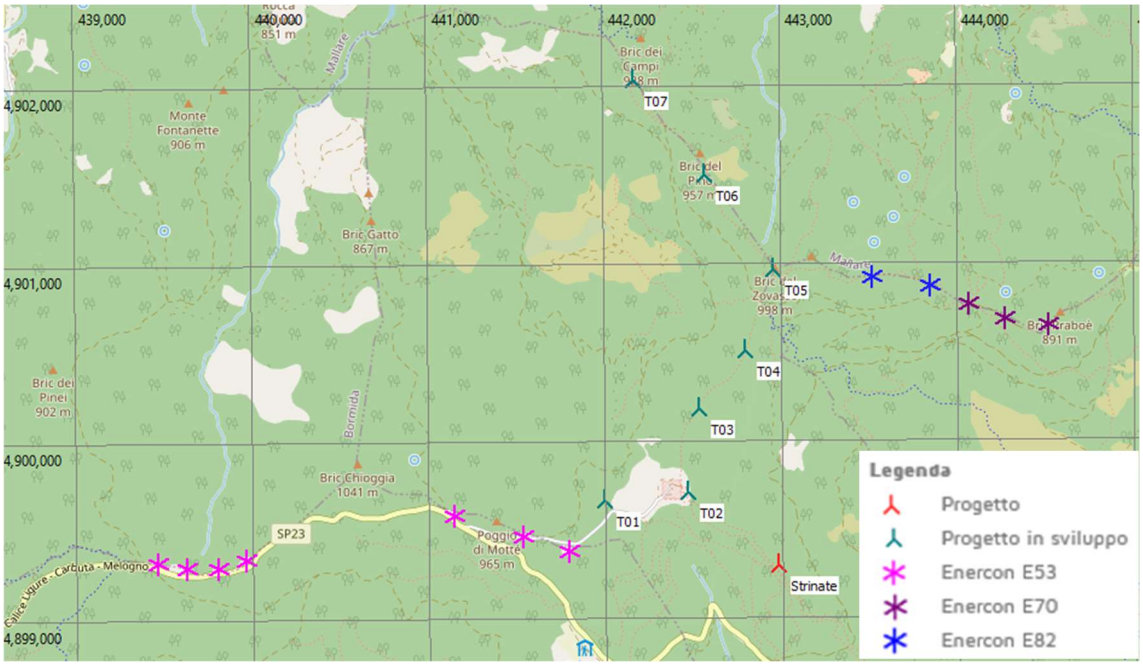


Fig. 3 – Scenario b) Mappa del sito con l'aerogeneratore di Progetto, gli aerogeneratori in esercizio e l'impianto in sviluppo

2.2.1. Layout di Progetto

Ai fini della valutazione della produzione attesa dell'impianto è stato preso a riferimento la seguente posizione, come fornita dal Cliente.

UTM UTM WGS84 Fuso 32			
Aerogeneratore	**Longitudine [m]**	**Latitudine [m]**	**Altitudine [m]**
Strinate	443061	4899492	888

Tab. 4 – Coordinate impianto di Progetto

2.2.2. Impianti limitrofi

Dalle informazioni fornite e dai dati pubblicamente disponibili, si riscontrano n. 12 aerogeneratori operativi nell'area che saranno considerati nell'analisi di producibilità dell'impianto al fine di includere le scie esterne. Non rientra, invece, nello scopo del lavoro la valutazione dell'impatto del Progetto sugli impianti esistenti.

Nel dettaglio, sono stati assunti i seguenti aerogeneratori:

- n.1 aerogeneratore Nordex N50-800kW ("N50") con diametro di rotore da 50 m e altezza mozzo pari a 50 m.
- n. 2 aerogeneratori Vestas V52-850kW ("E1" e "E2") con diametro di rotore da 52 m e altezza mozzo pari a 49 m.
- n. 7 turbine Enercon E53-800kW, con diametro di rotore da 53 m e altezza mozzo pari a 60 m.
- n. 3 turbine Enercon E70-2.3MW con diametro di rotore da 70 m e altezza mozzo pari a 64 m.
- n. 2 turbine Enercon E82-3.0MW con diametro di rotore da 82 m e altezza mozzo pari a 78 m.

Nella tabella successiva si segnalano in particolare gli aerogeneratori esterni separati da meno di 10 diametri di rotore, considerando il diametro più grande, pari a 117 m, ipotizzato per il Progetto. Si sottolinea tuttavia che si riscontrano tali distanze lungo la direzione prevalente del vento.

D=117m	E2	E3	N50
Strinate	6,9	6,6	7,1

Tab. 5 – Scenario a) Inter-distanze tra aerogeneratori del Progetto e aerogeneratori esistenti

Allo stesso modo si riportano, per lo scenario b), gli aerogeneratori in progetto separati da meno di 10 diametri di rotore.

D=117m	T01	T02	T03
Strinate	8,9	5,6	8,4

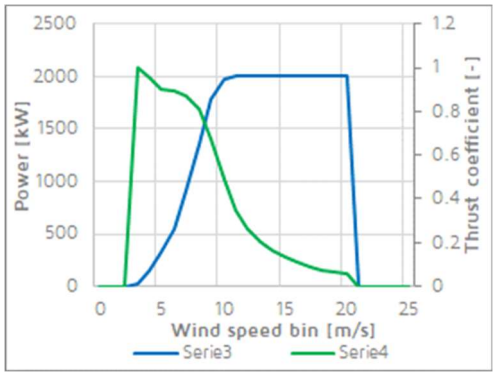
Tab. 6 – Scenario b) Inter-distanze tra aerogeneratori del Progetto e aerogeneratori in progetto

.

2.3. Modelli aerogeneratore

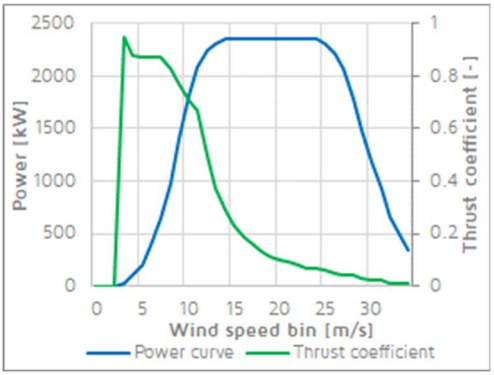
La produzione attesa del parco eolico è stata stimata considerando i seguenti modelli di aerogeneratore, le cui curve di potenza sono state utilizzate alla densità dell'aria di 1,225 kg/m^3 e quindi corrette alla densità dell'aria del sito di circa 1,1 kg/m^3 secondo la metodologia IEC 61400-12.

Modello turbina		V110-2,0 MW	Diametro [m]	110,0
Potenza nominale [MW]		2,0	Altezza mozzo [m]	95,0
Velocità nominale [m/s]		11,5	Classe IEC	IIIA-B
Velocità di Cut-in/Cut-out [m/s]		3,0/20,0	Densità dell'aria [kg/m^3]	1,225
Bin velocità [m/s]	**Potenza [kW]**	**Coefficiente spinta [-]**		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	33	1,004		
4	149	0,951		
5	321	0,901		
6	554	0,897		
7	909	0,868		
8	1354	0,813		
9	1788	0,677		
10	1973	0,490		
11	1998	0,350		
12	2000	0,262		
13	2000	0,203		
14	2000	0,162		
15	2000	0,131		
16	2000	0,108		
17	2000	0,091		
18	2000	0,077		
19	2000	0,067		
20	2000	0,058		



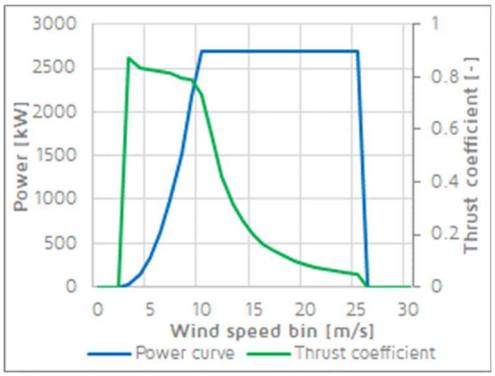
Tab. 7 – Vestas V110-2.0 MW

Modello turbina		E92-2,35 MW	Diametro [m]	92,0
Potenza nominale [MW]		2,35	Altezza mozzo [m]	108,4
Velocità nominale [m/s]		14,0	Classe IEC	-
Velocità di Cut-in/Cut-out [m/s]		2,0/34,0	Densità dell'aria [kg/m³]	1,225
Bin velocità [m/s]	**Potenza [kW]**	**Coefficiente spinta [-]**		
0	0	0		
1	0	0		
2	4	1,000		
3	30	0,950		
4	98	0,880		
5	208	0,870		
6	384	0,870		
7	637	0,870		
8	976	0,830		
9	1404	0,770		
10	1818	0,710		
11	2089	0,670		
12	2237	0,500		
13	2300	0,370		
14	2350	0,290		
15	2350	0,230		
16	2350	0,190		
17	2350	0,160		
18	2350	0,130		
19	2350	0,110		
20	2350	0,100		
21	2350	0,090		
22	2350	0,080		
23	2350	0,070		
24	2350	0,070		
25	2298	0,060		
26	2213	0,050		
27	2071	0,040		
28	1778	0,040		
29	1483	0,030		
30	1187	0,020		
31	931	0,020		
32	665	0,010		
33	485	0,010		
34	338	0,010		



Tab. 8 – Enercon E92-2.35 MW

Modello turbina		V117-3,45 MW	Diametro [m]	117,0
Potenza nominale [MW]		2,7	Altezza mozzo [m]	116,5
Velocità nominale [m/s]		10,0	Classe IEC	IIA
Velocità di Cut-in/Cut-out [m/s]		3,0/25,0	Densità dell'aria [kg/m³]	1,225
Bin velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coefficiente spinta [-]		
0	0	0		
1	0	0		
2	0	0		
3	22	0,873		
4	150	0,834		
5	340	0,827		
6	617	0,820		
7	1006	0,815		
8	1522	0,794		
9	2178	0,789		
10	2700	0,733		
11	2700	0,580		
12	2700	0,421		
13	2700	0,316		
14	2700	0,249		
15	2700	0,199		
16	2700	0,164		
17	2700	0,137		
18	2700	0,115		
19	2700	0,098		
20	2700	0,085		
21	2700	0,074		
22	2700	0,066		
23	2700	0,058		
24	2700	0,052		
25	2700	0,046		



Tab. 9 – VESTAS V117-3.45 limited 2.7 MW

3. VALUTAZIONE RISORSA EOLICA

Per la valutazione della risorsa eolica sono stati forniti i dati rilevati dalla stazione anemometrica in sito Calice Ligure H78-16050 e i dati di vento di navicella (dati SCADA) dei due aerogeneratori Vestas V52-850kW così come descritto alle sezioni 2.1.1 e 2.1.2.

Entrambe le tipologie di dati sono state validate e per quanto riguarda i dati SCADA è stata derivata la funzione di trasferimento vento mozzo – vento navicella con la quale è stato possibile ricostruire il vento di navicella 'fronte rotore' delle due turbine Vestas. Per verificare i risultati finali, è stata inoltre stimata la produzione teorica 100% delle turbine in esercizio, definita come la potenza teoricamente erogata dalla turbina durante tutto il periodo disponibile considerandola sempre disponibile e pienamente efficiente, senza guasti o arresti.

Le serie di dati di vento sono state quindi sottoposte alla verifica dell'allineamento di lungo periodo tramite correlazioni mensili con due serie di dati ventennali di reanalisi provenienti da database pubblici (ERA 5 e ERA 5 CDS). La tabella seguente riporta i parametri di ventosità finali ottenuti:

Codice	Altezza [m]	Periodo selezionato [mesi]	Disponibilità. [%]	Velocità media [m/s]	Gradiente al suolo	
					Misure	CFD
16050	80	36	98,0	5,0	0,40	0,20
E2	49	36	94,3	6,6	-	0,02
E3	49	36	94,3	6,5	-	0,06

Tab. 10 –Sintesi dell'analisi dei dati

Per ciascuna serie è stato selezionato un periodo di riferimento di 3 anni allo scopo di ottenere ventosità destagionalizzate. Come si può notare dalla tabella, la ventosità della stazione anemometrica è molto inferiore a quella dei dati di navicella. Si ritiene che ciò sia dovuto alla posizione della stazione anemometrica sottovento, lungo la direzione prevalente, rispetto al crinale principale. Per questo motivo, considerata anche la distanza dalle posizioni di Progetto, non si ritiene opportuno includere la stazione nella modellazione della produzione attesa.

Il modello di calcolo CFD è stato quindi inizializzato con le serie anemometriche ottenute a seguito della validazione e allineamento di lungo termine dei dati di navicella e si è verificata la discrepanza tra le produzioni delle due turbine in esercizio stimata tramite il modello CFD e i dati di produzione teorica P100% delle stesse per stimare la produzione delle due turbine in esercizio Vestas V52-850kW.

I risultati sono riportati nella tabella successiva. I valori fanno riferimento per entrambi i dataset al periodo effettivo di 3 anni da Settembre 2016 a Agosto 2019.

ID	Produzione Teorica P100 [MWh]	Produzione stimata dal modello inizializzato con le serie di dati di vento corrette [MWh]	Differenza [%]
E2	2003	1970	-1,6%
E3	1906	1910	0,2%

Tab. 11 – Verifica dell'errore del metodo adottato

Considerata l'incertezza del processo di stima, i risultati ottenuti sono da ritenersi soddisfacenti. Pertanto, ai fini dell'estrapolazione verticale della ventosità alle posizioni degli aerogeneratori di Progetto saranno utilizzate entrambe le serie di dati di navicella così ottenute. L'estrapolazione verticale della velocità del vento all'altezza del mozzo proposta è stata svolta adottando il profilo del modello di calcolo CFD come rappresentativo delle condizioni al sito.

Le figure sottostanti riproducono per ciascuna climatologia la rosa energetica e la rosa dei venti, per classi di velocità, suddivisa per i 12 settori di provenienza.

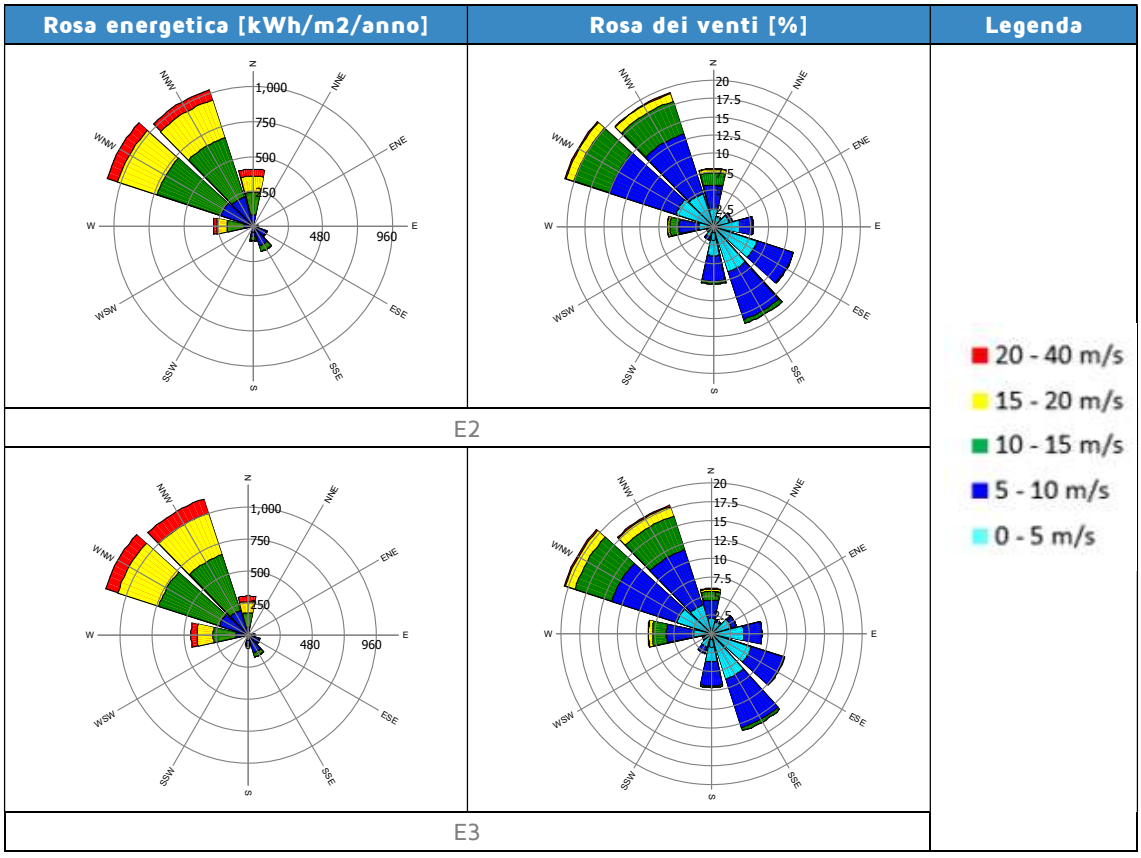


Fig. 4 – Rosa energetica e rosa dei venti delle due climatologie a 49 m

4. VALUTAZIONE PRELIMINARE PRODUZIONE ATTESA

La produzione di energia prevista per il Progetto è stata stimata con le configurazioni richieste, utilizzando le statistiche del vento a lungo termine derivate dall'elaborazione dei dati di vento delle due turbine Vestas V52-850kW disponibili ricostruite sulla base delle loro produzioni teoriche P100%. La modellazione del campo di vento è stata svolta adottando la tecnologia CFD (WindSim). Il modello di scia implementato nell'analisi è il N.O. Jensen (RISO/EMD) Park 2 2018, così come incorporato in WindPRO 4.0, basato sul decadimento della scia standard onshore di 0.090, costante per tutti i settori. La produzione lorda di energia riportata nelle tabelle tiene conto delle perdite dovute agli effetti di scia e alla densità dell'aria del sito.

Le tabelle contengono 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		
V110-2.0 MW	443061	4899492	888	95,0	5,00	4,30	4,16	3,09	2082
E92-2.35 MW				108,4	5,16	3,74	3,64	2,84	1548
V117-2.7 MW				116,5	5,25	5,68	5,55	2,31	2056

Tab. 12 – Produzione attesa – Scenario a)

ID	X [m]	Y [m]	Quota [m]	HH [m]	V [m/s]	Produzione lorda [GWh]		Perdite [%]	Ore equivalenti
						Lordo scie	Netto scie		
V110-2.0 MW	443061	4899492	888	95,0	5,00	4,30	3,70	13,83	1852
E92-2.35 MW				108,4	5,16	3,74	3,24	13,51	1378
V117-2.7 MW				116,5	5,25	5,68	4,84	14,83	1792

Tab. 13 – Produzione attesa – Scenario b)

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 quelli in esercizio e in sviluppo a seconda dello scenario, 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	-0,5%
Performance Aerogeneratori	-2,3%
Limitazioni	-
Perdite Totali	**-9,2**

Tab. 14 – Perdite impianto

I valori di produzione netta 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]
V110-2.0 MW	2,00	4,16	2080	3,78	1888
E92-2.35 MW	2,35	3,64	1549	3,30	1406
V117-3.45 MW*	2,70	5,55	2056	5,04	1866

*Limitazione a 2,7 MW

Tab. 15 – Scenario a) Produzione attesa lorda e netta

Configurazione	Capacità impianto [MW]	Produzione lorda (morsetti generatori)		Produzione netta (cedibile alla rete)	
		[GWh/y]	[h/y]	[GWh/y]	[h/y]
V110-2.0 MW	2,00	3,7	1850	3,36	1679
E92-2.35 MW	2,35	3,24	1379	2,94	1251
V117-3.45 MW*	2,70	4,84	1793	4,39	1627

*Limitazione a 2,7 MW

Tab. 16 – Scenario b) Produzione attesa lorda e netta

Le stime di produzione attesa al netto delle perdite (cedibile alla rete) riportate nella tabella precedente, rappresentano 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.

I valori ottenuti riflettono in particolare l'incertezza legata alla tipologia di dati utilizzati per inizializzare il modello di calcolo e alla produzione dell'impianto in esercizio utilizzata ai fini della validazione del modello, la scarsa altezza dal suolo dei dati rispetto all'altezza mozzo prevista e l'incertezza relativa alla corretta modellazione della rugosità in sito.

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%	P50%	P75%	P90%
V110-2.0 MW	3,78	3,22	2,73	3,78	3,26	2,80
E92-2.35 MW	3,30	2,75	2,25	3,30	2,79	2,32
V117-3.45 MW*	5,04	4,31	3,66	5,04	4,36	3,75

Tab. 17 – Scenario a) Intervallo di confidenza della produzione netta su 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%	P50%	P75%	P90%
V110-2.0 MW	3,36	2,86	2,41	3,36	2,89	2,47
E92-2.35 MW	2,94	2,44	1,99	2,94	2,48	2,06
V117-3.45 MW*	4,39	3,75	3,17	4,39	3,79	3,24

Tab. 18 – Scenario b) Intervallo di confidenza della produzione netta su 1 anno e 10 anni

5. CONCLUSIONI

L'attuale valutazione è consistita nella stima della risorsa eolica e della produzione energetica annua prevista dell'impianto di repowering di Strinate. 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 navicella di due aerogeneratori Vestas V52-850kW esistenti nell'area del sito, calibrati sulla base degli effettivi valori di produzione.

In merito alla valutazione 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 mancanza di informazioni dettagliate sul funzionamento delle turbine durante tutto il periodo fornito non ha consentito di svolgere un'analisi puntuale dell'efficienza energetica dell'impianto in esercizio né tanto meno di valutare la congruità con la curva di potenza contrattuale del parco eolico, incrementando così l'incertezza complessiva dell'analisi. Tuttavia, si segnala il buon esito della validazione del modello di calcolo.
2. Accuratezza modello di calcolo: sulla base della validazione svolta e del modello CFD, è stata mitigata per quanto possibile l'incertezza relativa all'estrapolazione orizzontale della velocità del vento alle posizioni di Progetto. Ai fini dell'estrapolazione verticale, è stato adottato il profilo derivato dalla modellazione CFD.
3. 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.
4. Nella modellazione sono stati inclusi gli impianti in esercizio e/o in sviluppo in prossimità dell'impianto di cui alla sezione 2.2.
5. 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'inviluppo dei carichi di progetto.