



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SUD SARDEGNA



ESTERZILI



ESCALAPLANO



SEUI

# PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO COMPOSTO DA 29 AEROGENERATORI E RELATIVE OPERE CONNESSE CON POTENZA COMPLESSIVA DI 153,9 MW NEI COMUNI DI ESTERZILI (SU), ESCALAPLANO (SU) E SEUI (SU)



PropONENTE	 <p><b>LOTO RINNOVABILI SRL</b>  Largo Augusto n.3 20122  Milano  pec:lotorinnovabili@legalmail.it</p>				
PROGETTAZIONE	 <p><b>AGREENPOWER s.r.l.</b>  Sede legale: Via Serra, 44  09038 Serramanna (SU) - ITALIA  Email: info@agreenpower.it</p>		<p>Gruppo di lavoro:</p> <p>Ing. Simone Abis - Civile Ambientale  Ing. Michele Angei - Elettrico  Ing. Enea Tocco - Civile Ambientale  Ing. Stefano Fanti - Civile Ambientale  Dott. Gianluca Fadda</p>	<p>Collaboratori:</p> <p>Vamirgeoind Ambiente, Geologia e Geofisica S.r.l.  Dott. Archeologo Matteo Tatti  Dott. Naturalista Francesco Mascia  Dott. Agronomo Vincenzo Sechi  Ing. Federico Miscali - Tecnico Acustica  Ing. Nicola Sollai - Strutturista  Dott. Geologo Andrea Usai  Dott. Geologo Luigi Sancliu  Ing. Michele Pigliaru - Elettrico  Ing. Luigi Cuccu - Elettrotecnico</p>	
ELABORATO	<p>Nome Elaborato:</p> <p style="text-align: center;"><b>STIMA DI PRODUCIBILITÀ</b></p>				
00	Settembre - 2022	PRIMA EMISSIONE	D.Medici	Agreenpower Srl	Agreenpower Srl
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:					
Formato:	<b>A4</b>	Codice Commessa <b>W2204EES</b>	Codice Elaborato	<b>RELO7</b>	

# Indice

<b>1</b>	<b>Sintesi</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Sito di Esterzili-Escalaplano</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Velocità ad altezza mozzo e campo di moto</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Calcolo della producibilità</b>	<b>13</b>

# 1 Sintesi

- **Progetto:** Parco Eolico Nuraxeddu

<b>Posizione</b>	<b>Turbine</b>	<b>Potenza</b>	<b>Altezza Mozzo</b>	<b>Producibilità P50</b>
Esterzili-Escalaplano, Sardegna	29 N163-5.3MW	153.9 MW	118 m	394.7 GWh/annum

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

- **Scopo del lavoro:** Stima di Producibilità

RenGen Consulting ha elaborato la relazione di producibilità per il progetto del Parco Eolico Nuraxeddu, sviluppato da Agreenpower S.r.l su incarico di Loto Rinnovabili Srl. L'area può essere classificata come complessa, con accesso all'area che è garantito da strade Statali e Provinciali in buone condizioni. Le strade di accesso alle turbine dovranno essere significativamente migliorate. La direzione principale del vento è ovest-nordovest ed in quest'ottica sono state posizionate le turbine eoliche proposte dal progetto lungo i crinali e l'altopiano a sud, per poter aumentare l'efficienza della produzione.

## 2 Sito di Esterzili-Escalaplano

I Comuni di Esterzili ed Escalaplano sono nella provincia del Sud Sardegna, come mostrato in Fig 2.1. Il terreno su cui è proposta la centrale eolica può essere definito complesso, con uno sviluppo essenzialmente diviso tra il versante sud di un monte ed un terreno più pianeggiante nella parte sud come si evince dalla Fig 2.2. Le montagne a nord aumentano significativamente in altezza fino a superare 1,000 m sul livello del mare, senza tuttavia essere interessate dalla centrale eolica. Anche la parte sud si può definire complessa e con alcune pendenze importanti da nord a sud. Le posizioni delle turbine proposte sono incluse in Fig 2.3 e Fig 2.4. Come si vede in Fig 2.5, che rappresenta la tipica visuale nella zona sud, il terreno è adibito a coltivazioni e pastorizia con alcune aree boschive. La panoramica è stata fatta in prossimità della Turbina E19 in direzione sudest. Nella zona sono state osservate alcune aziende agricole ed allevamenti sparsi sul territorio. Un'altra visuale della zona attualmente proposta per lo sviluppo è mostrata in Fig 2.6 da cui si evince la complessità del terreno nella parte nord.



Figura 2.1: Esterzili-Escalaplano, nella provincia del Sud Sardegna

Le Strade Provinciali SP13 ed SP53, quest'ultima bisettrice della centrale eolica, garantiscono un certo livello di accesso all'area. In generale si ritiene che la logistica ed i lavori civili per permettere l'accesso al sito saranno significativi. La viabilità interna è garantita da strade secondarie asfaltate e sterrate che dovranno essere significativamente migliorate per permettere il passaggio delle attrezzature e delle turbine. Le strade di accesso alle piazzole dovranno essere costruite come parte integrante del progetto.

Dati anemologici sono stati ottenuti dal New European Wind Atlas (NEWA) e la velocità mediata su tutte le turbine ad altezza mozzo è stata selezionata anche sulla base dell'esperienza del Consulente. Le posizioni delle turbine eoliche sono riportate in Tabella 2.1. La distanza minima tra le Turbine

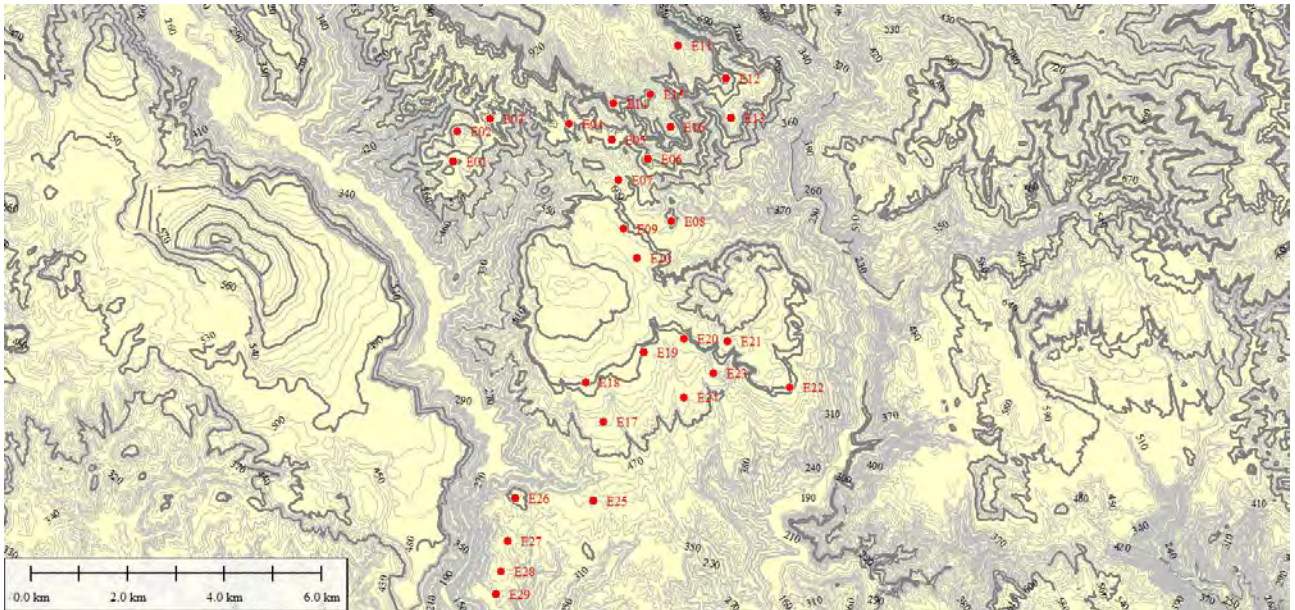


Figura 2.2: Turbine e curve di livello della centrale eolica di Esterzili-Escalaplano

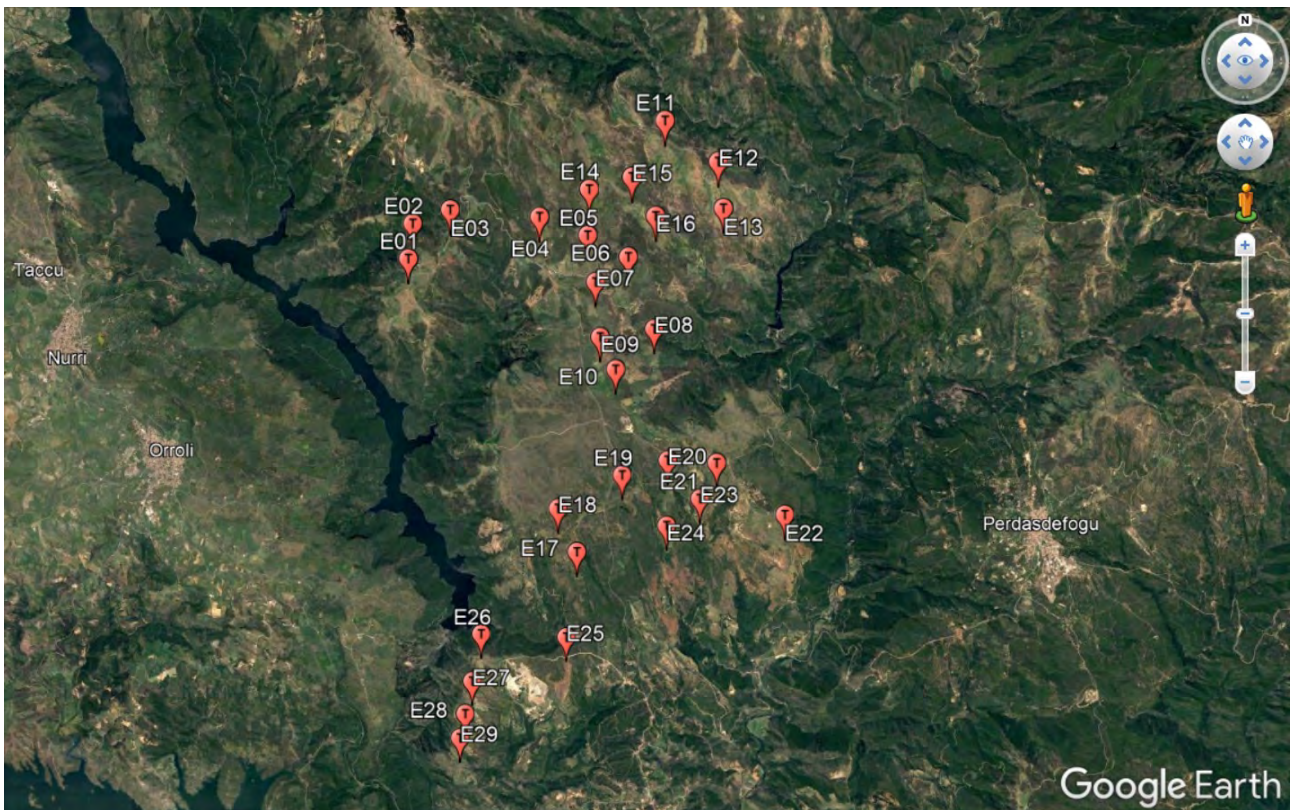


Figura 2.3: Posizione delle turbine eoliche

E28 ed E29 è pari a 476 m, nel caso specifico in direzione perpendicolare alla direzione principale. Questo equivale, considerando un diametro  $D$  di 163 m ad una distanza di  $2.9D$  ed ovviamente dovrà essere verificata in termini di carichi ammissibili dal fornitore delle turbine.

Tabella 2.1: Coordinate delle turbine eoliche, UTM ED1950 Datum, Zone 32S.

<b>Descrizione</b>	<b>Est [m]</b>	<b>Nord [m]</b>
E01	526206	4397048
E02	526299	4397669
E03	526967	4397941
E04	528594	4397830
E14	529505	4398250
E15	530267	4398431
E16	530697	4397763
E06	530223	4397094
E11	530852	4399440
E12	531829	4398764
E13	531935	4397952
E07	529625	4396665
E08	530716	4395813
E09	529714	4395656
E10	530002	4395060
E19	530131	4393119
E20	530975	4393393
E21	531867	4393351
E24	530970	4392175
E23	531581	4392684
E22	533144	4392398
E25	529099	4390057
E27	527325	4389219
E28	527192	4388597
E29	527090	4388132
E26	527491	4390109
E17	529297	4391684
E18	528948	4392502
E05	529478	4397500

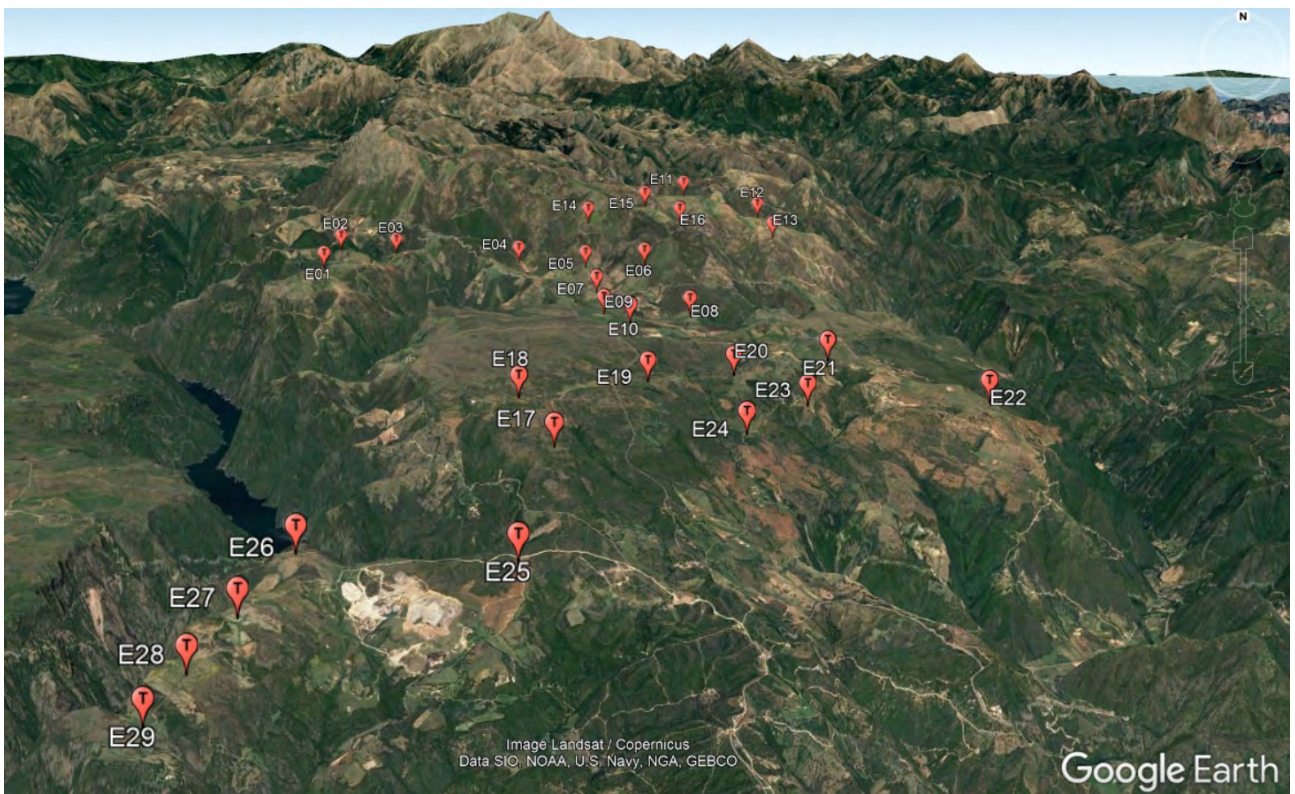


Figura 2.4: Posizione delle turbine eoliche



Figura 2.5: Foto dalla posizione della Turbina E19 in direzione sudest





Figura 2.6: Foto tra la posizione della Turbina Eo3 ed Eo4 in direzione est

### 3 Velocità ad altezza mozzo e campo di moto

In questa fase la distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento al sito in esame è stata ottenuta dai dati di Rianalisi del New European Wind Atlas (NEWA). I dati sono stati analizzati su base 30 minuti a 100 m di quota dal terreno, tra quelle disponibili dai 50 m ai 500 m, ed ovviamente criticamente utilizzati con l'esperienza maturata dal Consulente nell'area proposta per lo sviluppo eolico. La metodologia si basa sui dati ERA5, che hanno come dati di input valori di pressione e temperatura atmosferica e misure al suolo, da radiosonde oppure da satelliti a partire dal 1940. Gli ERA5 utilizzano 137 livelli di valori di pressione e temperatura dai 10 m di quota a circa 80 km di quota per ottenere una serie temporale di parametri atmosferici. Un modello WRF, Weather Research and Forecasting, è applicato ai dati ERA5 dal 2009 al 2018, con una risoluzione di 3 km a livello Europeo onshore che si estende fino a 100 km dalla costa per la parte offshore. Il passaggio dalla simulazione a risoluzione mesoscala alla risoluzione microscala è ottenuto con il software WASP della DTU, con curve di livello SRTM ogni 10 m e rugosità dal database CORINE. I dati NEWA sono stati pertanto estratti al punto indicato in Tabella 3.1, in prossimità della Turbina E20.

Tabella 3.1: Coordinate di estrazione dei dati NEWA, UTM ED1950 Datum, Zone 32S.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
ES-NEWA	530971	4393841

Il Consulente considera che una velocità media di lungo periodo pari a 6.2 m/s a 118 m di altezza sia rappresentativa della condizione alla posizione ES-NEWA nei prossimi 20 anni. Questo valore rappresenta una diminuzione pari a circa il 10% rispetto alla velocità media ottenuta dal database, tuttavia si ritiene che in questo caso specifico la particolare complessità del terreno crei uno scostamento verso l'alto nella simulazione. La distribuzione di frequenza e direzione ottenuta con il database NEWA è stata scalata a questo valore medio rappresentativo.

La rispettiva variazione mensile della velocità media dei dati così ottenuti è inclusa in Tabella 3.2. Parimenti la rosa dei venti è tipica con le componenti principali da ovest-nordovest come mostrato in Fig 3.1. La suddivisione in frequenza nei vari *bin* di velocità è invece rappresentata in Fig 3.2. Applicando ai dati NEWA l'aggiustamento al valore di lungo periodo, si ottiene la distribuzione di velocità e direzione in Tabella 3.3. Ulteriori informazioni sui dati di Rianalisi si possono ottenere ai seguenti link:

- <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/www.neweuropeanwindatlas.eu>

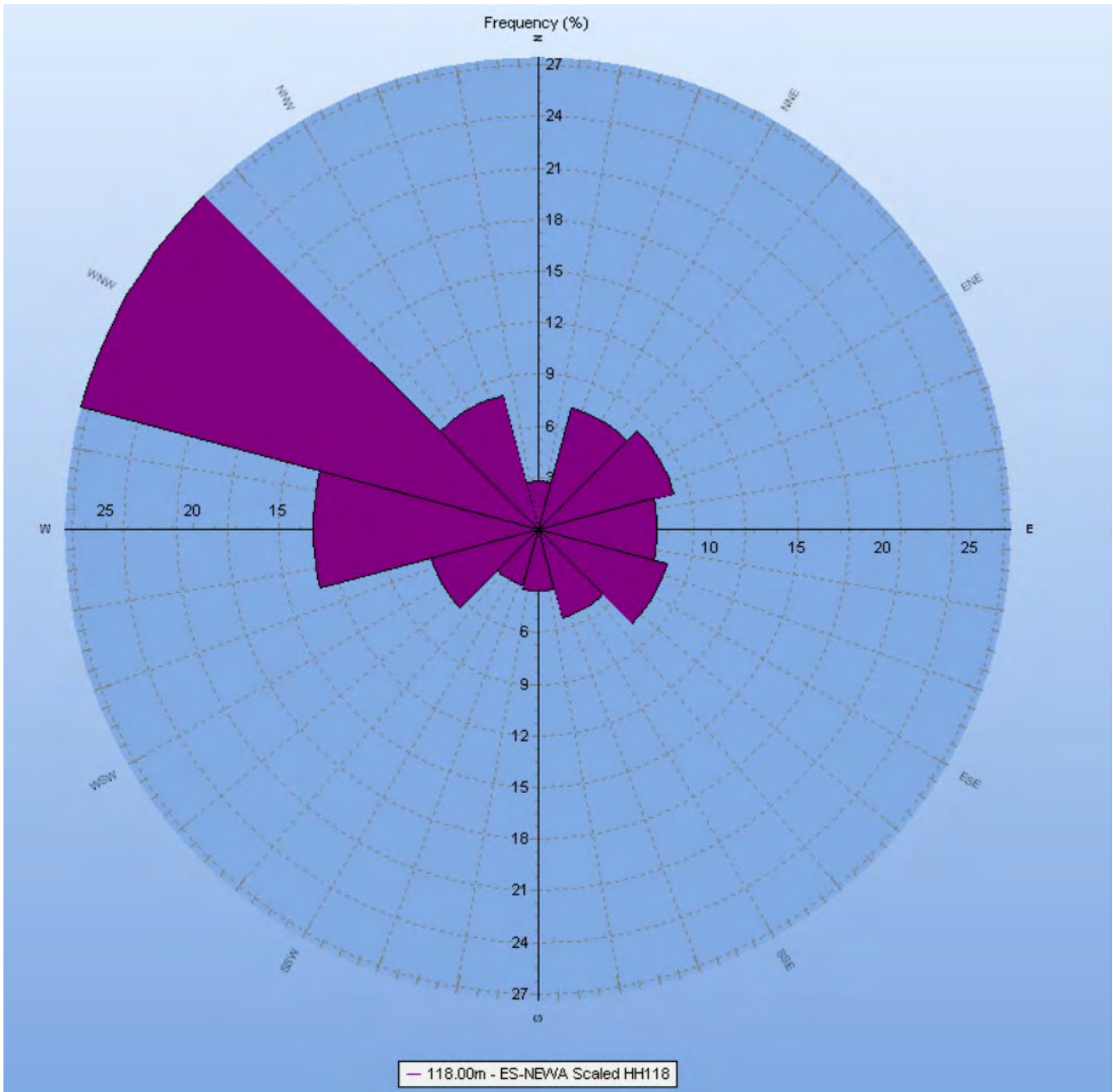


Figura 3.1: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 118 m, nel punto ES-NEWA

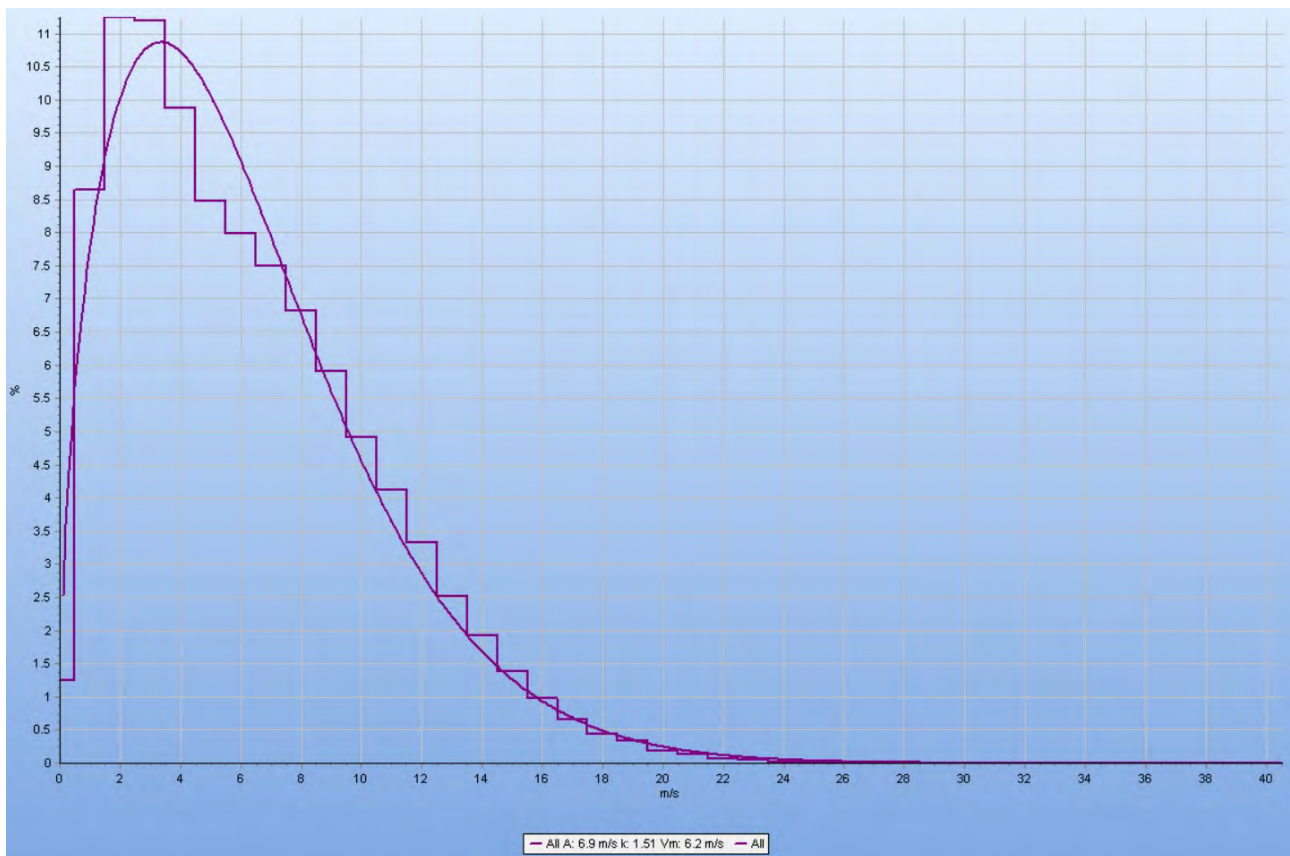


Figura 3.2: Distribuzione in frequenza della velocità del vento di lungo periodo a 118 m, nel punto ES-NEWA

Tabella 3.2: Medie mensili della velocità di lungo periodo a 118 m

gennaio	7.7
febbraio	7.5
marzo	7.5
aprile	6.3
maggio	5.8
giugno	5.2
luglio	4.9
agosto	4.0
settembre	5.3
ottobre	5.9
novembre	6.8
dicembre	7.6
Annuale	6.2

Tabella 3.3: Distribuzione di frequenza della velocità nel punto ES-NEWA a 118 m.

Velocità [m/s]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	No Direction	Total [%]
0	42.2	15.2	13.2	13.4	11.5	19.2	28.0	30.8	16.4	7.7	4.3	13.2	-	1.3
1	221.0	98.8	84.9	107.1	93.5	133.4	239.8	229.6	100.3	58.7	29.1	76.7	-	8.7
2	126.9	101.4	140.7	163.5	144.7	217.4	288.1	313.1	177.2	85.2	31.4	52.9	-	11.2
3	109.1	83.2	143.8	166.5	217.0	278.9	203.5	146.4	165.6	98.5	31.2	49.6	-	11.2
4	95.0	77.5	119.3	140.0	206.4	179.3	105.1	75.4	119.0	117.5	44.4	53.0	-	9.9
5	77.8	78.0	101.0	116.0	113.1	62.5	54.2	45.4	97.0	117.2	64.9	72.5	-	8.5
6	77.0	89.7	91.1	105.4	71.7	31.2	26.5	39.1	67.3	91.5	86.3	89.4	-	8.0
7	55.0	85.8	75.1	72.6	47.1	23.1	12.8	28.5	52.4	72.7	102.0	112.0	-	7.5
8	51.0	71.8	62.4	48.1	36.8	18.7	11.5	27.1	50.8	59.5	99.6	120.9	-	6.8
9	41.4	62.3	45.6	26.3	23.9	9.9	12.1	24.6	40.7	55.2	95.6	101.7	-	5.9
10	29.9	60.3	32.9	17.3	16.5	8.2	6.7	18.8	33.7	48.8	83.4	75.0	-	4.9
11	26.0	51.7	26.1	9.1	9.7	5.6	6.6	8.5	26.4	44.7	73.8	58.4	-	4.1
12	20.1	41.1	19.7	5.2	3.4	3.1	4.2	7.3	20.5	41.2	60.7	44.9	-	3.3
13	15.2	26.1	12.0	3.9	3.0	1.8	0.6	1.9	15.0	33.5	49.7	27.1	-	2.5
14	8.1	23.6	8.0	1.7	1.0	3.1	0.2	1.2	9.3	25.0	39.3	19.4	-	1.9
15	1.6	15.6	7.6	1.3	0.3	1.8	0.2	0.8	5.3	17.1	29.8	12.7	-	1.4
16	0.6	8.6	6.8	0.5	0.1	0.9	0.0	0.3	1.7	10.3	23.5	8.4	-	1.0
17	1.4	4.8	4.6	0.6	0.0	0.8	0.0	0.7	0.6	6.7	15.9	5.5	-	0.7
18	0.6	2.6	1.7	0.2	0.1	0.6	0.0	0.0	0.5	3.8	11.9	2.3	-	0.4
19	0.0	1.3	1.1	0.5	0.1	0.4	0.0	0.5	0.1	2.4	9.6	1.6	-	0.3
20	0.0	0.5	0.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	1.4	5.4	0.8	-	0.2
21	0.0	0.0	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	4.0	0.8	-	0.1
22	0.0	0.0	0.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.2	0.3	-	0.1
23	0.0	0.0	0.5	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	1.1	0.6	-	0.0
24	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.2	-	0.0
25	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	-	0.0
26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	-	0.0
27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0
30+													-	
Totale [%]	2.8	7.3	8.1	6.9	7.7	5.3	3.6	3.4	6.4	13.1	27.4	8.1	-	100.0
Velocità Media	4.4	6.4	5.3	4.3	4.1	3.3	2.8	3.1	4.8	6.6	8.9	7.2	-	6.2

## 4 Calcolo della producibilità

Partendo dalla distribuzione di velocità e frequenza a 118 m considerata dal Consulente nella posizione ES-NEWA ed utilizzando il software di calcolo del flusso aerodinamico WASP, sono state ottenute le distribuzioni di velocità e frequenza ad ogni turbina della centrale eolica. Il modello utilizza una mappa del terreno che è stata ottenuta da rilievi satellitari SRTM, con curve di livello ogni 10 m ed estensione di 10 km in ogni direzione dal centro della centrale eolica. All'orografia viene aggiunta la rugosità, che per il sito in esame prevede valori di 0.03m per terreno agricolo, valori da 0.1m a 0.2m per le basse zone alberate, a seconda dell'altezza degli alberi, e valori di 0.2m per piccoli villaggi. La metodologia del software WASP prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata sia approssimata da una curva di Weibull ed infine estrapolata alla posizione delle turbine eoliche. Il software WindFarmer Analyst invece è stato utilizzato con il metodo della associazione, cioè la distribuzione di velocità e frequenza al punto di inizializzazione è scalata alla posizione di ognuna delle turbine eoliche con i rapporti di velocità dei 12 settori come ottenuti dalle rispettive curve di Weibull ottente tramite WASP. Tramite il software WindFarmer Analyst si sono ottenuti i valori in Tabella 4.1 con velocità media della centrale eolica pari a 6.4 m/s. Come ragionevole e dato che la centrale eolica si estende su un'area orograficamente complessa, i valori di velocità mostrano una certa variabilità. Applicando a ciascuna delle distribuzioni di frequenza così ottenute per ogni singola turbina eolica, la curva di potenza ed il coefficiente di spinta del modello Nordex N163 limitato in potenza a 5.3MW come riportato in Tabella 4.2 si ottiene la stima della produzione delle singole posizioni. Il software Windfarmer stesso calcola poi le perdite dovute all'effetto scia per la presenza delle altre turbine. La turbina eolica ha un diametro di 163 m e caratteristiche rappresentate per una densità dell'aria prossima a quella del sito in esame che è stata stimata essere pari a  $1.126\text{kg}/\text{m}^3$  a 636 m sul livello del mare. La curva di potenza è stata ottenuta partendo dal modello con potenza pari a 5.5MW. Le perdite di scia stimate per la centrale eolica sono ragionevoli ed ampiamente entro i valori tipicamente osservati per centrali eoliche in funzione. Si può affermare che il layout di impianto è di fatto ottimizzato.

I risultati di producibilità stimata per la centrale eolica in esame sono presentati in Tabella 4.3. Con Produzione Netta si intende al netto di tutte le perdite. Questi risultati sono al livello P50, cioè valori che hanno una probabilità pari al 50% di essere superati. Le perdite di scia e di isteresi della curva di potenza (pari in realtà allo 0.03%) sono state calcolate, mentre altre perdite sono state stimate. Nello specifico si è ipotizzata una perdita di indisponibilità del 3% per le turbine eoliche, dell'1% per le opere civili ed elettriche, dello 0.2% per la rete, a cui è aggiunta una perdita pari all'1% per l'autoconsumo, ed anche una perdita elettrica di impianto pari allo 2.5% della produzione. Quest'ultima perdita è associata alla perdita di produzione dai morsetti di bassa tensione del generatore, in cui si calcola la curva di potenza, ai morsetti di AT di connessione alla rete elettrica. Sono anche state incluse perdite dello 0.5% per manutenzione generica e dello 0.5% per diminuzione nel tempo delle prestazioni dei vari componenti il sistema di trasmissione della coppia dal mozzo al generatore (*drivetrain*). Gli ultimi due fattori, insieme alla isteresi della curva di potenza, sono raggruppati nelle *performance* delle turbine. La quota relativamente poco elevata ha portato a stimare una perdita per diminuzione delle prestazioni per ghiaccio di solo 0.2%, ma inclusione per perdite dovute alle alte temperature dello 0.5%.

Questa analisi di producibilità è basata su una stima di produzione annuale nei primi 10 anni di funzionamento della centrale eolica. Il valore medio P50 rappresenta la producibilità stimata con il 50% di possibilità di essere superata. Nella stima non sono incluse perdite per limitazioni alle *performance* delle turbine eoliche.

Tabella 4.1: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 118 m.

<b>Turbina</b>	<b>Velocità media [m/s]</b>	<b>Produzione Netta [GWh/annum]</b>	<b>Perdita di scia [%]</b>
E01	6.6	14.2	2.2
E02	6.6	14.2	2.5
E03	6.4	13.7	2.5
E04	6.2	12.8	3.4
E14	6.7	14.2	4.0
E15	7.1	15.1	4.4
E16	7.1	14.9	6.2
E06	6.2	12.3	7.9
E11	7.0	15.3	2.1
E12	6.8	14.6	4.3
E13	6.8	14.5	3.8
E07	6.2	12.7	4.8
E08	6.2	12.6	6.0
E09	6.1	12.3	4.3
E10	6.2	12.9	4.1
E19	6.1	12.9	3.0
E20	6.1	12.5	4.5
E21	6.6	13.8	5.0
E24	6.1	12.6	3.9
E23	6.2	12.6	5.8
E22	6.6	14.0	4.0
E25	6.3	13.6	1.9
E27	6.3	13.5	1.7
E28	6.3	13.4	2.4
E29	6.3	13.5	1.7
E26	6.3	13.6	1.3
E17	6.2	12.9	2.4
E18	6.3	13.3	2.2
E05	6.2	12.4	7.3

Tabella 4.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per N163-5.3MW a densità di  $1.125\text{kg}/\text{m}^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	39	0.88
4	268	0.85
5	624	0.82
6	1127	0.81
7	1822	0.81
8	2727	0.78
9	3702	0.71
10	4589	0.62
11	5157	0.52
12	5300	0.42
13	5300	0.34
14	5300	0.27
15	5300	0.22
16	5300	0.18
17	5300	0.15
18	5300	0.13
19	5300	0.11
20	5300	0.10
21	5300	0.09
22	5153	0.07
23	4856	0.06
24	4560	0.05
25	4269	0.04
26	3973	0.04

Tabella 4.3: Centrale Eolica di Esterzili-Escalaplano

<b>Stima della producibilità</b>		
Potenza	153.7	MW
<b>Energia Lorda</b>	<b>451.4</b>	<b>GWh/annum</b>
Perdite di scia	96.2	%
Disponibilità	95.8	%
Efficienza elettrica	96.5	%
Performance delle turbine	98.9	%
Ambientale	99.3	%
Limitazioni	100.0	%
<b>Perdite totali</b>	<b>87.4</b>	<b>%</b>
<b>Energia Netta</b>	<b>394.7</b>	<b>GWh/annum</b>
Capacity Factor	29.3	%
Ore equivalenti	2568	ore