

REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

COMUNI DI

MORES - ITTIREDDU - NUGHEDU SAN NICOLO' - BONORVA



Oggetto: PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE - POTENZA DI PICCO 124 MWp DA REALIZZARSI IN LOCALITA' "SA COSTA"

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE

Committente: **VEN.SAR. s.r.l.**
Arch. Alessandro Reali

Coordinamento e Progettazione generale: **SO.GE.S s.r.l.**
Ing. Piero Del Rio

Tavola:
R.E.02

Elaborato:
**Studio Anemologico e stima
produzione attesa**

Scala:
Data:
Novembre 2023

Prog. opere strutturali:
Studio ing. Andrea Massa

Ing. Andrea Massa

Studio Anemologico:
Demoenergia 2050 Srls

Studi Economici:
Dott. Daniele Meloni

Prog. opere civili - elettriche:
Studio Ing. Nicola Curreli

Ing. Nicola Curreli

Collaboratori:

Ing. Silvia Indeo

Ing. Michele Marrocu

Ing. Simona Pisano

Coordinamento V.I.A.:
SIGEA s.r.l.

Dott. Geol. Luigi Maccioni - Valutazione ambientale

Ing. Manuela Maccioni - Paesaggistico

Dott. Agr. Mario Porcu - Agronomia, flora, fauna

Dr. Eco-Amb. Rosaria Murru - Ambiente

Dott.ssa Cristiana Cilla - specializzata in archeologia

Prof. Geol. Marco Marchi - Georisorse

Dott. Geol. Stefano Demontis - Geologia Tecnica

Ing. Federico Miscali - Acustica

Dott. Ing. Massimiliano Lostia di Santa Sofia - Acustica

Dott. Ing. Michele Barca - Acustica

DEMOENERGIA 2050 SRLS

Sito eolico di Sa Costa

Comuni di Nughedu San Nicolò, Ittireddu, Mores e Bonorva (SS)

**Studio anemologico e stima della produzione attesa
da un impianto eolico in progetto in Sardegna**

Revisione 02

DATA

NOVEMBRE 2023

Via Valderia 14
23811 Ballabio (LC)
P IVA: 03872440130
demoenergia@pec.it

AUTORE

BORGHETTI MASSIMO

SOMMARIO

1	PREMESSA	3
2	SCHEMATIZZAZIONE DELLE ATTIVITA' SVOLTE	3
3	INFORMAZIONI DISPONIBILI.....	3
4	L'UBICAZIONE DEL SITO E LE SUE CARATTERISTICHE	4
5	I DATI SATELLITARI	5
6	PRINCIPALI ELABORAZIONI SVOLTE SUI DATI SATELLITARI.....	7
6.1	Distribuzione delle velocità del vento	7
6.2	Distribuzione delle frequenze delle direzioni del vento (Rosa dei venti)	9
6.3	Ventosità per settori di direzione	9
7	VERIFICA STABILITA' NEL TEMPO DELLA SERIE DI DATI SATELLITARI	11
8	I DATI SODAR.....	14
9	CONFRONTO DATI SODAR-DATI SATELLITARI.....	16
10	IL LAYOUT DI IMPIANTO.....	18
11	L'AEROGENERATORE.....	20
12	MODELLO DI CALCOLO.....	21
12.1	Mappa territoriale	21
12.2	Dati anemometrici in ingresso al modello	22
13	VERIFICHE SUL MODELLO	24
13.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	24
13.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	24
14	PRODUZIONE ANNUA LORDA ATTESA.....	28
15	PRODUZIONE NETTA ATTESA.....	28
16	ANALISI DELLE INCERTEZZE DEI PROCESSI APPLICATI.....	29
17	PRODUZIONE ATTESA CON DATA PROBABILITÀ.....	31

1 PREMESSA

Questo studio specialistico rivede, alla luce delle richieste di integrazione del Ministero dell'Ambiente, l'elaborato di pari oggetto del Luglio 2022 e fa parte della documentazione necessaria per l'iter autorizzativo di un impianto eolico costituito da N° 18 aerogeneratori per complessivi 124 MW di potenza nominale.

E' stato redatto al fine di verificare i requisiti minimi di ventosità del sito e si prefigge di analizzare in particolare le caratteristiche della risorsa eolica del sito denominato Sa Costa ricadente nei territori comunali di Nughedu San Nicolò, Ittireddu, Mores e Bonorva, tutti in Provincia di Sassari e di valutare la produzione attesa dall'impianto in progetto.

Le valutazioni sono basate su dati anemometrici satellitari di un punto rappresentativo, situato all'interno del sito, estrapolati all'altezza del mozzo con il valore del gradiente al suolo. La produzione attesa è stimata mediante idoneo software di modellazione della ventosità (WAsP della DTU Wind Energy), implementato con adeguata mappa della orografia e della rugosità del territorio.

Le procedure e la metodologia impiegata fanno riferimento alla buona pratica del settore, alle cogenti Norme IEC per la loro parte di applicabilità, in particolare la IEC61400-12-1 e, in generale, alle indicazioni delle Linee Guida per le valutazioni della risorsa eolica (MEASNET Power Performance Measurement Procedure V.3 Nov 2000, IEA 11. Wind Speed Measurement and use cup anemometry 1. Ed 1999).

2 SCHEMATIZZAZIONE DELLE ATTIVITA' SVOLTE

Sinteticamente l'attività svolta può essere suddivisa nelle seguenti fasi:

- 1) Validazione ed elaborazione della serie di dati anemometrici satellitari e verifica dell'allineamento nel tempo dei risultati ottenuti (definizione della ventosità di lungo periodo);
- 2) Validazione ed elaborazione delle serie di dati raccolti dal Sodar; confronto e correlazioni con i dati satellitari;
- 3) Predisposizione dei dati di input al modello di simulazione del campo di vento nel sito e verifiche del suo corretto funzionamento;
- 4) Applicazione del modello per la stima della produzione annua attesa dall'impianto, sia lorda, sia al netto delle tipiche perdite d'impianto.
- 5) Analisi di incertezza dei risultati ottenuti.

3 INFORMAZIONI DISPONIBILI

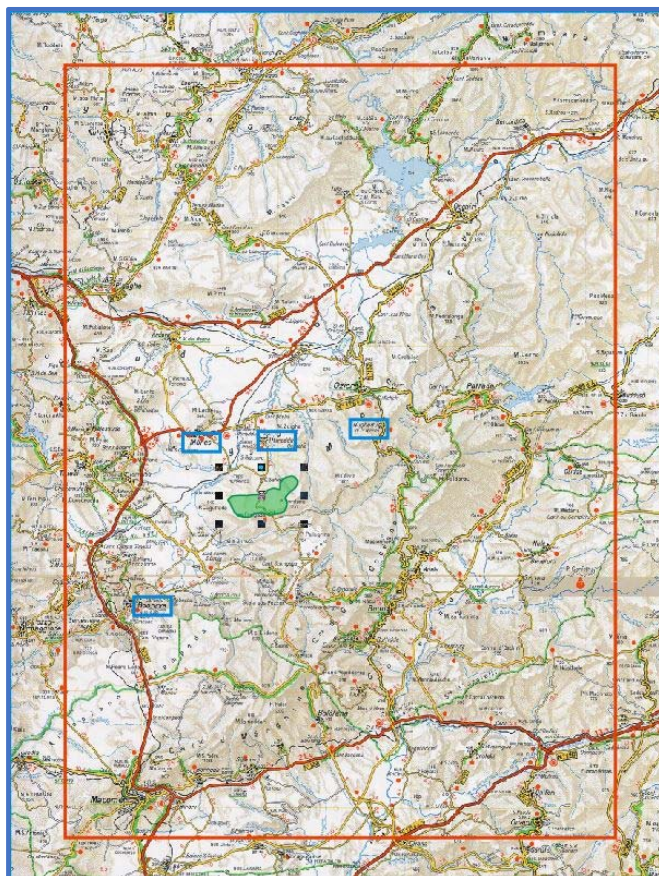
Per lo studio sono disponibili le seguenti principali informazioni:

- Dati anemometrici satellitari di media oraria per un periodo di 10 anni (velocità e direzione del vento), calcolati a 50 m sul livello del suolo di un punto rappresentativo dell'impianto in progetto;
- Dati anemometrici SODAR elementari (10 minuti) per un periodo di circa due mesi, installato nel medesimo punto della serie di dati satellitari;

- Dati anemometrici di una stazione dell'Aeronautica Militare d'area, per un periodo di circa 30 anni comprendente i tempi di raccolta dati di cui ai punti precedenti;
- Layout di impianto: Coordinate della disposizione delle turbine in progetto;
- Tipo e caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore previsto nel progetto (marca, modello, potenza nominale e altezza sostegno);

4 L'UBICAZIONE DEL SITO E LE SUE CARATTERISTICHE

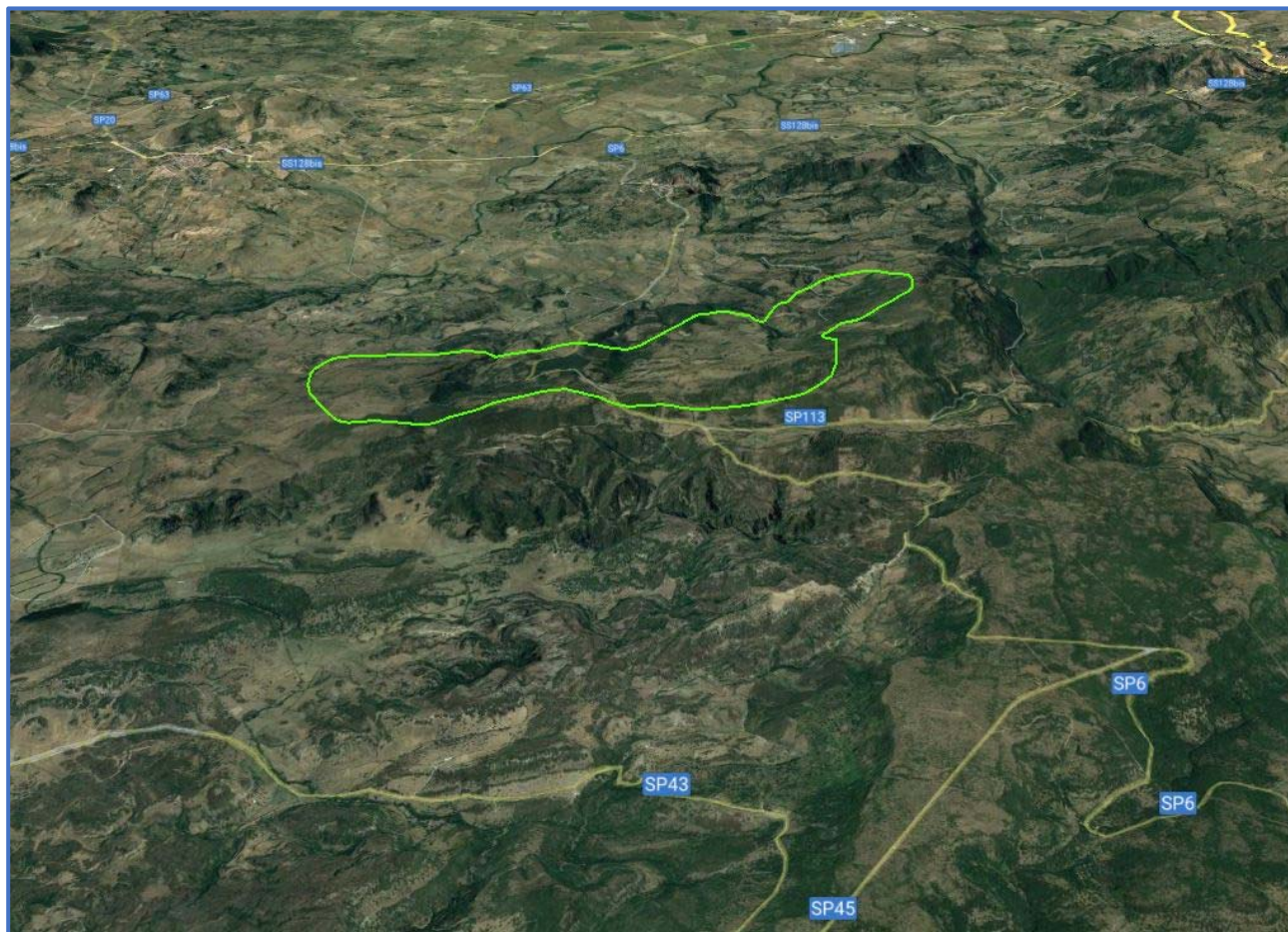
L'impianto in progetto, come già specificato, si trova territorialmente in quattro Comuni della Provincia di Sassari, nella Regione Sardegna che ricadono indicativamente nel Logudoro Orientale, intesa come ampia area della Sardegna Nord Occidentale. Per sito quindi, in questo caso, si intende un'area di diversi chilometri quadrati circostante il previsto impianto, di seguito indicata in figura su cartografia stradale, dove sono stati evidenziati i toponimi dei Comuni interessati.



La morfologia del territorio del sito e dei suoi dintorni risulta caratterizzato da una vasta pianura circondata da rilievi con altitudini che risultano essere attorno ai 600-800 m sul livello del mare. Nel settore

Ovest, da dove provengono i venti più interessanti, i rilievi sono di tipo collinare e/o di altopiani che non superano i 300 m slm.

Le parti sommitali dei rilievi, ivi compreso quello che ospita l'impianto in progetto, sono prevalentemente privi di vegetazione di alto fusto e per lo più destinate a pascolo con ampi appezzamenti interessati da coltivazioni di foraggiere, come si può evincere dall'immagine seguente.

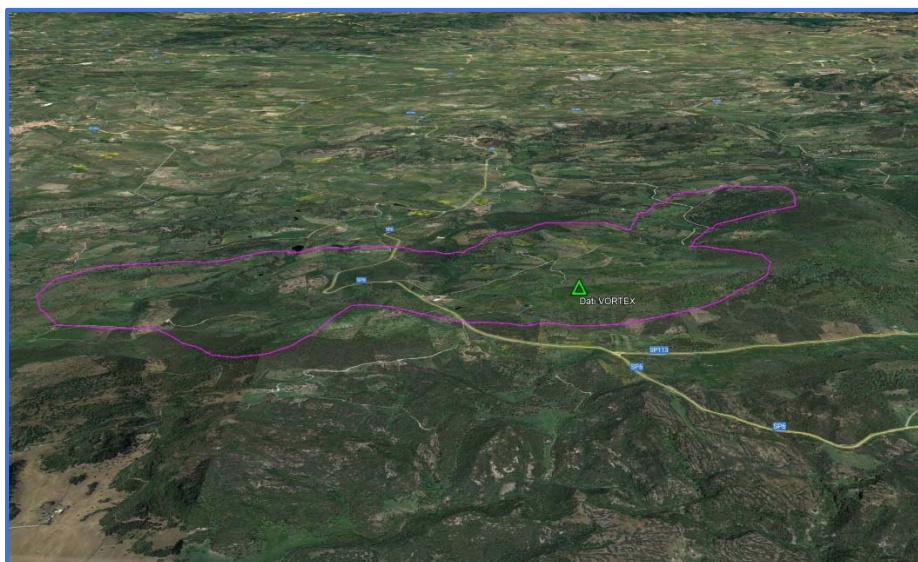


5 I DATI SATELLITARI

La serie di dati impiegata per le valutazioni è stata acquisita da VORTEX FDC, società specializzata nella fornitura di dati del vento a partire da rilevazioni satellitari. I dati disponibili si riferiscono ad un punto rappresentativo dell'impianto in progetto ad una altezza di 50 m sul livello del suolo. Di seguito sono resi disponibili dati e un'immagine sulla sua localizzazione:

DEMOENERGIA 2050 SRLS

CODICE	COMUNE	PROV.	Altezza sls (m)	Coordinate UTM Fuso 32				Quota slm (m)
				WGS84		ED50		
				Latitudine	Longitudine	Latitudine	Longitudine	
NUGME	NUGHEDU SAN NICOLO'	SS	50	4482165	492549	4482355	492630	605



I dati hanno una consistenza di oltre 10 anni, dall'1/1/2013 all'1/4/2023, e derivano da idonea modellazione del flusso del vento, a partire da dati satellitari NASA denominati MERRA2, con una risoluzione di 3km. Un estratto dei dati forniti è di seguito rappresentato:

```
*vortex.serie.624947.10y 50m UTC+02.0 MERRA2.txt - Blocco note di Windows
File Modifica Formato Visualizza ?
Lat=40.49015 Lon=8.912079 Hub-Height=50 Timezone=02.0 ASL-Height(avg. 3km-grid)=505
VORTEX (www.vortexfdc.com) - Computed at 3km resolution based on MERRA2 data
```

YYYYMMDD HHMM	M(m/s)	D(deg)	T(C)	De(k/m3)	PRE(hPa)	RiNumber	RH(%)	RMOL(1/m)
20130101 0200	5.0	224	5.8	1.19	955.6	0.25	95.9	0.0709
20130101 0300	4.8	224	5.8	1.19	955.3	0.26	95.8	0.0770
20130101 0400	4.5	222	5.9	1.19	954.9	0.27	95.2	0.0846
20130101 0500	4.4	219	5.9	1.19	954.6	0.28	94.3	0.0968
20130101 0600	4.4	216	6.0	1.19	954.2	0.27	94.0	0.1021
20130101 0700	4.6	214	6.0	1.19	953.9	0.30	93.6	0.0962
20130101 0800	4.9	213	6.1	1.19	953.5	0.31	91.9	0.0876
20130101 0900	5.1	216	6.3	1.19	953.6	0.30	88.6	0.0837
20130101 1000	5.1	216	6.4	1.19	953.6	0.28	85.7	0.0443
20130101 1100	4.9	214	6.7	1.19	953.7	0.20	83.2	-0.0157
20130101 1200	4.5	227	7.4	1.18	953.7	-1.37	78.4	-0.0327
20130101 1300	4.4	240	7.9	1.18	953.7	-4.95	74.2	-0.0437
20130101 1400	4.3	246	8.4	1.18	953.7	-6.83	71.0	-0.0492
20130101 1500	4.3	245	8.7	1.18	953.5	-6.15	69.3	-0.0482
20130101 1600	4.4	241	8.9	1.18	953.3	-3.20	67.7	-0.0352
20130101 1700	4.6	233	8.9	1.18	953.2	-0.27	68.1	-0.0131
20130101 1800	4.9	217	8.6	1.18	953.1	0.14	71.0	0.0305
20130101 1900	5.8	202	8.3	1.18	952.9	0.18	73.2	0.0337
20130101 2000	6.9	193	8.2	1.18	952.7	0.18	75.3	0.0262
20130101 2100	7.4	190	8.1	1.18	952.5	0.19	75.6	0.0213
20130101 2200	7.6	189	8.1	1.18	952.4	0.20	77.4	0.0209
20130101 2300	7.8	188	8.1	1.18	952.2	0.21	80.2	0.0197
20130102 0000	7.9	186	8.1	1.18	952.1	0.21	82.4	0.0193

DEMOENERGIA 2050 srls
Via Valderia 14
23811 Ballabio (LC)
P IVA: 03872440130
demoenergia@pec.it

Oltre a due grandezze prettamente meteorologiche, nella serie si individuano le seguenti grandezze di media oraria:

- Velocità del vento in m/s
- Direzione del vento in gradi sessagesimali (0° a Nord)
- Temperatura ambiente in gradi centigradi
- Pressione atmosferica in hPa
- Umidità percentuale dell'aria

6 PRINCIPALI ELABORAZIONI SVOLTE SUI DATI SATELLITARI

6.1 DISTRIBUZIONE DELLE VELOCITÀ DEL VENTO

La curva di durata della velocità del vento riporta il tempo durante il quale il valore indicato viene superato.

DATI VORTEX Cod. NUGME : Regione: SARDEGNA Periodo di elaborazione: 01/01/2013 - 02/04/2023 (numero giorni: 3744) Percentuale dati disponibili = 100 % (89831 dati su 89831) Velocità' del vento V in m/s rilevata a 50 m dal suolo CURVA DI DURATA DELLA VELOCITÀ' DEL VENTO					
m/s	ore/anno	%	m/s	ore/anno	%
0.0	8758.9	99.99	0.5	8555.6	97.67
1.0	8086.2	92.31	1.5	7504.3	85.67
2.0	6896.1	78.72	2.5	6314.2	72.08
3.0	5734.4	65.46	3.5	5185.5	59.20
4.0	4676.2	53.38	4.5	4212.5	48.09
5.0	3783.2	43.19	5.5	3379.3	38.58
6.0	3009.1	34.35	6.5	2660.0	30.36
7.0	2347.0	26.79	7.5	2060.6	23.52
8.0	1792.0	20.46	8.5	1540.6	17.59
9.0	1310.7	14.96	9.5	1112.6	12.70
10.0	936.4	10.69	10.5	777.1	8.87
11.0	645.9	7.37	11.5	536.0	6.12
12.0	442.6	5.05	12.5	365.1	4.17
13.0	299.9	3.42	13.5	242.1	2.76
14.0	198.9	2.27	14.5	162.2	1.85
15.0	133.1	1.52	15.5	111.8	1.28
16.0	95.4	1.09	16.5	79.6	0.91
17.0	65.5	0.75	17.5	56.1	0.64
18.0	44.7	0.51	18.5	35.5	0.41
19.0	29.3	0.33	19.5	24.7	0.28
20.0	20.8	0.24	20.5	17.7	0.20
21.0	13.9	0.16	21.5	11.2	0.13
22.0	8.0	0.09	22.5	6.2	0.07
23.0	4.7	0.05	23.5	3.5	0.04
24.0	2.4	0.03	24.5	1.4	0.02
25.0	0.8	0.01	25.5	0.2	0.00

Parametri della distribuzione di Weibull :			Vc = 5.67	k = 1.46
Parametri della velocità del vento calcolati con la distribuzione di Weibull:				
Vmed = 5.14 m/s	sqmV = 3.56 m/s	Vcub = 7.25 m/s		
Potenza specifica della vena fluida			Pv = 234 W/m2	

Esse possono anche essere rappresentate da una distribuzione di probabilità di Weibull, detta anche curva di durata teorica, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(V)=100 * \exp [-(V/V_c)^k],$$

dove:

$F(V)$ = % del tempo rispetto all'anno in cui dato valore è superato;

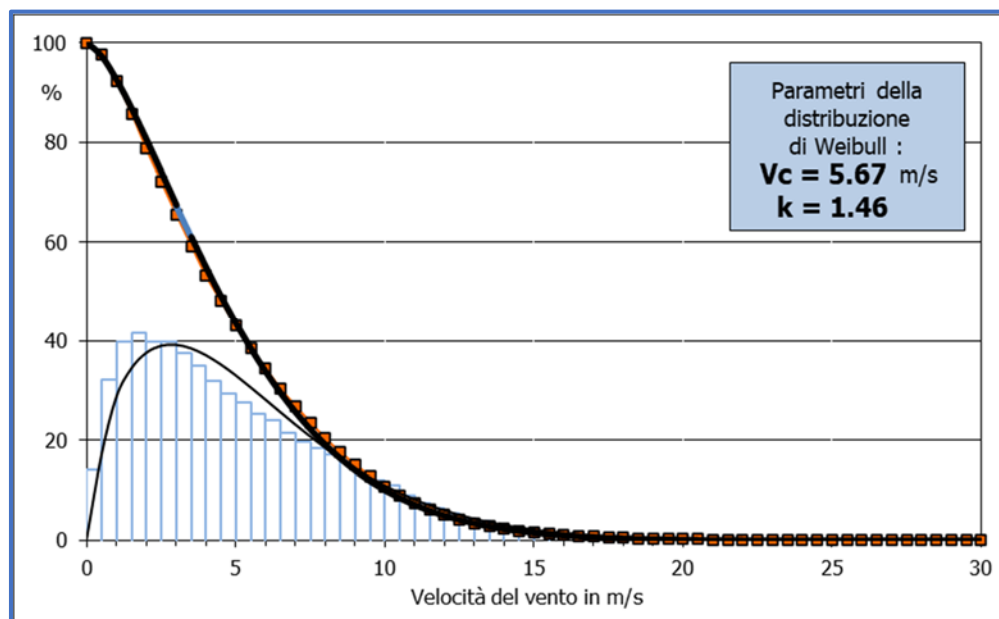
V = valore della velocità media nei 60 minuti;

V_c = valore della velocità caratteristica

K = fattore di forma

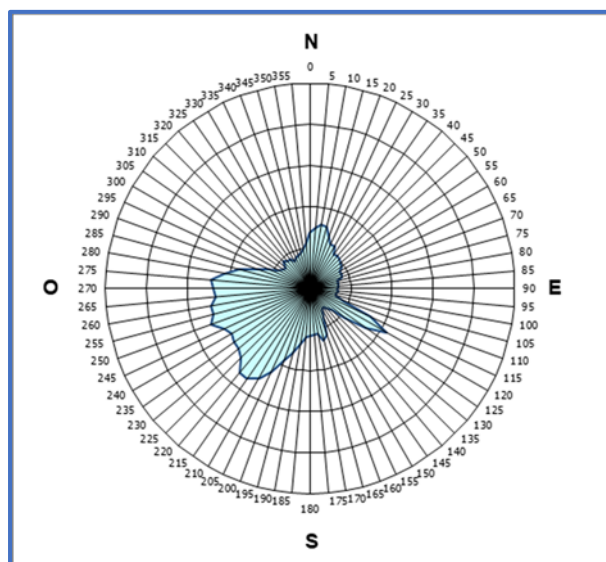
Questi ultimi parametri sono stimati mediante regressione dopo linearizzazione della distribuzione.

E' possibile anche rappresentare la distribuzione delle frequenze delle velocità del vento per intervalli di 0.5 m/s dei dati sperimentali (istogramma) e la corrispondente curva delle frequenze derivata dalla distribuzione di Weibull.



6.2 DISTRIBUZIONE DELLE FREQUENZE DELLE DIREZIONI DEL VENTO (ROSA DEI VENTI)

Il grafico sottostante rende evidente la distribuzione delle direzioni del vento rilevate, per settori di 5° sessagesimali. Non sono considerate le direzioni dei venti inferiori a 0.5 m/s (calme).



6.3 VENTOSITÀ PER SETTORI DI DIREZIONE

Nella seguente tabella sono riportate le risultanze delle elaborazioni dei dati riferite ai 12 settori nei quali è stato suddiviso l'angolo giro.

Sett.	%	n	Vmed (m/s)	sigV (m/s)	Vcub (m/s)	Vmax (m/s)	Pv (W/m ²)	
N	7.7	6924	3.52	1.95	4.59	18.9	59	
NNE	7.0	6327	3.95	2.51	5.40	18.7	96	
ENE	5.2	4716	3.17	2.04	4.35	12.3	50	
E	4.0	3606	3.21	2.50	4.84	17.5	69	
ESE	8.1	7319	8.08	5.23	10.89	25.9	789	
SSE	4.7	4222	6.00	4.08	8.17	18.4	333	
S	7.4	6653	5.14	3.98	7.57	20.4	264	
SSO	13.9	12497	4.88	3.22	6.71	20.2	184	
OSO	14.1	12681	5.60	2.92	6.97	19.3	206	
O	14.0	12535	6.95	3.30	8.31	22.2	350	
ONO	6.3	5689	6.15	3.79	8.10	19.0	324	
NNO	5.1	4566	3.50	2.03	4.60	14.4	60	
NoDir	0.0	0	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
Calme	2.3	2096	(velocità del vento minore o uguale a 0.5 m/s)					
Totale	=	89831	5.18	3.65	7.36	25.9	243	

Più precisamente nella tabella sono riportate le seguenti informazioni, avendo indicato con V_j l'i-esimo valor medio nei 60 minuti della velocità del vento nella sequenza totale di n valori:

- - colonna 1 : nome del settore da Nord a NNO in senso orario;
- - colonna 2 : frequenza percentuale della direzione del vento nei diversi settori;
- - colonna 3 : numero di rilievi registrati: n ;
- - colonna 4 : media aritmetica delle velocità : $V_{med} = \sum_i \frac{1}{n} \cdot V_i$
- - colonna 5 : scarto quadratico medio delle velocità : $sigV = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_i (V_i - V_{med})^2}$
- - colonna 6 : media cubica delle velocità : $V_{cub} = \sqrt[3]{\frac{1}{n} \cdot \sum_i V_i^3}$
- - colonna 7 : valore massimo della velocità : $V_{max} = \max_i \{V_i\}$
- - colonna 8 : potenza specifica media P_V , che rappresenta quella propria per unità di superficie ed

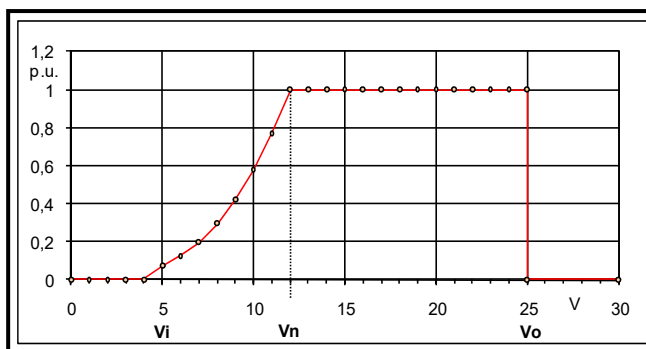
è funzione della densità dell'aria e della velocità cubica secondo la relazione: $P_V = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3$

Detta potenza nel tempo fornisce l'energia per unità di superficie che è possibile estrarre teoricamente dal vento. Moltiplicata per la superficie del rotore e opportunamente abbinata alla curva di potenza di un aerogeneratore determina la produzione attesa.

L'energia effettivamente producibile con un generatore eolico è tuttavia solo una frazione dell'energia sopra indicata. In particolare, la potenza generata P_g non segue, in funzione della velocità istantanea del vento V , un andamento cubico al pari di P_V , bensì un andamento modulato dal coefficiente di potenza C_p , pure dipendente dalla velocità e mai superiore al limite (di Betz) pari a 16/27:

$$P_V = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot S \cdot V^3$$

Il profilo che ne risulta (curva di potenza) differisce da macchina a macchina, anche se spesso si riscontrano strette analogie nell'andamento in funzione della velocità del vento. Si può infatti distinguere, in un profilo tipico, una velocità di cut-in, V_i , al di sotto della quale non si ha generazione ($P_g=0$). La potenza generata poi cresce con la velocità del vento fino alla velocità nominale, $V_{nominale}$, in corrispondenza della quale si raggiunge la potenza massima. Oltre tale velocità la potenza si mantiene nella maggioranza dei casi al valore massimo fino alla velocità di cut-out, V_o , oltre la quale non si ha generazione ($P_g=0$).



Dato comunque il profilo della potenza P_g generabile dalla macchina prescelta alle diverse velocità del vento, il calcolo della producibilità annua E_p della macchina ubicata nel punto della stazione si esegue integrando rispetto alla velocità del vento il prodotto tra la potenza generabile e la densità di probabilità della velocità del vento nel sito considerato.

7 VERIFICA STABILITA' NEL TEMPO DELLA SERIE DI DATI SATELLITARI

La verifica della rappresentatività nel tempo di una serie di dati anemometrici può essere effettuata utilizzando i dati di ventosità da una stazione anemometrica storica e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalla stessa stazione storica con quelli rilevati nel sito in cui si vuole verificare la velocità media annua di lungo periodo.

La metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti delle medie mensili contemporanee della stazione storica e della serie di dati da storicizzare considerando solo i dati validi con disponibilità del 70% per ogni mese considerato;
2. Correlazioni tra gli stessi dati contemporanei di velocità media mensile e verifica del coefficiente di correlazione;
3. Eventuale adeguamento della serie di dati sulla base della stima di ventosità di lungo periodo ottenuta con la retta di regressione più rappresentativa.

7.1 LA STAZIONE ANEMOMETRICA STORICA

La stazione storica di riferimento, denominata Storica 1 (cod. STO1) e ricadente nel Comune di Alghero, fa parte della rete anemometrica Meteo dell'Aviazione Militare.

Di tale stazione si dispongono dei dati elementari a partire dal 1980 fino al 2018 è quindi nota la sua ventosità di lungo periodo (oltre 35 anni)..

La stazione di Riferimento 1 ha le seguenti principali caratteristiche:

Ubicazione:

Provincia: **Sassari** - Comune: **Alghero**

Coordinate geografiche: Longitudine: **8.29° E**; Latitudine : **40,64° N**

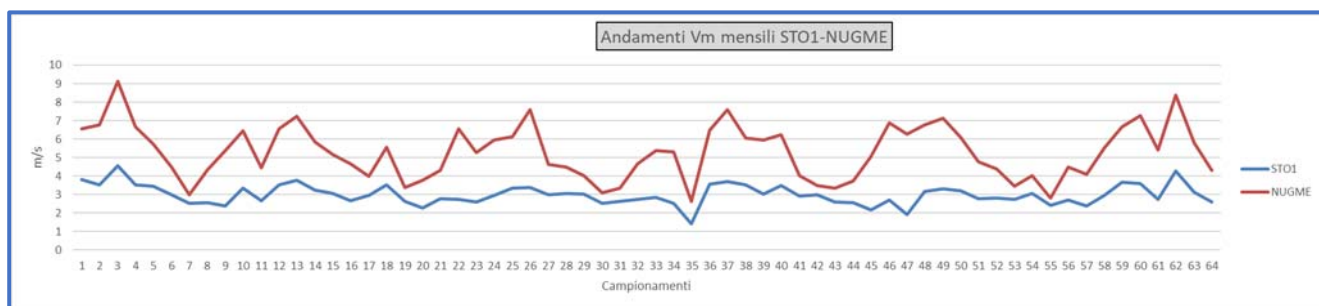
Altitudine (s.l.m.): **25 m**

Altezza misura (sls): **10 m**

Sulla base di tutti i dati disponibili della stazione di Riferimento 1, frutto di rilevazioni di oltre trentacinque anni, si calcola che la ventosità media è pari a **3.03 m/s** con una disponibilità di dati validi del 97%.

7.2 CONFRONTO DEGLI ANDAMENTI DELLE VELOCITÀ MEDIE MENSILI CONTEMPORANEE

Gli andamenti delle velocità medie mensili del vento, cioè la variazione nel tempo delle grandezze considerate, sono nel seguente grafico rappresentati:



Gli andamenti appaiono sufficientemente omogenei ed in sintonia a significare che le due località di misura sono sottoposte agli stessi regimi di vento.

7.3 CORRELAZIONI TRA I DATI DI VELOCITÀ MEDIA MENSILE

Per confermare le ipotesi di cui sopra sono stati correlati i dati di media mensile contemporanei i cui risultati sono di seguito riportati.

CORRELAZIONE TRA LE VELOCITÀ MEDIE MENSILI RILEVATE A:

Variabile X: TA di **ALGHERO** (codice: **STO1**) a 10 m dal suolo
 Variabile Y: TA di **NUGHEDU MERRA 2** (codice: **NUGME**) a 50 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = **0.747** (Regressione lineare con 64 punti)

($Y = A * X + B$): $A = 2.023$; $B = -0.745$ ($Y = C * X$): $C = 1.781$

$V \text{ media}(X) = 2.983$; $V \text{ media}(Y) = 5.291$ ($Y_m = R * X_m$): $R = 1.774$

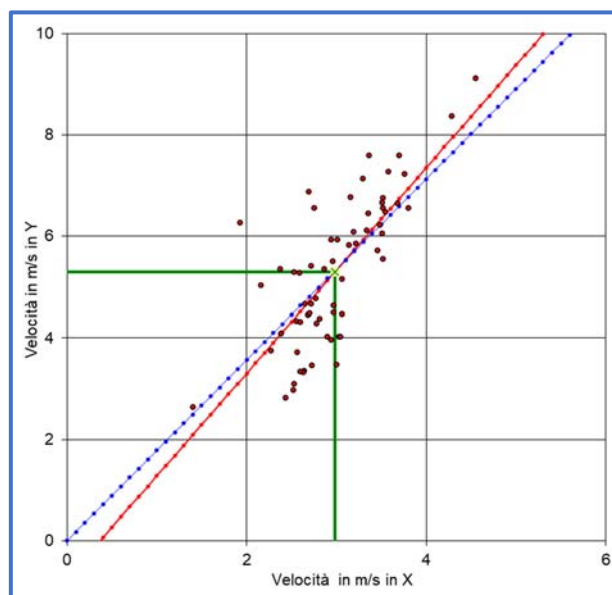
Valore Storico in (X) = **3.033 m/s** Valore Misurato in (Y) = **5.181 m/s**

Valore Storico in Y ($Y = A * X + B$) = **5.392 m/s** $k_s = 1.041$

Valore Storico in Y ($Y = C * X$) = **5.403 m/s** $k_s = 1.043$

Valore Storico in Y ($Y_m = R * X_m$) = **5.380 m/s** $k_s = 1.038$

$k_s = \text{Valore Storico in (Y)} / \text{Valore Misurato in (Y)}$



7.4 VALUTAZIONE DELLA VENTOSITÀ DI LUNGO PERIODO

I parametri delle rette di regressione ottenute (A e B; C) ed il rapporto tra le medie (R) possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi regimi di vento.

Pertanto, tali rette, intese come funzioni di trasformazione della intensità del vento da un punto all'altro dell'area, possono essere considerate valide anche nel tempo e quindi utilizzate per valutare la ventosità di lungo periodo del sito che ospita la stazione di cui si dispongono meno dati rispetto a quella ritenuta storica.

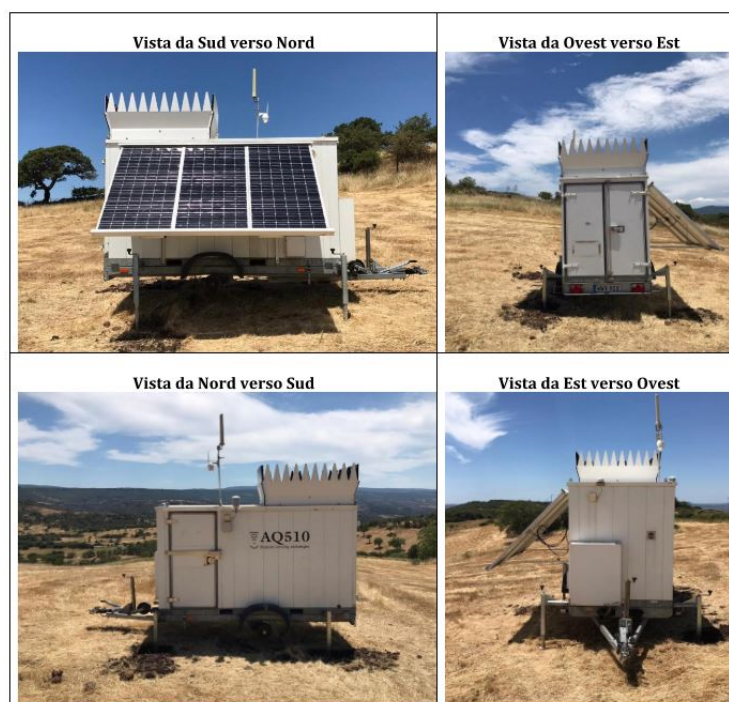
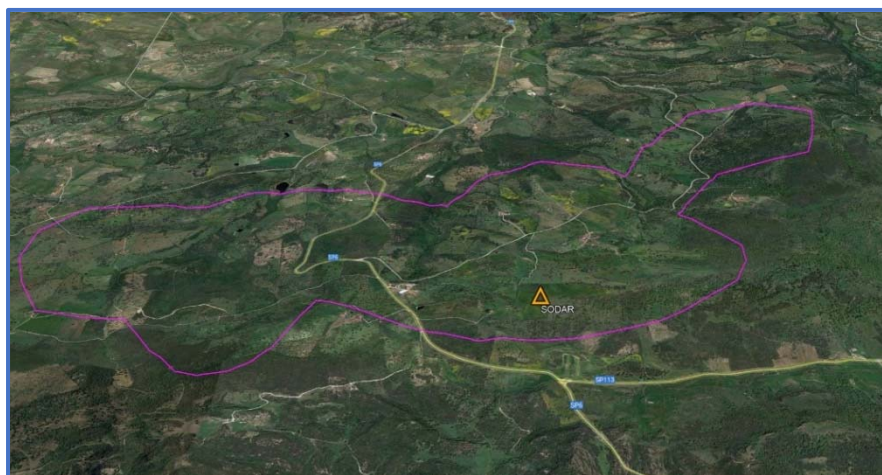
Come si può evincere dai risultati della storicizzazione, utilizzando i parametri a e b frutto della correlazione dei dati di media mensile, la velocità media annua stabile nel tempo di NUGME si stima sia pari a 5.39 m/s con un K_s di 1.04 ovvero 5.40 m/s e 5.38 m/s utilizzando rispettivamente i parametri C ed R.

Pur affidando al processo una certa dose di incertezza, in ragione di un coefficiente di correlazione non propriamente soddisfacente, ma valutando positivamente l'omogeneità dei tre coefficienti di storicizzazione si ritiene opportuno incrementare del 4% i valori di ventosità per poter considerare di lungo periodo la distribuzione di velocità da impiegare nel modello.

8 I DATI SODAR

Nel sito in oggetto, il 6 Giugno 2022, è stato installato un SODAR per la misura del gradiente al suolo del vento. La sua ubicazione è molto prossima (distanza di alcuni metri) al punto di misura dei dati satellitari di cui al Capitolo 5, così che risulta possibile un confronto diretto tra le due rilevazioni. Di seguito sono resi disponibili dati e un'immagine sulla sua localizzazione:

CODICE	COMUNE	PROV.	Altezza sls (m)	Coordinate UTM Fuso 32				Quota slm (m)
				WGS84		ED50		
				Latitudine	Longitudine	Latitudine	Longitudine	
SNUG1	NUGHEDU SAN NICOLO'	SS	da 40 a 200	4482140	492548	4482330	492629	602



I dati validi disponibili hanno una consistenza di circa 2 mesi, dal 7/6/2022 al 6/8/2022, e comprendono diversi livelli di misura dal suolo, da 40 a 200m, e risulteranno utili per la determinazione del gradiente al suolo qualora raggiungano una consistenza che comprenda un insieme di valori di ventosità per velocità e direzioni sufficientemente ampio. Il periodo a cui si riferiscono è infatti caratterizzato da basse velocità e di direzioni non rappresentative. Un estratto dai file delle rilevazioni originali dei tre livelli più bassi (40m-45m-50 m) è di seguito rappresentato:

Time	AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62		AG62			
	Battery Voltage	Temperature	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Vertical Wind Speed	Wind Direction	Wind Speed	Wind Speed	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2	Signal Noise C1	Signal Noise C2		
07/06/2022 12:00	12.37	27.2371	12.6901	10.6973	12.9677	12.9677	-0.026	328.2235	6.0059	1.937	11.5406	10.8879	11.6832	-0.5454	324.0945	6.1248	1.987	12.8901	11.7251	12.1482	-0.5439	324.2425	6.2328	1.8971								

Oltr' a tre grandezze di controllo (intensità del segnale sonoro), nella serie si individuano, per ogni livello di misura, le seguenti grandezze registrate come media dei 10 minuti dei campionamenti effettuati:

- Tensione del sistema di alimentazione in Volt
- Temperatura ambiente in Gradi centigradi
- Velocità della componente verticale del vento in m/s
- Direzione del vento in gradi sessagesimali (0° a Nord)
- Velocità del vento in m/s
- Deviazione standard della velocità del vento in m/s

L'insieme di dati è composto da 33 livelli di misura, ogni 5 m da 40m a 200 m sls.

Le principali specifiche tecniche del SODAR utilizzato, l'AQ510 prodotto dalla AQSystem, AB sono rese disponibili nella seguente immagini:

DEMOENERGIA 2050 srls
Via Valderia 14
23811 Ballabio (LC)
P IVA: 03872440130
demoenergia@pec.it

AQ 510 Specification



Technical Data

Measurement range	40 - 200m (optional 300m)
Height resolution	5m
No of measurement heights	33
Accuracy horizontal wind speed	±2%
Data availability	>98%@100m, >92%@150m, >85%@200m
Wind speed range	0 to 40 m/s
Mean value period	10 min
Transmitting frequency	4 300 Hz (optional 3 144 Hz)
Operating temperature range	-40 to 60°C
Operating humidity range	0 to 100% RH
Data transfer	GPRS standard, opt Satellite
Power consumption	30W

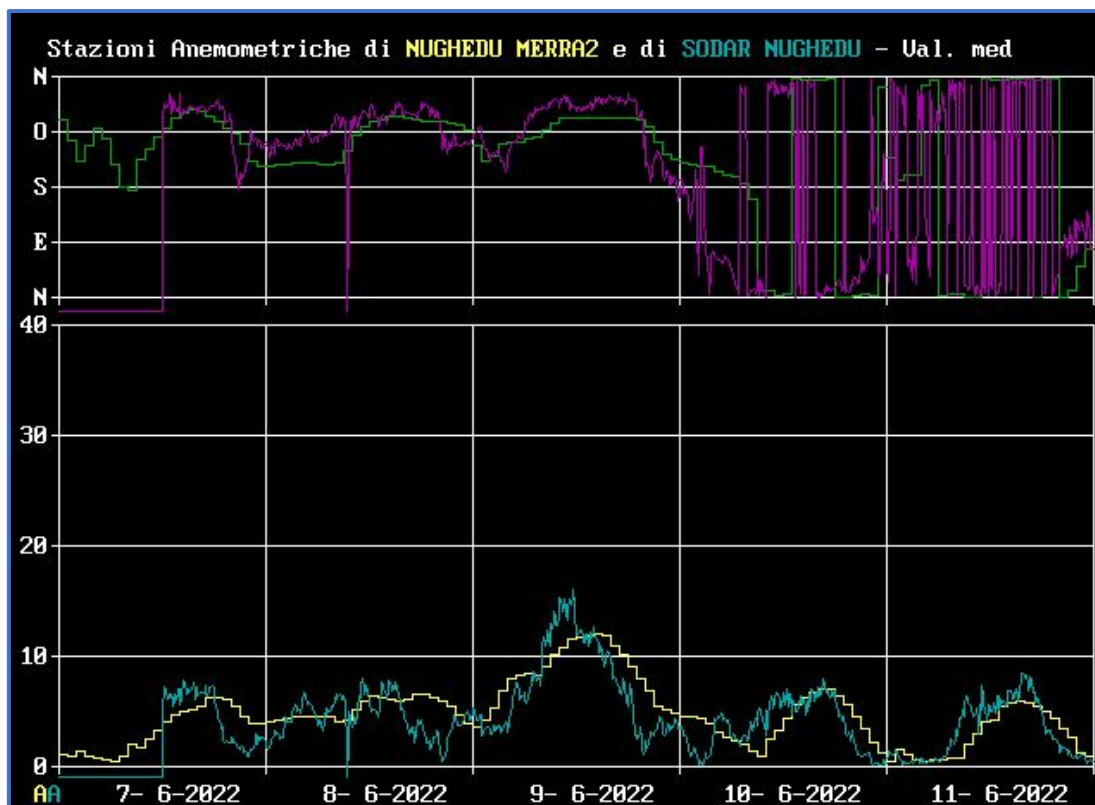
Dimension

AQ 510 SA	1.8m (h) 1.02m (dia) - 120 kg
Warm winter kit	0.6m (h) 0.6m (w) 1.02 (l) 90kg
Mild winter kit	0.6m (h) 0.6m (w) 1.02 (l) 170kg
Cold winter kit	2m (h) 1.6m (w) 3.4 (l) 800kg
Trailer platform system	0.7m (h) 1.9m (w) 3 (l) 195kg

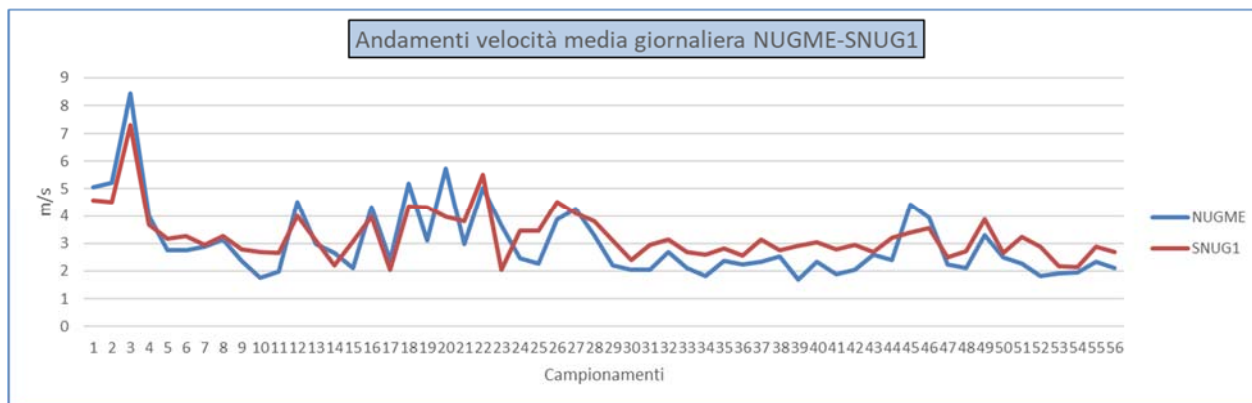
9 CONFRONTO DATI SODAR-DATI SATELLITARI

Seppur il periodo contemporaneo di rilevazioni sia piuttosto breve e caratterizzato da regimi non tipici dell'area considerata, al fine di confrontare i dati della serie del SODAR con quelli satellitari per valutarne la loro rappresentatività nel tempo, sono state presi in considerazione quelli di pari altezza dal suolo (50m).

Nell'immagine seguente sono rappresentati i dati elementari (media dei 10 minuti per il SODAR, e media oraria per i dati satellitari) dei primi cinque giorni di rilevazione del SODAR. Si contadistinguono in azzurro la velocità e in viola la direzione del vento registrato dal SODAR, in giallo e verde analoghe grandezze per i satellitari.



Gli andamenti delle velocità medie giornaliere del vento, cioè la variazione nel tempo delle grandezze considerate per il periodo disponibile (circa due mesi), sono rappresentati nel seguente grafico:



Le stesse medie giornaliere giornaliere contemporanee sono state anche correlate tra loro al fine di valutare l'allineamento temporale della serie del SODAR considerando storica quella dei dati satellitari. Di seguito le risultanze:

CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE GIORNALIERE RILEVATE A:

Variabile X: **NUGHEDU MERRA 2** (codice: **NUGME**) a 50 m dal suolo
 Variabile Y: **SODAR NUGHEDU** (codice: **SNUG1**) a 50 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = **0.850** (Regressione lineare con 57 punti)

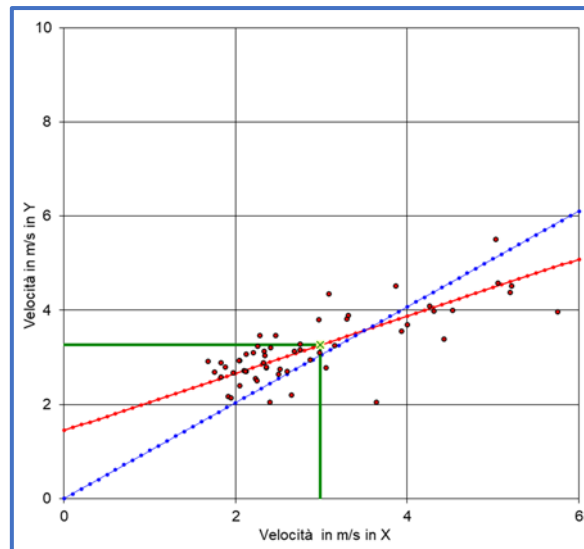
(Y = A * X + B) : A = 0.607 ; B = 1.445 **(Y = C * X) : C = 1.018**

V media(X) = 2.990 ; V media(Y) = 3.259 **(Ym = R * Xm) : R = 1.090**

Valore Storico in (X) = **5.181 m/s** Valore Misurato in (Y) = **3.775 m/s**

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 4.588 m/s **ks = 1.215**
Valore Storico in Y (Y=C * X) = 5.273 m/s **ks = 1.397**
Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 5.647 m/s **ks = 1.496**

ks = Valore Storico in (Y) / Valore Misurato in (Y)



Il coefficiente di correlazione non risulta essere particolarmente soddisfacente e i tre coefficienti di storicizzazione, frutto delle due rette di regressione e del rapporto tra le medie di velocità del periodo contemporaneo, appaiono di scarsa omogeneità. Per tale motivo non si ritiene adeguato procedere ad una storicizzazione dei dati del SODAR.

10 IL LAYOUT DI IMPIANTO

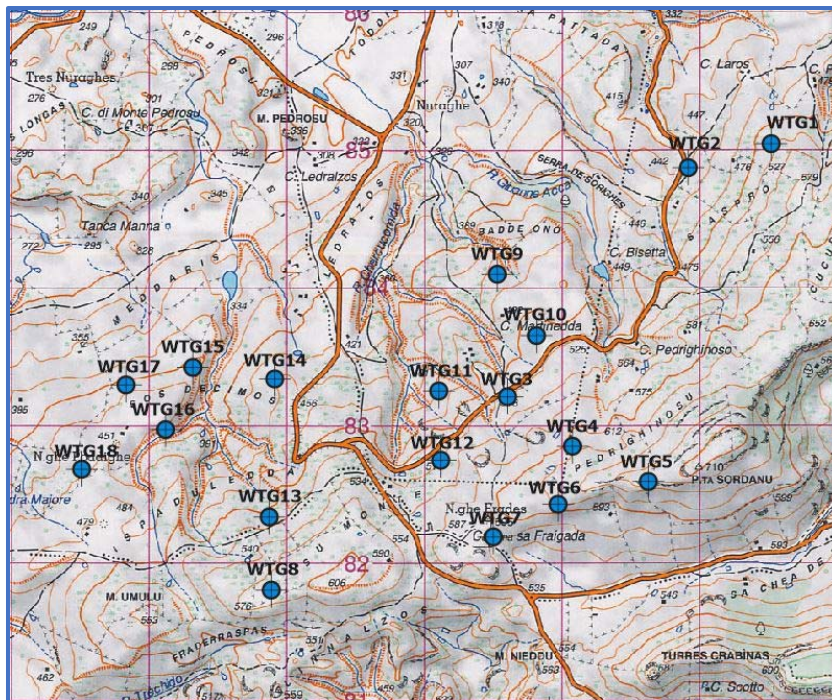
L'impianto è costituito da diciotto turbine di grande taglia, cioè con rotore esteso e di consistente potenza nominale, alla stregua di quelle recentemente impiegate nei moderni progetti di impianti eolici. Per quanto qui di interesse, per layout di impianto si intende unicamente la localizzazione delle turbine in progetto tra loro e rispetto al territorio, con particolare attenzione alla loro elevazione sul livello del mare.

Nella seguente tabella le coordinate delle turbine sono espresse nei sistemi cartesiani (UTM) più utilizzati in Italia. Le quote sono derivate con dalla loro localizzazione nella modellazione territoriale di seguito descritta.

AG	UTM ED50		UTM WGS84		ALTITUDINE m (slm)
	Long. X	Lat. Y	Long. X	Lat. Y	
WTG1	494524	4485069	494443	4484879	517
WTG2	493909	4484878	493828	4484688	432
WTG3	492600	4483215	492519	4483025	529
WTG4	493072	4482857	492991	4482667	612

WTG5	493626	4482609	493545	4482419	659
WTG6	492975	4482434	492894	4482244	616
WTG7	492501	4482194	492420	4482004	580
WTG8	490883	4481811	490802	4481621	566
WTG9	492529	4484104	492448	4483914	459
WTG10	492813	4483660	492732	4483470	512
WTG11	492097	4483260	492016	4483070	453
WTG12	492115	4482755	492034	4482565	525
WTG13	490872	4482334	490791	4482144	509
WTG14	490911	4483337	490830	4483147	440
WTG15	490321	4483430	490240	4483240	400
WTG16	490122	4482978	490041	4482788	423
WTG17	489831	4483296	489750	4483106	403
WTG18	489503	4482685	489422	4482495	445

Nella seguente immagine l'impianto in progetto è rappresentato su cartografia IGMI Serie 50 (1:50.000).

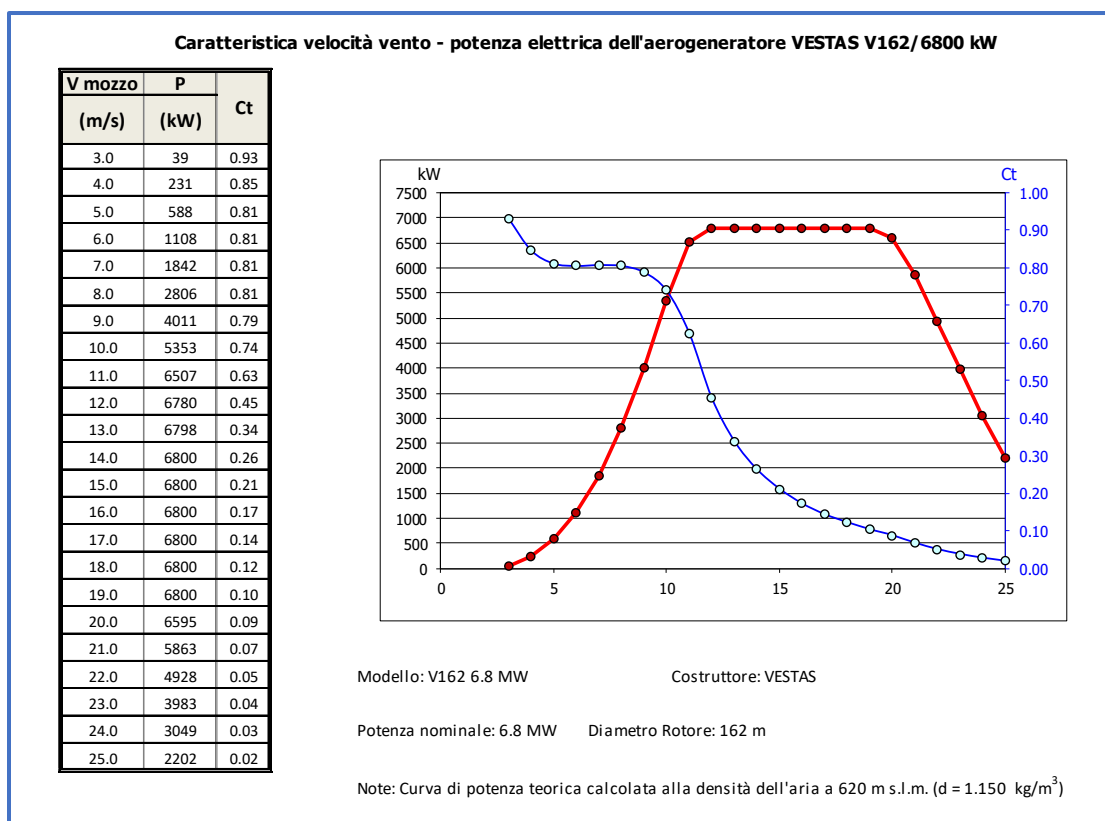


11 L'AEROGENERATORE

L'aerogeneratore impiegato nel progetto è una macchina di grande taglia, di nuova concezione, con una buona altezza di mozzo e con rotore di ampie dimensioni. Trattasi della VESTAS V162 prodotta dal costruttore danese omonimo. Tale turbina, a parità di dimensioni fisiche, è disponibile in campo con potenza nominale da 6.2 MW a 7.2 MW. Nel caso specifico è previsto l'impiego di n°14 turbine da 6.8 MW e n°4 turbine da 7.2 MW. Le principali caratteristiche tecniche sono di seguito esposte:

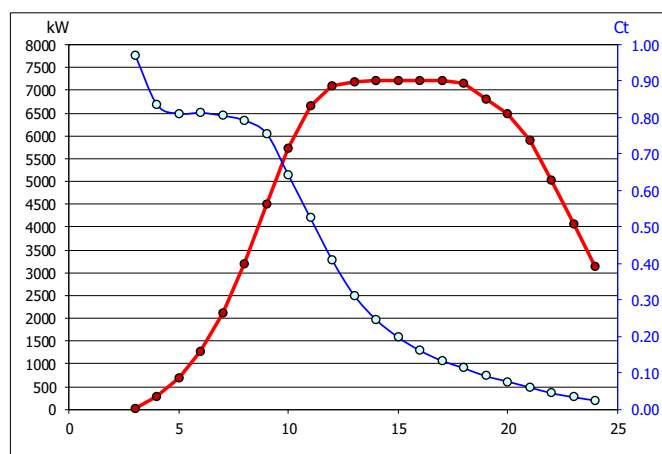
- Potenza nominale = 6.800 o 7.200 kW
- Velocità di cut-in = 3 m/s
- Velocità di cut-out = 25 m/s per la 6.8 MW e 24m/s per la 7.2 MW
- Diametro rotore = 162 m
- Area spazzata = 20.600 m²
- Altezza mozzo = 119 m

Le loro curve di potenza, così come fornite dal Costruttore, necessarie per le successive valutazioni di produzione attesa sono state calcolate ad una densità dell'aria di 1.150 kg/m³ corrispondente ad una quota di 620m slm (quota media del mozzo). Esse vengono nel seguito rappresentate, sia in forma tabellare, sia grafica:



Caratteristica velocità vento - potenza elettrica dell'aerogeneratore VESTAS V162/7200 kW

V mozzo (m/s)	P (kW)	Ct
3.0	32	0.97
4.0	268	0.84
5.0	680	0.81
6.0	1277	0.81
7.0	2109	0.81
8.0	3191	0.79
9.0	4517	0.76
10.0	5734	0.64
11.0	6663	0.53
12.0	7108	0.41
13.0	7192	0.31
14.0	7200	0.25
15.0	7200	0.20
16.0	7200	0.16
17.0	7200	0.13
18.0	7142	0.11
19.0	6793	0.09
20.0	6481	0.08
21.0	5914	0.06
22.0	5025	0.05
23.0	4071	0.03
24.0	3139	0.02



Modello: V162 7.2 MW

Costruttore: VESTAS

Potenza nominale: 7.2 MW

Diametro Rotore: 162 m

Note: Curva di potenza teorica calcolata alla densità dell'aria a 620 m s.l.m. ($\rho = 1.150 \text{ kg/m}^3$)

12 MODELLO DI CALCOLO

Le elaborazioni di seguito svolte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WASP ver.10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal RISO (Risoe National Laboratory) basato su un modello matematico del flusso del vento.

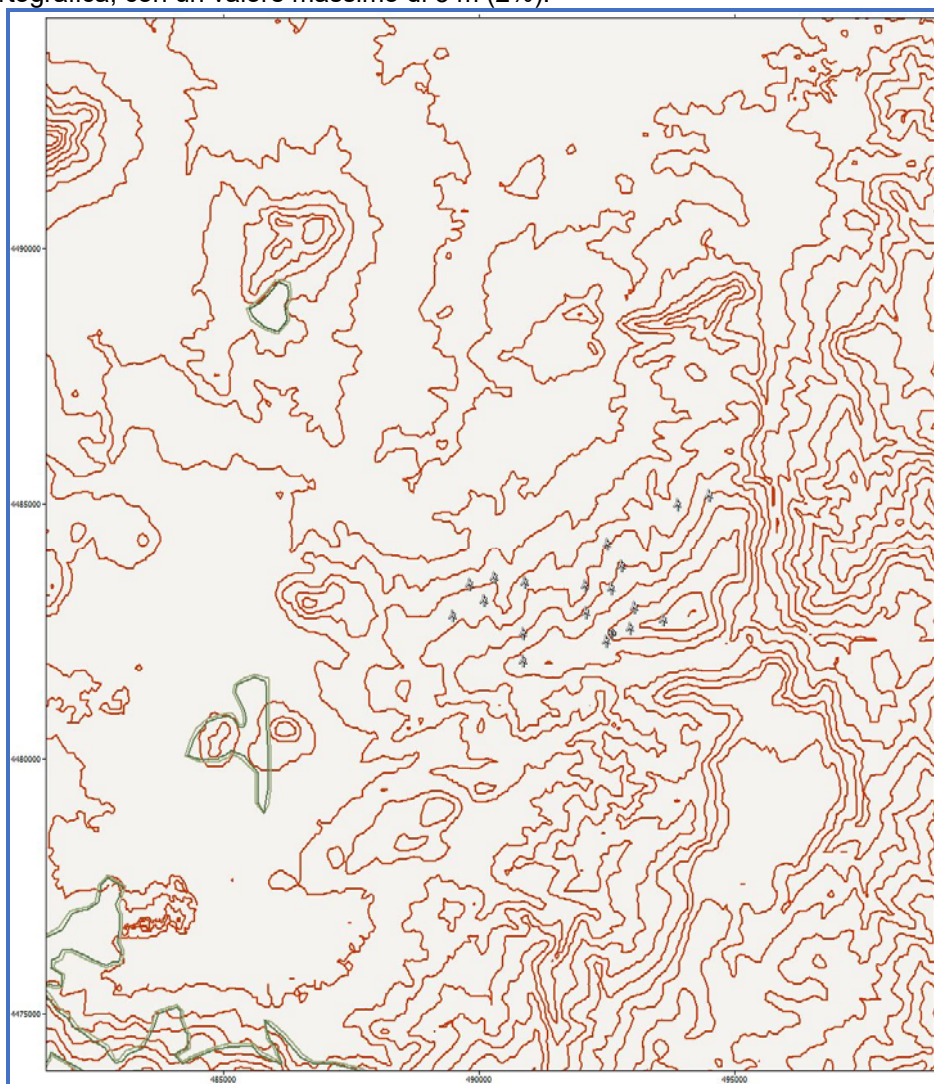
Il modello, che necessita in ingresso di una mappa contenente curve isometriche di quota e di rugosità nonché di dati anemometrici di un definito punto del territorio (possibilmente centrato nella mappa considerata e ad una buona altezza dal suolo), calcola dapprima il vento geostrofico indisturbato ad una consistente altezza dal suolo (Atlas) e costruisce poi un campo di vento alla quota di interesse (quella del mozzo) mediante algoritmi che calcolano punto per punto, in un sistema x,y,z, le accelerazioni e le decelerazioni della vena fluida tenendo conto per ogni direzione delle variazioni di quota e di rugosità (e la presenza di eventuali ostacoli).

12.1 MAPPA TERRITORIALE

L'area di applicazione del modello è stata nel nostro caso pari a circa 750 km^2 , un rettangolo di $30 \times 25 \text{ km}$ con curve di livello con passo a 50 m, ed in alcune sue parti di interesse a 25 m, centrato sull'impianto in progetto. Di seguito se ne riporta l'immagine della sua parte centrale.

La rugosità inserita nella mappa è stata desunta da immagini satellitari e riguarda in particolare le formazioni boschive (indice di 0.15-0.20), i centri abitati (0.50) e i centri industriali (0.80) nonché gli specchi

d'acqua (0.00). La totalità restante dell'area ha una rugosità di 0.03, valida per pascoli e coltivazioni basse. Le altitudini alle quali ricadono il punto di misura e le turbine in progetto risultano leggermente diverse rispetto alla misura cartografica, con un valore massimo di 3 m (2%).



12.2 DATI ANEMOMETRICI IN INGRESSO AL MODELLO

In prima battuta, in ingresso al modello sarà inserita la serie di dati satellitari sulla base delle considerazioni di cui al Capitolo 6 e al Capitolo 7. Una sintesi delle principali caratteristiche della serie di dati è resa disponibile nella seguente tabella:

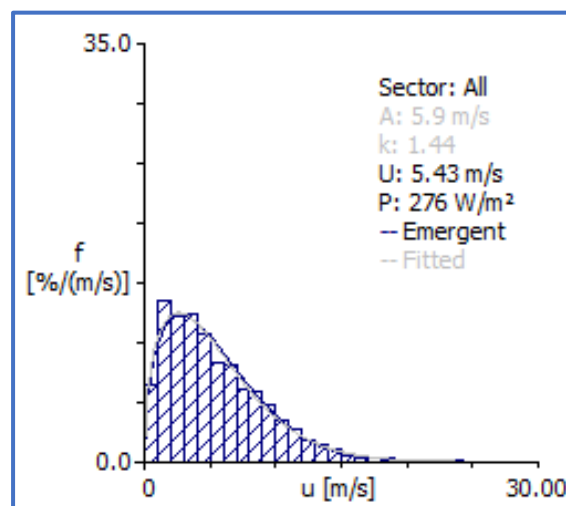
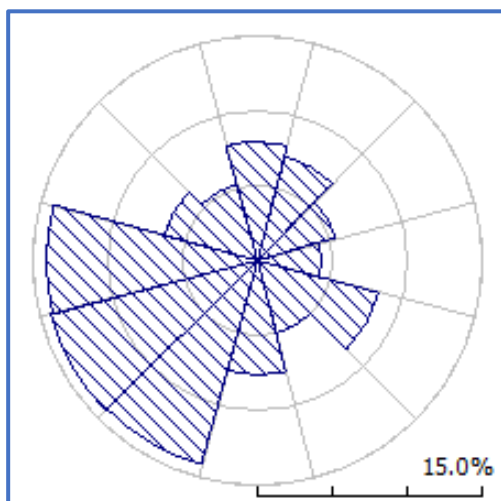
CODICE	COMUNE	PROV.	Altezza sls	Durata monitoraggio	Vm periodo di monitoraggio	Disponibilità dati validi	Vm Lungo periodo
			(m)	(mesi)	(m/s)	(%)	(m/s)
NUGME	NUGHEDU SAN NICOLO'	SS	50	123	5.18	100	5.39

Le serie di dati sono fornite al modello come distribuzione per bin di velocità (di 1 m/s) e per direzione (12 settori di 30° sess ovvero 8 settori di 45° sess.) come di seguito rappresentato nelle seguente tabella. La numerosità dei campionamenti di ogni casella è espressa in millesimi.

NUGME - NUGHEDU SAN NICOLO DISTRIBUZIONE VENTOSITA' IN INGRESSO AL MODELLO a 50 m sls

Bin	N	N-NE	NE-E	E	E-SE	SE-S	S	S-SO	SO-O	O	O-NO	NO-N	Totale
Velocità	Settore 1	Settore 2	Settore 3	Settore 4	Settore 5	Settore 6	Settore 7	Settore 8	Settore 9	Settore 10	Settore 11	Settore 12	
m/s	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰
1	56	62	97	176	85	140	96	42	32	24	61	76	65
2	151	165	255	304	69	119	221	148	70	54	112	177	134
3	222	185	217	120	41	78	115	163	81	59	78	173	121
4	234	194	157	108	54	81	82	131	123	69	89	227	124
5	158	120	95	85	64	69	69	99	147	85	96	168	106
6	77	83	60	49	72	59	54	87	121	89	88	72	82
7	46	66	52	56	84	71	53	81	127	101	95	39	80
8	20	32	25	34	73	59	48	59	86	102	61	24	60
9	11	31	21	26	76	56	54	50	73	119	72	16	58
10	9	20	9	19	68	53	45	44	50	101	65	12	48
11	6	17	7	14	45	50	43	31	30	68	49	6	34
12	5	12	4	6	43	54	33	23	23	54	40	6	28
13	3	7	1	3	36	49	28	16	14	29	28	2	19
14	1	5	0	1	34	25	22	10	10	20	23	2	13
15	0	1	0	0	33	17	20	7	6	13	14	1	10
16	1	0	0	0	21	9	7	4	5	7	11	0	6
17	0	0	0	0	20	5	5	2	2	3	8	0	4
18	0	0	0	0	20	3	2	1	1	2	4	0	3
19	0	0	0	0	15	2	1	1	1	1	3	0	2
20	1	0	0	0	13	0	0	1	0	1	2	0	2
21	0	0	0	0	8	0	0	0	0	1	0	0	1
22	0	0	0	0	9	0	0	0	0	0	0	0	1
23	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	1
24	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Tale distribuzione è così interpretata dal modello, in termini di rosa dei venti e di ventosità:



13 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

13.1 VERIFICA DELL'APPROSSIMAZIONE DELLA CURVA DI WEIBULL

Il codice di calcolo WAsP (*ver. 10.2*) utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione. Le differenze introdotte in termini di velocità media e di energia della vena fluida per i dati di input, sono riportate nella tabella che segue.

	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	5.39	5.43	+0.7%
Mean power density	W/m ²	275	276	+0.4%

A giudicare dalle discrepanze risultanti, le distribuzioni della velocità del vento denotano una buona stabilizzazione dei dati di vento secondo una lineare distribuzione di Weibull.

Un'ulteriore verifica consiste nel quantificare l'entità delle approssimazioni dovute al calcolo tramite il confronto tra il valore della velocità media e della potenza della vena fluida in input (distribuzione di Weibull) e quelli stimati dal modello nello stesso punto spaziale dell'anemometro sulla base dei parametri che definiscono l'Atlas (self prediction).

I risultati di questa prova sono stati i seguenti:

	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4.39	5.46	+1.2%
Mean power density	W/m ²	275	279	+1.4%

Le differenze riscontrate sono ampiamente nel range di quelle attese per questo tipo di modellazione.

13.2 VERIFICA DEL GRADIENTE AL SUOLO DELLA VELOCITÀ DEL VENTO

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. Detto parametro varia in ogni punto del territorio in funzione della morfologia e della rugosità del terreno e assume valori diversi per ogni direzione. Varia inoltre per range di velocità del vento nonché lungo le diverse altezze dal suolo.

La verifica nel caso in oggetto consiste nel confrontare il valor medio del gradiente stimato dal modello nel range di altezza dal suolo che va da 50 a 200 m (fascia di maggior interesse) nei punti di installazione degli aerogeneratori, rispetto a quelli attesi sulla base dell'esperienza e della conoscenza del territorio (valori attesi compresi tra 0.15 e 0.25).

La relazione che permette di stimare tale velocità è del tipo esponenziale ed è riportata nella seguente formula:

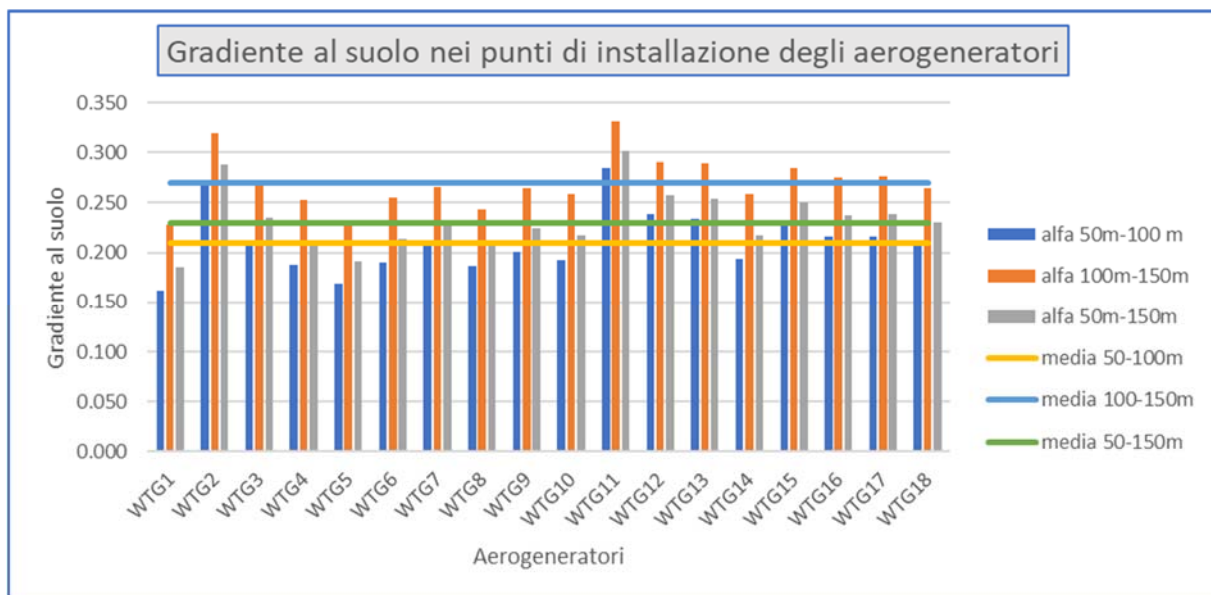
$$V_2 / V_1 = (h_2 / h_1)^{\alpha}$$

dove α è il gradiente della velocità del vento al suolo, V_2 e V_1 sono le velocità del vento rilevate alle corrispondenti altezze dal suolo h_2 e h_1 .

Nella seguente tabella, vengono resi disponibili i valori del gradiente al suolo stimati dal modello nel punto di ubicazione di ogni aerogeneratore per tre diversi range di altezze dal suolo.

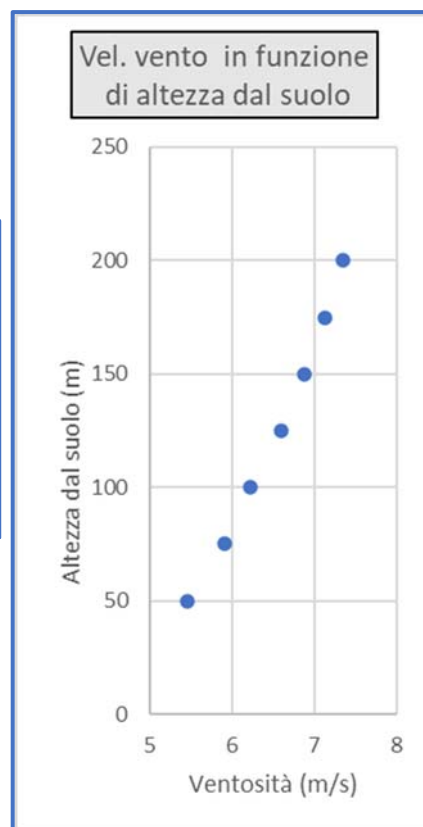
Dal loro esame si evidenzia una sostanziale omogeneità ed una buona aderenza alla specifica localizzazione della turbina rilevando una diminuzione rispetto alla media nel caso di esposizione della turbina in condizione di sommità e un aumento per posizioni più depresse e/o nelle vicinanze di ostacoli/rugosità.

N° WTG	Gradiente al suolo		
	50-100	100-150	50-150
WTG1	0.162	0.227	0.186
WTG2	0.271	0.320	0.289
WTG3	0.213	0.273	0.235
WTG4	0.188	0.252	0.212
WTG5	0.169	0.228	0.191
WTG6	0.190	0.255	0.214
WTG7	0.207	0.266	0.229
WTG8	0.186	0.243	0.207
WTG9	0.201	0.264	0.224
WTG10	0.193	0.258	0.217
WTG11	0.284	0.332	0.302
WTG12	0.239	0.290	0.258
WTG13	0.234	0.289	0.255
WTG14	0.194	0.259	0.218
WTG15	0.230	0.285	0.250
WTG16	0.216	0.275	0.238
WTG17	0.217	0.276	0.239
WTG18	0.209	0.264	0.230
Media	0.211	0.270	0.233
min	0.162	0.227	0.186
MAX	0.284	0.332	0.302
SQM	0.032	0.027	0.030



L'analisi del gradiente al suolo nel punto di misura (verticale del punto corrispondente alla serie di dati NUGME) ha consentito di verificare una sostanziale omogeneità dei valori riscontrati con quelli dei punti di localizzazione degli aerogeneratori; di seguito si rendono disponibili le risultanze:

H sls (m)	Velocità vento (m/s)	Gradiente al suolo nel punto di misura						0.214	
50	5.46	0.195	0.178	0.259	0.236	0.232	0.214		
75	5.91								
100	6.22	0.236	0.232	0.228	0.228	0.214			
125	6.59								
150	6.88	0.228	0.228	0.228	0.228				0.214
175	7.13								
200	7.35	0.228	0.228	0.228	0.228				



Alla luce di questa analisi si ritiene opportuno utilizzare, nel proseguo delle valutazioni, la distribuzione di ventosità diponibile a 50 m sls estrapolata a 120 m dal suolo con un gradiente di 0.20 che corrisponde al valore stimato dal modello tra 50 e 120m (altezza prossima a quella del mozzo) nel punto di misura.

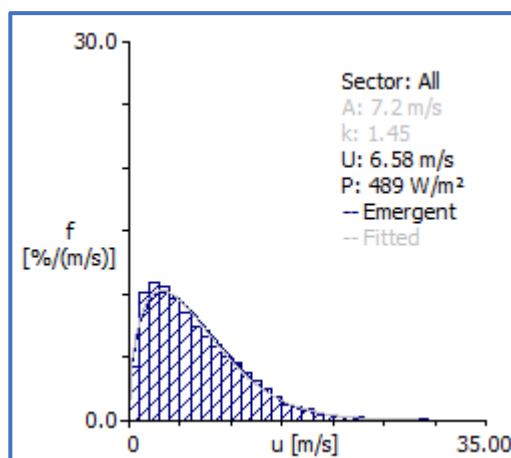
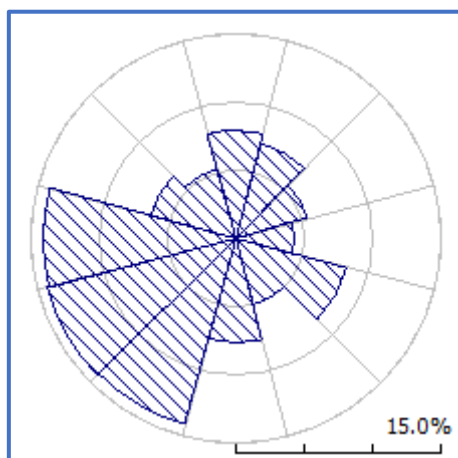
Ne deriva che, nel proseguo, la serie di dati sarà fornita al modello come distribuzione per bin di velocità e per direzione come di seguito rappresentato.

NUGME - NUGHEDU SAN NICOLO

DISTRIBUZIONE VENTOSITA' IN INGRESSO AL MODELLO ESTRAPOLATA A 120 m sls

Bin	N	N-NE	NE-E	E	E-SE	SE-S	S	S-SO	SO-O	O	O-NO	NO-N	Totale
Velocità	Settore 1	Settore 2	Settore 3	Settore 4	Settore 5	Settore 6	Settore 7	Settore 8	Settore 9	Settore 10	Settore 11	Settore 12	
m/s	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰	‰
1	37	37	63	112	59	99	59	25	21	17	42	48	42
2	97	116	183	269	75	126	176	97	49	36	82	127	101
3	162	153	208	152	38	68	145	142	67	48	85	156	109
4	209	165	173	100	39	71	80	134	77	55	68	164	106
5	178	151	115	84	44	64	62	96	105	56	72	176	97
6	129	96	72	67	51	54	55	79	119	68	77	138	85
7	78	73	58	49	62	54	50	78	110	78	77	72	75
8	38	58	45	45	66	56	44	68	107	79	81	39	67
9	28	42	30	35	68	53	43	59	87	84	61	25	58
10	13	28	21	25	64	49	40	48	68	95	60	16	51
11	9	22	15	23	61	47	44	39	55	94	56	13	46
12	7	15	6	14	54	42	35	35	40	82	51	8	38
13	5	15	8	13	39	44	40	28	28	63	44	6	31
14	4	11	3	7	40	44	31	21	22	49	35	5	25
15	4	8	1	3	31	43	24	17	13	32	28	3	18
16	1	5	1	2	27	33	19	9	10	20	19	1	13
17	0	3	0	1	28	19	18	8	8	16	20	2	11
18	0	1	0	0	28	16	17	6	5	11	13	0	8
19	1	1	0	0	19	8	9	5	4	7	9	0	6
20	0	0	0	0	17	5	5	1	3	3	8	0	4
21	0	0	0	0	16	3	4	1	2	3	5	0	3
22	0	0	0	0	15	3	1	1	1	1	3	0	2
23	0	0	0	0	14	1	1	1	1	1	3	0	2
24	1	0	0	0	12	0	0	1	0	1	2	0	1
25	0	0	0	0	7	0	0	0	0	1	0	0	1
26	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	1
27	0	0	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	1
28	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0	0	0	1
29	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0

Tale distribuzione è così interpretata dal modello, in termini di rosa dei venti e di ventosità:



14 PRODUZIONE ANNUA LORDA ATTESA

Dopo la costruzione del campo di vento, il modello, per ogni punto del territorio e ad ogni altezza dal suolo, stima la ventosità in termini di velocità e di contenuto energetico corrispondente ad una distribuzione per ogni settore di direzione. Se a questa ventosità viene abbinata una determinata curva di potenza, il modello è in grado di restituire una produzione lorda attesa da data turbina per unità di tempo (media annua).

In sintesi si ricorda che i dati forniti sono quelli satellitari di NUGME dopo la loro elaborazione statistica (Cap.6) e la loro storicizzazione (Cap.7) estrapolati a 120 m sls, che la mappa è quella descritta nel Cap. 12.1 e che le curve di potenza sono quelle della VESTAS V162 da 6.8 MW e 7.2 MW di cui al Cap. 11. Le coordinate delle macchine sono quelle fornite dal Committente riportate al sistema UTM ED50 in linea con la mappa territoriale disponibile. Le quote degli aerogeneratori sono frutto dell'interpolazione che il modello esegue sulla base delle curve di livello della mappa stessa.

Su queste basi, per il caso in oggetto, i risultati della modellazione sono riportati nella seguente tabella:

ID	Potenza nominale MW	Coordinate UTM ED50		Quota base sostegno m (slm)	Altezza mozzo m (sls)	Vm (al mozzo) m/s	PRODUZIONE MEDIA ANNUA	
		Longitud.	Latitud.				Prod. Lorda GWh/anno	Ore annue equiv. (GWh/GW)
WTG1	6.8	494524	4485069	517	119	6.76	19.929	2931
WTG2	6.8	493909	4484878	432	119	5.90	16.258	2391
WTG3	6.8	492600	4483215	529	119	6.37	18.426	2710
WTG4	7.2	493072	4482857	612	119	6.73	21.607	2992
WTG5	7.2	493626	4482609	659	119	7.00	22.695	3152
WTG6	7.2	492975	4482434	616	119	6.66	21.189	2944
WTG7	7.2	492501	4482194	580	119	6.47	20.289	2818
WTG8	6.8	490883	4481811	566	119	6.67	19.655	2890
WTG9	6.8	492529	4484104	459	119	6.29	18.046	2654
WTG10	6.8	492813	4483660	512	119	6.44	18.709	2751
WTG11	6.8	492097	4483260	453	119	5.85	16.007	2354
WTG12	6.8	492115	4482755	525	119	6.19	17.476	2568
WTG13	6.8	490872	4482334	509	119	6.30	18.037	2652
WTG14	6.8	490911	4483337	440	119	6.24	17.892	2631
WTG15	6.8	490321	4483430	400	119	6.02	16.801	2471
WTG16	6.8	490122	4482978	423	119	6.13	17.349	2552
WTG17	6.8	489831	4483296	403	119	6.12	17.303	2545
WTG18	6.8	489503	4482685	445	119	6.30	18.143	2668
MEDIE				504	119	6.36	18.656	2708*
TOTALI	124						335.811	<i>* Rapporto P.lorda Tot./P nom. Imp.</i>

15 PRODUZIONE NETTA ATTESA

La produzione attesa di cui sopra non tiene conto delle tipiche perdite d'impianto che in questa fase di progettazione sono di incerta valutazione ma possono essere così stimate:

- Perdite elettriche di trasformazione e di trasmissione = 2.0%

- Perdite per indisponibilità alla produzione (guasti/assenza rete, guasti aerogeneratore, manutenzioni ordinarie/straordinarie, ecc) = 2.0%
- Perdite per effetto scia =7.5%

Considerando che le perdite agiscono in modo combinato sul valore di produzione, considerando il valor medio delle stime, complessivamente deve essere considerata una perdita del 11.1% circa.

Ne deriva che la stima della produzione media netta annua attesa dall'impianto (P50%) corrisponde a:

Producibilità netta teorica attesa dall'impianto eolico di SA COSTA					
IMPIANTO	Potenza nominale [MW]	P Lorda GWh/anno	Perdite d'impianto [%]	P Netta [GWh/anno]	Ore eq. (GWh/GW)
18 AG					
VESTAS V162	124.0	335.811	11.1	298.536	2408

16 ANALISI DELLE INCERTEZZE DEI PROCESSI APPLICATI

Ciascuno dei processi messi in atto per la valutazione di producibilità in questo studio è affetto da incertezze che possono, nei limiti del possibile, essere quantificate almeno a livello di stime. Ciò consente di approssimare i risultati con atteggiamento statistico per considerarli in termini probabilistici, cioè, in altre parole, conoscendo le incertezze, si potrà valutare il risultato con data probabilità.

L'analisi di confidenza dei processi applicati per giungere al risultato appare quindi di interesse quando si intende abbinarlo con dovuta certezza ad una data probabilità, ad esempio per determinare la produzione attesa con il 75% di probabilità di essere raggiunta o superata annualmente mediamente in 10 anni di funzionamento dell'impianto.

Con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima di quel parametro, ipotizzandolo casuale. Le tabelle sottostanti riportano i fattori di incertezza considerati, assegnando a ciascuno di essi lo scarto S della loro distribuzione. Tali fattori di incertezza, comunemente utilizzati nel processo di valutazione della producibilità di un sito eolico, vengono adattati, incrementando o diminuendo il valore a seconda del grado di aggiustamento e di verifica dei risultati riscontrati nelle diverse fasi del processo, sia in fase di trattamento dei dati, sia di elaborazione dei risultati.

Nel caso specifico:

Fattori di incertezza	Impianto Sa Costa		
	Scarto S	Fattore di sensitività	Scarto della produzione annua media su 10 anni di funzionamento
	(%)	Z	
Misura del vento	10.00%	1.69	16.90%
Storicizzazione del dato anemometrico	2.00%	1.69	3.38%
Variabilità della media annuale (su un periodo di 10 anni)	6.00%	1.69	3.21%
Estrapolazione velocità all'altezza mozzo	5.00%	1.69	8.45%
Modello di simulazione (WAsP)	5.00%	1.00	5.00%
Curva di potenza	2.00%	1.00	2.00%
Perdite effetto scia	30.00%	8.00%	2.40%
Perdite elettriche	10.00%	2.50%	0.25%
Perdite per indisponibilità alla produzione	10.00%	2.50%	0.25%
Incertezza totale			20.34%

L'incertezza sulla qualità delle **misure del vento** non può essere inferiore al 10%, essendo le stesse di origine satellitare anche se positivamente confrontati per un breve periodo con quelli contemporanei di un Sodar installato nel medesimo punto di misura.

Nella norma, invece, può essere stimata l'incertezza sulla **storicizzazione dei dati disponibili** (2%) in quanto la buona numerosità dei campionamenti e l'omogeneità dei risultati ottenuti con i tre metodi applicati suppliscono ad un coefficiente di correlazione appena sufficiente.

La **variabilità della media annua** della velocità del vento nel lungo periodo, rilevato dalla serie di dati disponibili, ha un valore nella norma (6%), e comunque incide relativamente nell'incertezza complessiva per una valutazione dell'incertezza su un periodo di 10 anni.

L'**estrapolazione della ventosità all'altezza del mozzo**, disponendo di misure di ventosità a 50m, non propriamente prossime a quelle che interessano il mozzo della turbina in progetto, presenta cautelativamente un'incertezza del 5% seppur supportata da una positiva verifica sull'intero territorio che ospita l'impianto e all'aderenza dei valori riscontrati con le caratteristiche proprie della morfologia del sito.

L'accuratezza del **funzionamento del modello di simulazione del vento**, verificata anche la mediante rappresentatività della distribuzione di Weibull, risulta discreta, in relazione alla morfologia mediamente complessa del sito e alla posizione molto rappresentativa della serie di dati disponibili; si ritiene di assegnare quindi un valore del 5% all'incertezza considerata.

La percentuale di incertezza del parametro legato alla **curva di potenza** è di entità medio-bassa (2%), grazie alla disponibilità di dati forniti direttamente dal Costruttore della turbina e alla sua notoria affidabilità in termini di accuratezza delle sue prove in campo.

Le incertezze sulla **stima delle perdite di impianto (10-30%)**, anche se poco influenti poiché incidono relativamente poco sul risultato finale per il basso valore del fattore di sensitività, sono nella norma in questa fase di progettazione.

Il fattore di conversione Z , detto fattore di sensitività, converte l'incertezza sulle stime della velocità in incertezza di producibilità (scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima della producibilità). In particolare il fattore di conversione Z (per le grandezze che influiscono sulla producibilità) dipende dalla curva di potenza della macchina e dalle caratteristiche della distribuzione del vento e quindi deve essere determinato con specifici calcoli per il tipo di macchina considerata. Il valore di 1.69 è stato ottenuto confrontando la produzione netta attesa dall'impianto, stimata dal modello con la serie di dati di cui al Cap.12.2, con quella attesa con una ventosità inferiore del 5%.

17 PRODUZIONE ATTESA CON DATA PROBABILITÀ

Con l'incertezza totale ottenuta, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare, a partire dalla produzione media P50% calcolata al Cap.15 il valore di P75%(10), vale a dire la producibilità annua media che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso di dieci anni di produzione.

IMPIANTO	P _{50%}		P _{75%(10)}	
	GWh/anno	Ore eq. (GWh/GW)	GWh/anno	Ore eq. (GWh/GW)
124 MW				
Sa Costa	298.536	2408	257.585	2077