



PROGETTO

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO EOLICO OFFSHORE
DENOMINATO "SARDEGNA SUD 990MW"**

TITOLO

**RELAZIONE TECNICA ANALISI DELLA
PRODUCIBILITA' DEL SITO**

PROGETTISTA	PROPONENTE	VISTI
<p>TECNOCONSULT ENGINEERING CONSTRUCTION S.r.l.</p> <p>Via Einaudi 20c 61032 Fano (PU) Tel. +39 0721 855856 / 855370 e-mail: tecnocconsult@tecnocconsult.it PEC: tecee@pec.it</p> <p>Progettista: Ing. Paolo Pierangeli</p> 	<p>INERGIA S.p.a.</p>  <p>Sede Operativa: Via Cola D'Amatrice n.1 63100 ASCOLI PICENO Tel.: 0736/342490 Fax: 0736/341243</p> <p>Sede legale: Via Arno n.21</p> <p>00198 ROMA Tel.: 06/97746380 Fax: 06/97746381 PEC: direzione.inergia@legalmail.it</p>	

DATI PROGETTAZIONE

Cod. Elaborato Progettista	Commessa	

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
a	19/10/2022	Prima Emissione	Tecnoconsult	A.Corradetti	R.Cairolì

Indice

1	PREMESSA	3
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	4
3	LOCALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO	5
4	DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI	6
4.1	CURVA DI POTENZA.....	7
5	VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA.....	9
5.1	CONDIZIONI CLIMATICHE DELL'AREA.....	11
6	LAYOUT DELL'IMPIANTO.....	12
7	PARK: CALCOLO DI PRODUCIBILITÀ.....	14
7.1	MODELLO DI SCIA E VALUTAZIONE DELLE PERDITE.....	14
7.2	CURVA DI POTENZA DEL PARCO	15
7.3	ANALISI DEI DATI DEL VENTO.....	16
7.4	ANALISI DELLA CURVA DI POTENZA	17
7.5	ANALISI DELLA PRODUCIBILITÀ.....	18
7.6	RISULTATI PRINCIPALI	19
8	RESA ENERGETICA P50	21
9	CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI	22
10	RIFERIMENTI	23

1 Premessa

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione. Questo consente quindi la creazione di windfarms molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

È possibile quindi costruire turbine più grandi e più alte rispetto a quelle onshore consentendo una maggiore raccolta di energia.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 66 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 990.0 MW ad una distanza minima di circa 19km dall'Isola di San Pietro e 25km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

2 Scopo del documento

La presente relazione è stata redatta al fine di descrivere le principali caratteristiche anemologiche e la stima di producibilità per la proposta di installazione di un impianto eolico offshore nel mar di Sardegna, al largo delle coste di Portoscuso.

Essendo la valutazione basata su dati di rianalisi caratterizzata da un più alto livello di incertezza rispetto a una misurazione in loco, i dati energetici presentati devono essere considerati preliminari e dovranno essere aggiornati con una campagna di misurazione in loco nelle fasi successive.

Sulla base dei risultati dello studio delle distribuzioni di vento a lungo termine, la produzione prevista del parco eolico è stata valutata, utilizzando il modello di flusso del vento WAsP e WindPRO.

3 Localizzazione del parco eolico

Il parco eolico oggetto della presente relazione si localizza nel mar di Sardegna (39°2'14.27"N - 7°58'38.65"E), ad una distanza minima di circa 19km dall'Isola di San Pietro e 25km dall'Isola di Sant'Antioco (SU).

L'area destinata alla realizzazione del parco eolico è rappresentata in verde nella figura 1, ha una estensione pari a 248 km² e si trova in una zona di mare avente profondità media di circa 375m. Tali profondità non eccessivamente elevate consentono l'utilizzo della tecnologia di fondazione galleggiante.

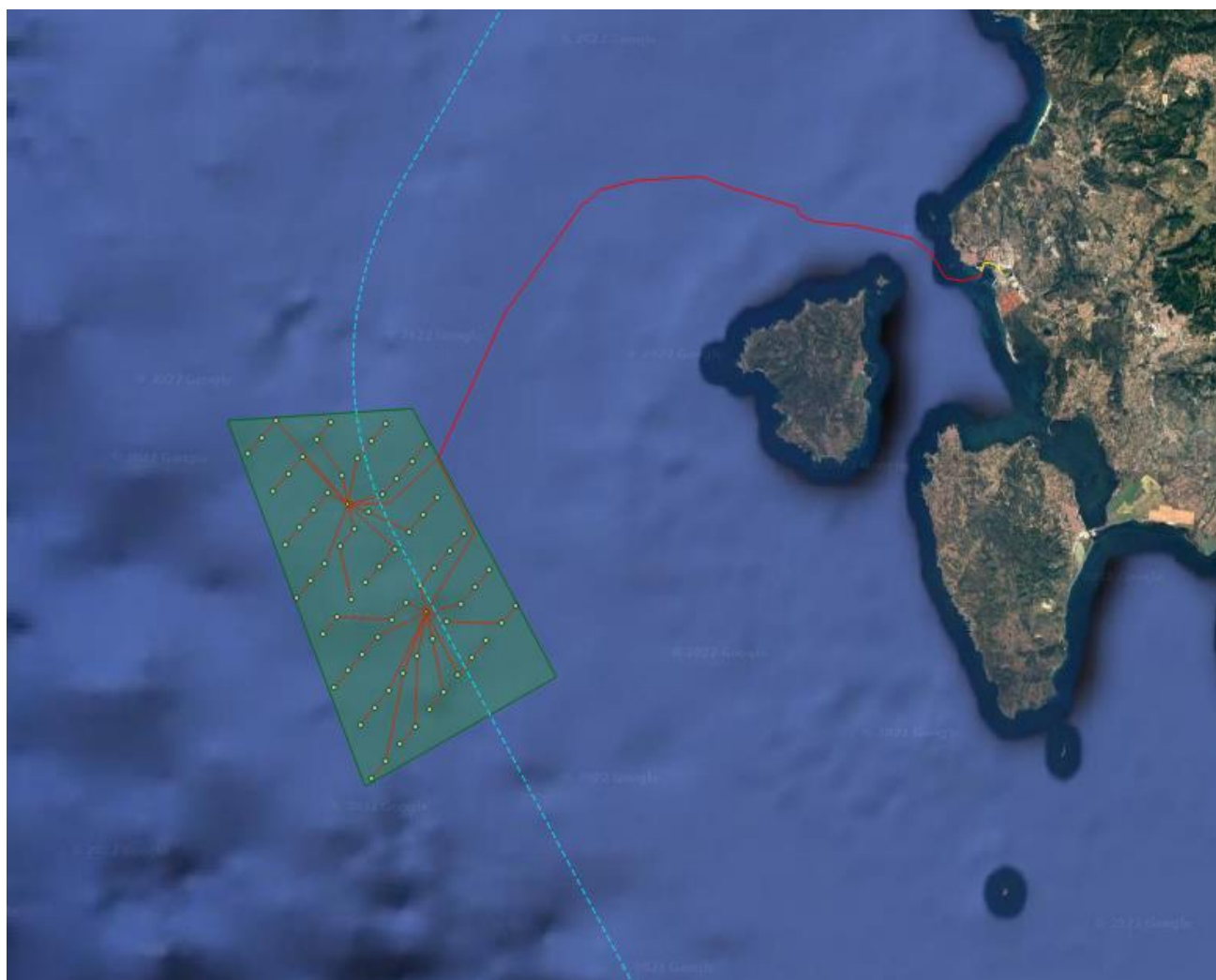


Figura 1 - Individuazione dell'impianto e delle relative opere su immagine satellitare

4 Dati tecnici degli aerogeneratori

L'impianto sarà costituito da 66 aerogeneratori.

L'aerogeneratore impiegato nel presente progetto è il modello V236-15.0MW della VESTAS. Ciascun aerogeneratore sarà tripala ad asse orizzontale. La potenza nominale dell'aerogeneratore è di 15MW.

L'altezza della turbina può essere adattata a seconda del sito, per questo progetto è stata decisa un'altezza di 150m sul livello del mare.

In cima alla torre troverà alloggio la navicella cui è collegato il rotore di diametro pari a 236m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 268m (TIP).



Figura 2 - V236-15.0MW

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche tecniche della turbina:

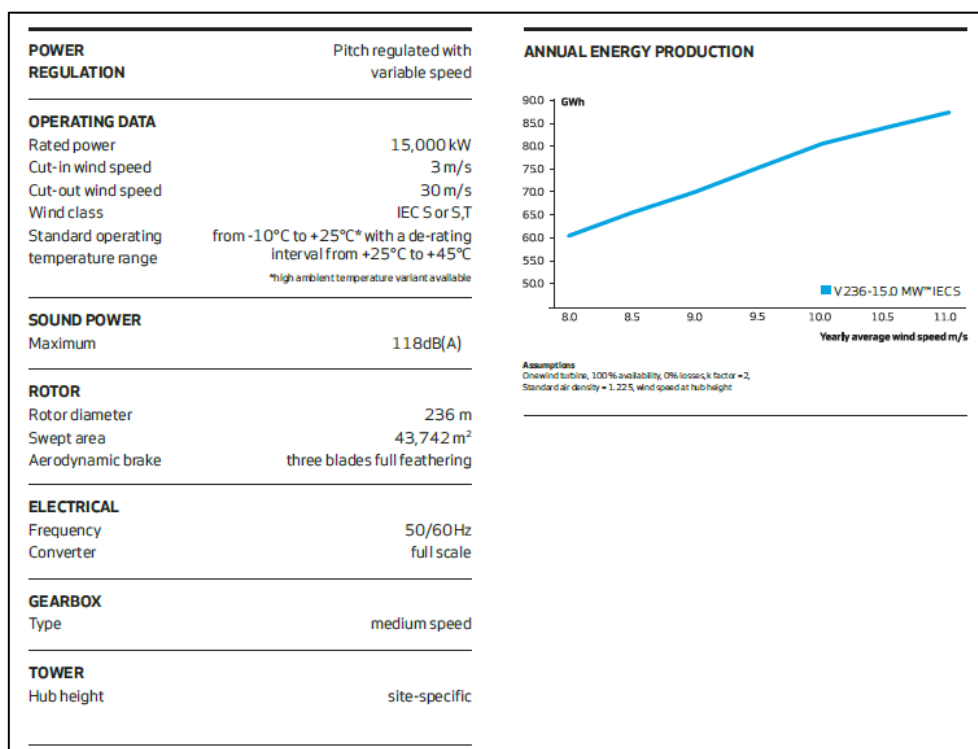


Figura 3 – Principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

Per la nostra analisi, in particolare, le grandezze necessarie alla valutazione della producibilità sono:

Potenza nominale turbina [kW]	15000
Diametro rotore[m]	236
Altezza mozzo [m]	150
Velocità vento di cut-in [m/s]	3
Velocità vento di cut-out[m/s]	30

Tabella 1 – Dimensionamento preliminare dei sottocampi

4.1 Curva di potenza

La curva di potenza descrive la potenza elettrica prodotta da un WTG specifica rispetto alla velocità del vento all'altezza del mozzo. La curva di potenza viene generalmente fornita dal fornitore della WTG e in genere misurata da una società certificata installando apparecchiature di monitoraggio del vento nei pressi della WTG e misurando i valori corrispondenti di potenza erogata in condizioni standard, a un valore di densità dell'aria normalizzato pari a 1.225. kg/m³.

Essendo la turbina di progetto in costruzione nel 2022, non è stata ancora fornita dal costruttore la curva di potenza.

Al fine di una stima preliminare della producibilità del sito selezionato, è stata utilizzata una curva di potenza di una turbina con caratteristiche simili a quella della VESTAS.

La turbina utilizzata è IEA-15-240-RWT pubblicata dalla NREL.

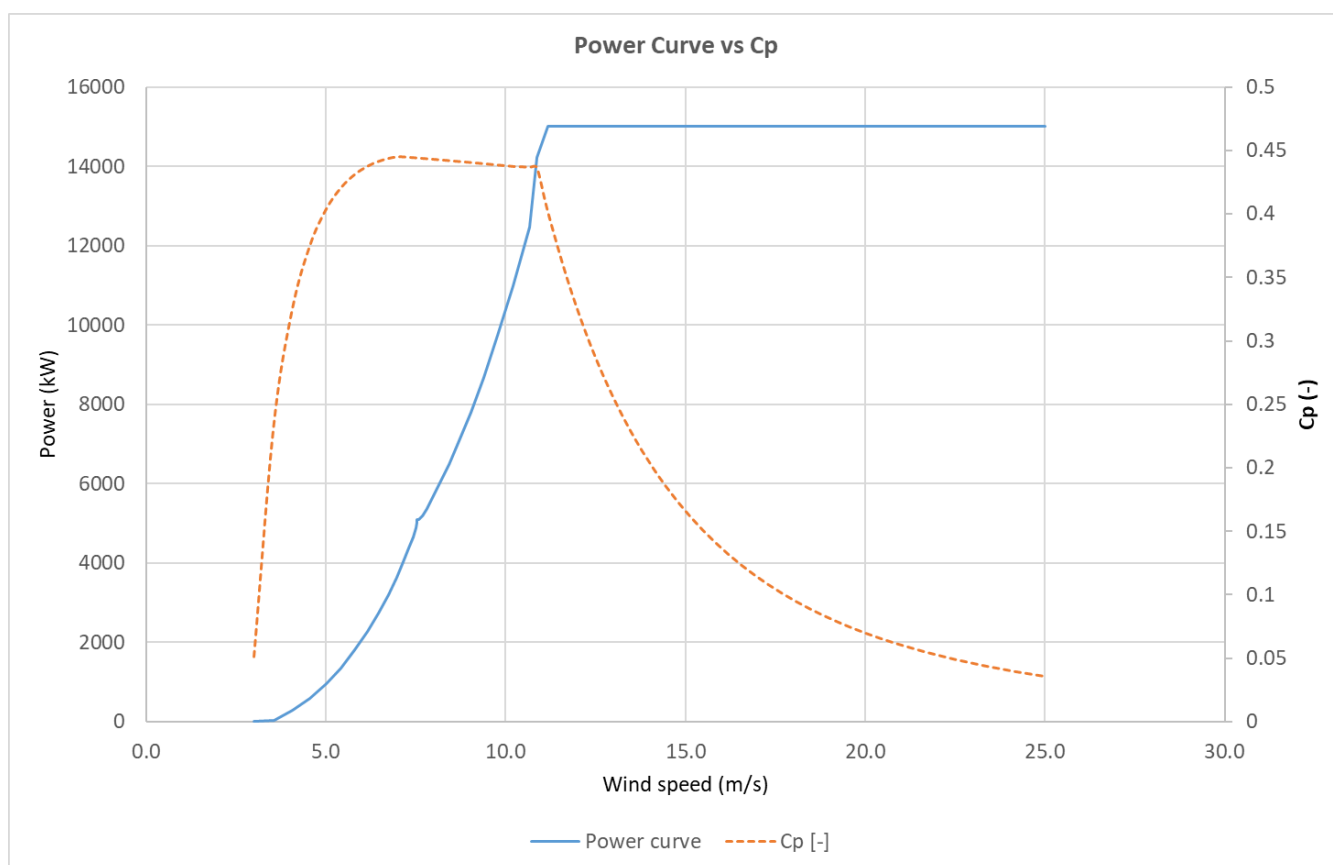


Figura 4 – Grafico di potenza e cp della turbina

Wind Speed [m/s]	Real Wind Power [kW]	Power Coefficient (Cp) [-]
3.0	37	0.051
3.5	280	0.234
4.1	586	0.325
4.6	949	0.375
5.0	1357	0.404
5.4	1799	0.421
5.8	2261	0.431
6.2	2729	0.437
6.5	3189	0.441
6.7	3627	0.443
7.0	4027	0.445
7.2	4372	0.445
7.3	4656	0.444
7.4	4875	0.444
7.5	5020	0.444
7.5	5087	0.444
7.5	5100	0.444
7.6	5195	0.444
7.7	5374	0.444
7.8	5643	0.443
8.0	6008	0.443
8.2	6480	0.442
8.4	7071	0.442
8.7	7798	0.441
9.0	8678	0.440
9.4	9733	0.439
9.8	10986	0.438
10.2	12466	0.437
10.7	14224	0.437
10.9	15000	0.436
11.2	15000	0.402
11.7	15000	0.350
12.3	15000	0.304
12.8	15000	0.264
13.5	15000	0.229
14.1	15000	0.199
14.8	15000	0.173
15.5	15000	0.151
16.2	15000	0.132
16.9	15000	0.116
17.7	15000	0.101
18.4	15000	0.089
19.2	15000	0.079
20.0	15000	0.070
20.8	15000	0.062
21.7	15000	0.055
22.5	15000	0.049
23.3	15000	0.044
24.2	15000	0.040
25.0	15000	0.036

Tabella 2 – Curva di potenza della turbina

5 Valutazione della risorsa eolica

Un fattore cruciale per lo sviluppo, l'ubicazione e il funzionamento di un impianto eolico è la capacità di valutare e caratterizzare le risorse eoliche disponibili.

La misurazione della ventosità a fini di produzione eolica si esegue con diverse metodologie, se non ci sono misure puntuali provenienti dai sistemi di misura quali gli anemometri, come in questo caso, è possibile utilizzare modelli sofisticati che analizzano dati meteorologici satellitari.

Poiché non sono disponibili misurazioni per il Progetto, sono stati utilizzati i dati di rianalisi per inizializzare il modello di flusso del vento WAsP ed estrapolare le condizioni del vento alle posizioni delle turbine eoliche.

La valutazione delle risorse di vento è stata effettuata grazie all'utilizzo del database "New European Wind Atlas" (NEWA). Il NEWA è stato sviluppato con lo scopo di provvedere dati di vento con un'alta accuratezza per la regione dell'Europa e della Turchia.

La modellazione su mesoscala copre l'intera UE più la Turchia e 100 km al largo, nonché l'intero Mare del Nord e del Baltico. Il modello WRF è stato utilizzato nella configurazione sviluppata dal consorzio NEWA, con una spaziatura della griglia di 3 km e un periodo di simulazione di 30 anni (1989-2018).

Tali set di dati sono stati valutati e interpolati per tenere conto del gradiente di velocità del vento orizzontale e della direzione nel sito. Per mancanza di informazioni misurate sulla risorsa eolica nell'area di Progetto, non è stato applicato alcun adeguamento ai dati su mesoscala. Pertanto, si consiglia cautela nell'interpretazione e nell'uso dei seguenti risultati poiché i dati di rianalisi non sostituiscono una campagna di misurazione in loco e implicano necessariamente un alto grado di incertezza.

E' stato estratto ed elaborato un punto all'altezza di 100 e 200 metri all'interno dell'area di progetto al fine di simulare al meglio le condizioni ventose del sito.

La ventosità rilevata nel punto di simulazione di misura risulta essere perfettamente rappresentativa dell'area d'interesse data la perfetta analogia in termini di orografia, rugosità (essendo in mare aperto) ed esposizione ai venti predominanti.

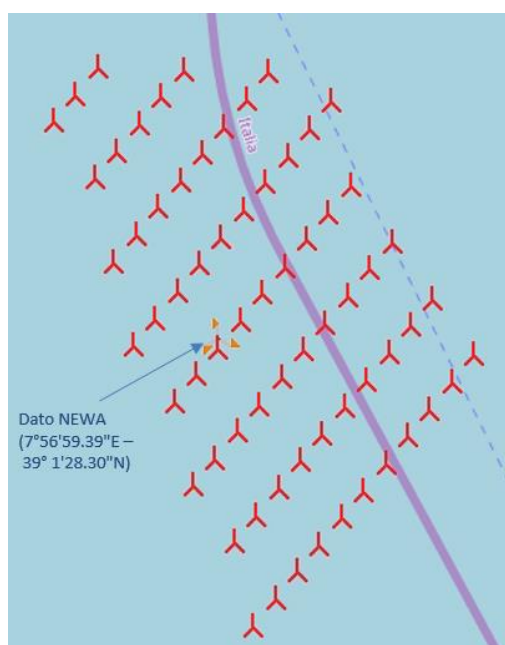


Figura 5 – Posizione dei dati di vento estratti

I dati elaborati coprono un arco temporale di più di 10 anni tra il 2009 e il 2019, dati sufficienti per poter validare un periodo idoneo allo scopo della valutazione del potenziale eolico del sito preso in esame. I valori di velocità orizzontale del vento e della direzione associata vengono restituiti ad intervalli temporali di 30 minuti.

I dati della rianalisi sono lunghi più di 10 anni e quindi possono essere considerati dati a lungo termine e sono forniti alle altezze di 100 e 200m.

Le figure seguenti mostrano la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull della risorsa eolica.

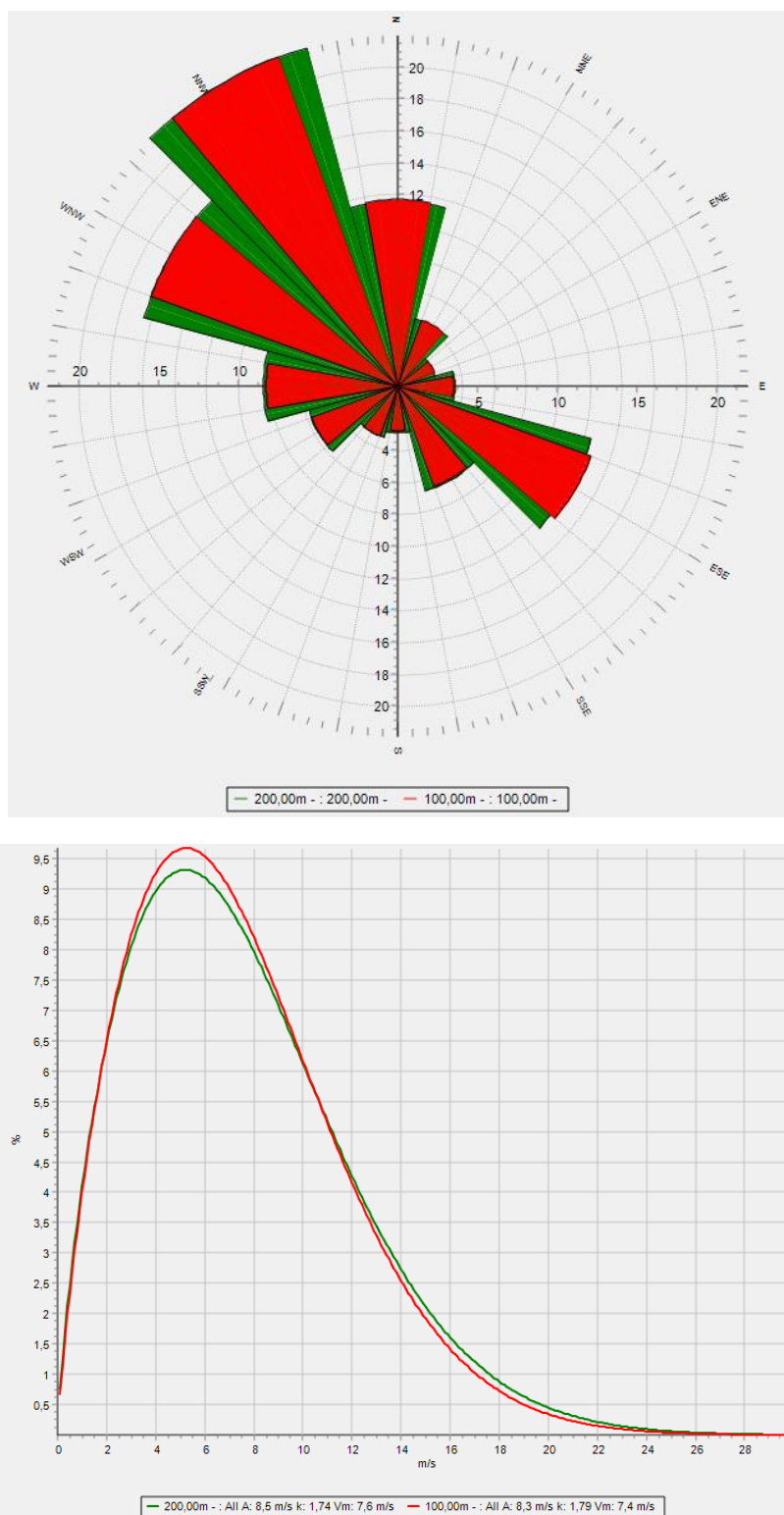


Figura 6 – Rosa dei venti e distribuzione di Weibull

Di seguito viene riportata la tabella delle frequenze:

Bin	Start	End	Sum	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
Mean			7.35	5.86	4.78	3.82	5.4	9.56	6.63	5.33	6.3	7.52	7.92	8.39	7.66
0	0	0.5	941	89	88	78	66	88	76	63	69	71	79	94	80
1	0.5	1.5	6627	747	716	565	576	557	486	451	370	406	446	580	727
2	1.5	2.5	11972	1646	1118	961	849	827	837	555	639	620	877	1327	1716
3	2.5	3.5	15489	2329	1256	845	852	1111	1170	645	612	827	1068	1928	2846
4	3.5	4.5	16639	2753	1179	613	738	1241	1054	631	603	859	1105	2321	3542
5	4.5	5.5	16400	2766	829	351	550	1159	1139	545	613	812	1258	2421	3957
6	5.5	6.5	16443	2655	663	242	577	1343	1197	491	484	870	1284	2517	4120
7	6.5	7.5	15317	2189	515	170	491	1340	1233	415	413	878	1295	2470	3908
8	7.5	8.5	13790	1657	379	152	380	1652	1183	310	321	884	1156	2265	3451
9	8.5	9.5	11924	1329	287	91	256	1924	962	206	314	667	946	1934	3008
10	9.5	10.5	10146	704	210	61	161	1865	704	149	331	700	888	1866	2507
11	10.5	11.5	9109	548	165	45	160	1728	561	125	314	620	835	1912	2096
12	11.5	12.5	8074	365	109	32	131	1725	448	100	217	500	816	1886	1745
13	12.5	13.5	6387	244	66	31	78	1459	215	77	176	369	756	1650	1266
14	13.5	14.5	4714	170	39	15	87	1080	144	59	115	315	514	1118	1058
15	14.5	15.5	3528	111	36	11	52	991	97	33	76	226	387	710	798
16	15.5	16.5	2406	62	21	7	40	713	59	15	44	158	257	535	495
17	16.5	17.5	1652	36	21	3	31	572	40	14	34	96	148	286	371
18	17.5	18.5	1141	37	11	1	25	369	30	9	9	52	99	256	243
19	18.5	19.5	893	26	5	2	14	301	20	7	3	27	67	217	204
20	19.5	20.5	647	6	0	0	7	181	12	4	6	21	54	226	130
21	20.5	21.5	426	5	0	0	2	132	15	0	8	22	55	116	71
22	21.5	22.5	303	2	0	0	6	90	3	0	4	13	19	101	65
23	22.5	23.5	178	0	2	0	7	58	1	0	0	5	26	59	20
24	23.5	24.5	87	0	0	0	5	22	0	0	0	2	13	35	10
25	24.5	25.5	30	0	0	0	1	7	0	0	0	0	5	7	10
26	25.5	26.5	16	0	0	0	0	7	0	0	1	0	0	5	3
27	26.5	27.5	15	0	0	0	0	8	0	0	0	1	1	3	2
28	27.5	28.5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
29	28.5	29.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	29.5	30.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	30.5	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabella 3 – Tabella delle frequenze di vento

5.1 Condizioni climatiche dell'area

La temperatura media si attesta intorno ai 17°C.

Per quanto riguarda invece la densità dell'aria si dovrà considerare un valore corretto all'altezza dell'hub della turbina eolica (150m) pari a 1,211 kg/m³.

6 Layout dell'impianto

Di seguito vengono riportate le coordinate geografiche in UTM WGS84 Zona 32 N del posizionamento delle turbine.

Turbina	WGS84/UTM ZONA 32 EPSG:32632		Distanza tra turbine		Distanza in D di rotore	
	Est	Nord	Orizzontale (m)	Verticale (m)	Orizzontale	Verticale
1	402968.14	4327936.60	1350	2700	5.7	11.4
2	403835.90	4328970.76	1350	2700	5.7	11.4
3	404703.67	4330004.92	1350	2700	5.7	11.4
4	404536.90	4325739.10	1350	2700	5.7	11.4
5	405404.66	4326773.26	1350	2700	5.7	11.4
6	406272.43	4327807.42	1350	2700	5.7	11.4
7	407140.19	4328841.58	1350	2700	5.7	11.4
8	408007.95	4329875.74	1350	2700	5.7	11.4
9	405237.90	4322507.45	1350	2700	5.7	11.4
10	406105.66	4323541.61	1350	2700	5.7	11.4
11	406973.43	4324575.77	1350	2700	5.7	11.4
12	407841.19	4325609.93	1350	2700	5.7	11.4
13	408708.95	4326644.09	1350	2700	5.7	11.4
14	409576.72	4327678.25	1350	2700	5.7	11.4
15	410444.48	4328712.41	1350	2700	5.7	11.4
16	411312.24	4329746.57	1350	2700	5.7	11.4
17	405938.90	4319275.79	1350	2700	5.7	11.4
18	406806.66	4320309.95	1350	2700	5.7	11.4
19	407674.42	4321344.11	1350	2700	5.7	11.4
20	408542.19	4322378.27	1350	2700	5.7	11.4
21	409409.95	4323412.43	1350	2700	5.7	11.4
22	410277.71	4324446.59	1350	2700	5.7	11.4
23	411145.48	4325480.75	1350	2700	5.7	11.4
24	412013.24	4326514.91	1350	2700	5.7	11.4
25	412881.00	4327549.07	1350	2700	5.7	11.4
26	413748.77	4328583.23	1350	2700	5.7	11.4
27	407507.66	4317078.29	1350	2700	5.7	11.4
28	408375.42	4318112.45	1350	2700	5.7	11.4
29	409243.18	4319146.61	1350	2700	5.7	11.4
30	410110.95	4320180.77	1350	2700	5.7	11.4
31	410978.71	4321214.93	1350	2700	5.7	11.4
32	411846.47	4322249.09	1350	2700	5.7	11.4
33	412714.24	4323283.25	1350	2700	5.7	11.4
34	413582.00	4324317.41	1350	2700	5.7	11.4
35	414449.76	4325351.57	1350	2700	5.7	11.4
36	408208.65	4313846.64	1350	2700	5.7	11.4
37	409076.42	4314880.80	1350	2700	5.7	11.4
38	409944.18	4315914.96	1350	2700	5.7	11.4
39	410811.94	4316949.12	1350	2700	5.7	11.4
40	411679.71	4317983.28	1350	2700	5.7	11.4

Turbina	WGS84/UTM ZONA 32 EPSG:32632		Distanza tra turbine		Distanza in D di rotore	
	Est	Nord	Orizzontale (m)	Verticale (m)	Orizzontale	Verticale
41	412547.47	4319017.44	1350	2700	5.7	11.4
42	413415.23	4320051.60	1350	2700	5.7	11.4
43	414283.00	4321085.76	1350	2700	5.7	11.4
44	415150.76	4322119.92	1350	2700	5.7	11.4
45	416018.52	4323154.08	1350	2700	5.7	11.4
46	409777.41	4311649.14	1350	2700	5.7	11.4
47	410645.18	4312683.30	1350	2700	5.7	11.4
48	411512.94	4313717.46	1350	2700	5.7	11.4
49	412380.70	4314751.62	1350	2700	5.7	11.4
50	413248.47	4315785.78	1350	2700	5.7	11.4
51	414116.23	4316819.94	1350	2700	5.7	11.4
52	414983.99	4317854.10	1350	2700	5.7	11.4
53	415851.76	4318888.26	1350	2700	5.7	11.4
54	416719.52	4319922.42	1350	2700	5.7	11.4
55	417587.28	4320956.58	1350	2700	5.7	11.4
56	410478.41	4308417.48	1350	2700	5.7	11.4
57	411346.18	4309451.64	1350	2700	5.7	11.4
58	412213.94	4310485.80	1350	2700	5.7	11.4
59	413081.70	4311519.96	1350	2700	5.7	11.4
60	413949.47	4312554.12	1350	2700	5.7	11.4
61	414817.23	4313588.28	1350	2700	5.7	11.4
62	415684.99	4314622.44	1350	2700	5.7	11.4
63	416552.76	4315656.60	1350	2700	5.7	11.4
64	417420.52	4316690.76	1350	2700	5.7	11.4
65	418288.28	4317724.92	1350	2700	5.7	11.4
66	419156.04	4318759.08	1350	2700	5.7	11.4

Tabella 4 – Coordinate del layout delle turbine

7 Park: Calcolo di producibilità

La produzione di energia lorda è la produzione di energia del parco eolico calcolata, tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno e della presenza di impianti esistenti, della distribuzione della velocità del vento a flusso libero prevista all'altezza del mozzo di ogni posizione della turbina e della curva di potenza della turbina fornita dal produttore.

La distribuzione della velocità del vento a flusso libero è ottenuta dal modello di calcolo "PARK with WAsP" di WindPro.

Le turbine eoliche, estraendo energia dal vento, fanno sì che la velocità della risorsa a valle dell'aerogeneratore si riduca. Man mano che il flusso procede, la scia si disperde e si recuperano le condizioni di flusso libero.

Il software inoltre calcola la densità dell'aria nella zona interessata, in modo da poter determinare le perdite energetiche dovute al cambio di densità dell'aria attraverso il rotore dell'aerogeneratore. Nello specifico, il sito presenta una densità dell'aria di 1,211 kg/m³ ad altezza del mozzo, valore molto prossimo a quello a cui vengono testate le curve di potenza delle turbine pari a 1.225 kg/m³.

7.1 Modello di scia e valutazione delle perdite

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante il "modello di Jensen":

Tale modello si basa sulla teoria del deficit di slancio. Esso fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata dal fattore di decadimento, k . Il fattore di decadimento della scia aumenta con l'aumentare del livello di turbolenza ambientale, un intervallo tipico è compreso tra 0,04 e 0,075.

Il modello di Jensen è quello più utilizzato al fine di ottenere la bancabilità dei progetti eolici.

Gli elementi su cui il modello si basa per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;
- Layout parco eolico;
- Diametro rotore;
- Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato.

Tali modelli sono implementati all'interno del codice di calcolo di WindPro.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

7.2 Curva di potenza del parco

Project:
INERZIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecnoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecnoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

PARK - Park power curve

Wind speed [m/s]	Power													
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [kW]	N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3,5	16.266	14.244	14.448	12.937	14.776	14.866	14.400	13.924	14.447	12.937	14.777	14.866	14.400	13.924
4,5	58.326	48.051	49.053	42.459	50.911	51.349	48.772	46.154	49.051	42.459	50.911	51.349	48.771	46.151
5,5	121.555	102.497	104.595	89.113	107.422	108.707	104.122	99.407	104.594	89.114	107.421	108.706	104.122	99.409
6,5	209.565	178.960	182.467	157.049	186.940	189.189	181.634	173.849	182.467	157.050	186.940	189.188	181.634	173.850
7,5	324.075	282.957	288.347	248.820	293.223	297.401	287.009	276.336	288.348	248.822	293.221	297.399	287.011	276.339
8,5	468.975	416.626	423.749	370.561	429.519	435.208	422.020	408.472	423.750	370.564	429.516	435.206	422.022	408.476
9,5	649.245	585.357	594.375	527.053	601.057	608.484	592.131	575.418	594.377	527.058	601.055	608.480	592.135	575.420
10,5	868.725	793.556	804.469	722.027	811.605	820.884	801.811	782.250	804.472	722.032	811.603	820.879	801.813	782.251
11,5	990.000	977.069	987.836	903.583	974.750	989.692	984.317	978.845	987.885	903.582	974.750	989.693	984.325	978.832
12,5	990.000	989.267	990.000	980.830	989.435	990.000	990.000	990.000	990.000	980.828	989.435	990.000	990.000	990.000
13,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
14,5	990.005	990.006	990.005	990.004	990.005	990.005	990.005	990.005	990.005	990.004	990.005	990.005	990.005	990.005
15,5	990.003	990.005	990.004	990.004	990.004	990.004	990.004	990.004	990.003	990.004	990.003	990.003	990.003	990.004
16,5	990.001	990.003	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001
17,5	990.000	990.000	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001	990.001
18,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
19,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
20,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
21,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
22,5	990.000	990.000	990.000	990.001	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.001	990.000	990.000	990.000	990.000
23,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
24,5	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000	990.000
25,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description:

The park power curve is similar to a WTG power curve, meaning that when a given wind speed appears in front of the park with same speed in the entire wind farm area (before influence from the park), the output from the park can be found in the park power curve. Another way to say this: The park power curve includes wake losses, but do NOT include terrain given variations in the wind speed over the park area.

Measuring a park power curve is not as simple as measuring a WTG power curve due to the fact that the park power curve depends on the wind direction and that the same wind speed normally will not appear for the entire park area at the same time (only in very flat non-complex terrain). The idea with this version of the park power curve is not to use it for validation based on measurements. This would require at least 2 measurement masts at two sides of the park, unless only a few direction sectors should be tested, AND non complex terrain (normally only useable off shore). Another park power curve version for complex terrain is available in windPRO.

The park power curve can be used for:

- Forecast systems, based on more rough (approximated) wind data, the park power curve would be an efficient way to make the connection from wind speed (and direction) to power.
- Construction of duration curves, telling how often a given power output will appear, the park power curve can be used together with the average wind distribution for the Wind farm area in hub height. The average wind distribution can eventually be obtained based on the Weibull parameters for each WTG position. These are found at print menu: >Result to file< in the >Park result< which can be saved to file or copied to clipboard and pasted in Excel.
- Calculation of wind energy index based on the PARK production (see below).
- Estimation of the expected PARK production for an existing wind farm based on wind measurements at minimum 2 measurement masts at two sides of wind farm. The masts must be used for obtaining the free wind speed. The free wind speed is used in the simulation of expected energy production with the PARK power curve. This procedure will only work suitable in non complex terrains. For complex terrain another park power curve calculation is available in windPRO (PPV-model).

Note:

From the >Result to file< the >Wind Speeds Inside Wind farm< is also available. These can (e.g. via Excel) be used for extracting the wake induced reductions in measured wind speed.

7.3 Analisi dei dati del vento

Project:
INERGIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecnoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecnoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

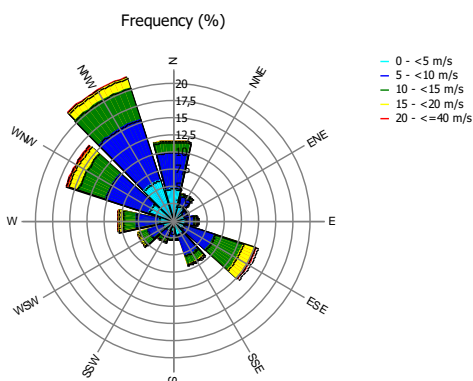
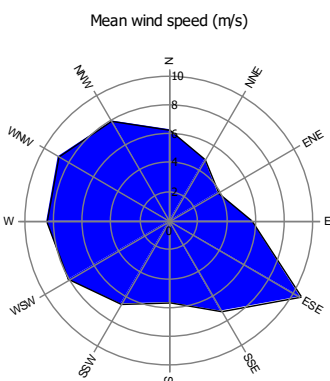
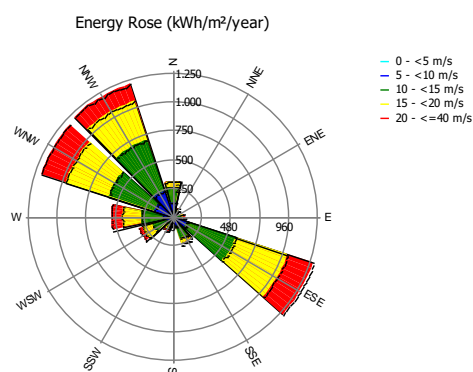
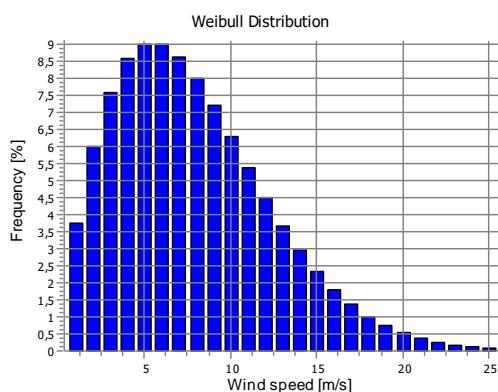
PARK - Wind Data Analysis

Wind data: A - Resource file(s); Hub height: 150,0
Site coordinates
UTM (north)-WGS84 Zone: 32
East: 406.807 North: 4.320.310
VESTAS V236 15000 236.0 !0! hub: 150,0 m (TOT: 268,0 m) (68)

Resource file
C:\Users\routing\Documents\WindPRO Data\Projects\INERGIA SARDEGNA\INERGIA SARDEGNA_Res_50_Hub_150,0_2.rsf

Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter [m/s]	Frequency [%]
0 N	7,10	6,30	1,900	11,8
1 NNE	5,40	4,93	1,390	4,2
2 ENE	4,20	3,92	1,240	2,3
3 E	6,30	5,74	1,400	3,5
4 ESE	11,80	10,46	2,370	12,9
5 SSE	8,10	7,18	2,040	6,8
6 S	6,20	5,59	1,510	2,8
7 SSW	7,40	6,64	1,580	3,3
8 WSW	9,10	8,07	1,920	5,6
9 W	9,50	8,44	1,860	8,2
10 WNW	10,00	8,87	1,930	16,5
11 NNW	9,00	7,99	1,870	22,2
All	8,79	7,83	1,762	100,0



7.4 Analisi della curva di potenza

Project:
INERZIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

PARK - Power Curve Analysis

WTG: 1 - VESTAS V236 15000 236.0 !O!, Hub height: 150,0 m

Name: Power curve (0)

Source:

Source/Date	Created by	Created	Edited	Stop wind speed [m/s]	Power control	CT curve type	Generator type	Specific power kW/m ²
22/09/2022	USER	22/09/2022	22/09/2022	25,0	Pitch	Standard pitch	Variable	0,34

HP curve comparison: Note: For standard air density

Vmean [m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013) [MWh]	22.580	35.004	47.338	58.566	68.204	76.031
VESTAS V236 15000 236.0 !O! Power curve (0) [MWh]	22.318	34.973	47.579	59.006	68.725	76.506
Check value [%]	1	0	-1	-1	-1	-1

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report J.nr. 51171/00-0016 or see the windPRO manual.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

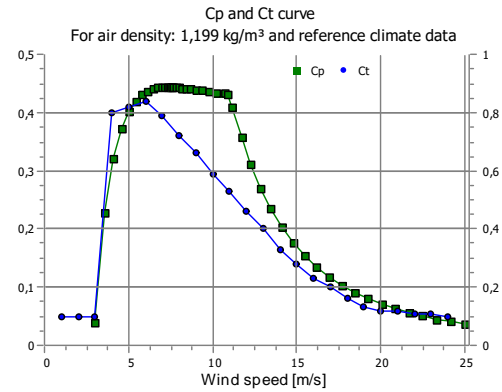
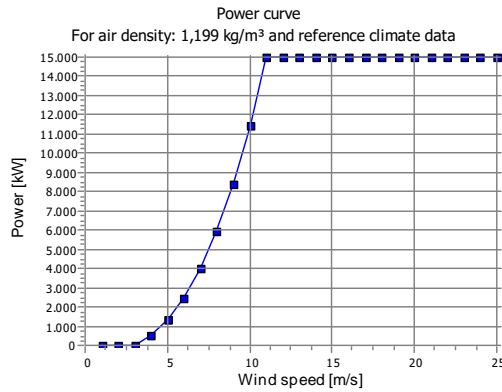
Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	G ₀ [m/s]	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	37,2	0,05	1,0	0,10
3,6	279,8	0,23	2,0	0,10
4,1	586,2	0,33	3,0	0,10
4,6	948,5	0,37	4,0	0,80
5,0	1.356,0	0,40	5,0	0,82
5,4	1.798,6	0,42	6,0	0,84
5,8	2.281,0	0,43	7,0	0,79
6,2	2.792,5	0,44	8,0	0,72
6,5	3.189,5	0,44	9,0	0,66
6,7	3.630,5	0,44	10,0	0,59
7,0	4.026,8	0,44	11,0	0,53
7,2	4.371,0	0,44	12,0	0,46
7,3	4.656,2	0,44	13,0	0,40
7,4	4.874,7	0,44	14,0	0,33
7,5	5.010,9	0,44	15,0	0,28
7,5	5.086,5	0,44	16,0	0,23
7,5	5.100,3	0,44	17,0	0,20
7,6	5.192,2	0,44	18,0	0,16
7,7	5.274,3	0,44	19,0	0,13
7,8	5.342,6	0,44	20,0	0,12
8,0	6.007,7	0,44	21,0	0,12
8,2	6.479,8	0,44	22,0	0,11
8,4	7.071,6	0,44	23,0	0,11
8,7	7.798,1	0,44	24,0	0,10
9,0	8.078,1	0,44		
9,4	9.732,8	0,44		
9,8	10.886,4	0,44		
10,2	12.266,2	0,44		
10,7	14.224,1	0,44		
10,9	15.000,0	0,44		
11,2	15.000,0	0,40		
11,7	15.000,0	0,35		
12,1	15.000,0	0,30		
12,8	15.000,0	0,26		
13,5	15.000,0	0,23		
14,1	15.000,1	0,20		
14,8	15.000,1	0,17		
15,5	15.000,0	0,15		
16,2	15.000,0	0,13		
16,9	15.000,0	0,12		
17,7	15.000,0	0,10		
18,4	15.000,0	0,09		
19,2	15.000,0	0,08		
20,0	15.000,0	0,07		
20,8	15.000,0	0,06		
21,7	15.000,0	0,06		
22,5	15.000,0	0,05		
23,3	15.000,0	0,04		
24,2	15.000,0	0,04		
25,0	15.000,0	0,04		

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,199 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	27,5	0,04	2,50-3,50	82,0	82,0	0,2
4,0	528,7	0,31	3,50-4,50	400,7	482,7	0,9
5,0	1.318,2	0,40	4,50-5,50	1.000,6	1.483,3	2,8
6,0	2.462,8	0,43	5,50-6,50	1.836,7	3.320,0	6,3
7,0	3.998,8	0,44	6,50-7,50	2.847,0	6.167,0	11,7
8,0	5.944,2	0,44	7,50-8,50	3.939,7	10.106,7	19,1
9,0	8.406,7	0,44	8,50-9,50	5.024,3	15.131,0	28,6
10,0	11.424,0	0,44	9,50-10,50	6.007,6	21.138,6	40,0
11,0	14.989,4	0,43	10,50-11,50	6.357,1	27.495,7	52,1
12,0	15.000,0	0,33	11,50-12,50	5.721,2	33.216,9	62,9
13,0	15.000,0	0,26	12,50-13,50	4.703,0	37.919,9	71,8
14,0	15.000,0	0,21	13,50-14,50	3.784,6	41.704,5	79,0
15,0	15.000,1	0,17	14,50-15,50	2.983,0	44.687,5	84,6
16,0	15.000,0	0,14	15,50-16,50	2.303,3	46.990,8	89,0
17,0	15.000,0	0,12	16,50-17,50	1.742,5	48.733,3	92,3
18,0	15.000,0	0,10	17,50-18,50	1.291,4	50.024,7	94,7
19,0	15.000,0	0,08	18,50-19,50	937,6	50.962,3	96,5
20,0	15.000,0	0,07	19,50-20,50	666,6	51.628,9	97,8
21,0	15.000,0	0,06	20,50-21,50	464,2	52.093,1	98,6
22,0	15.000,0	0,05	21,50-22,50	316,6	52.409,7	99,2
23,0	15.000,0	0,05	22,50-23,50	211,4	52.621,2	99,6
24,0	15.000,0	0,04	23,50-24,50	138,4	52.759,5	99,9
25,0	15.000,0	0,04	24,50-25,50	54,3	52.813,8	100,0



7.5 Analisi della producibilità

Project:
INERZIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecnoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecnoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

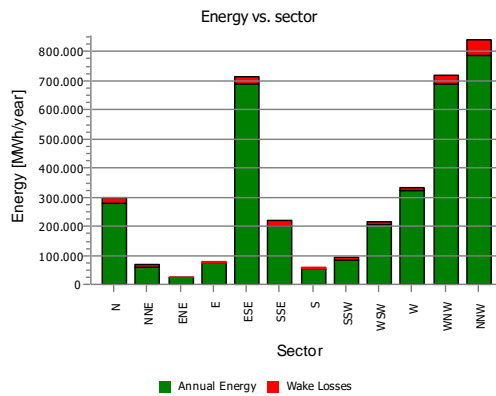
PARK - Production Analysis

WTG: All new WTGs, Air density 1,199 kg/m³

Directional Analysis

Sector	0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Gross [MWh]	299.390,4	70.057,7	24.974,5	77.993,3	714.309,9	219.588,2	58.540,5	92.799,6	216.301,7	333.192,7	719.639,2	841.076,4	3.667.460,5
-Decrease due to curtailments[MWh]	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
-Decrease due to wake losses [MWh]	19.939,2	10.469,6	1.647,8	3.312,1	23.302,8	17.176,6	3.706,0	11.296,8	8.919,2	10.353,5	29.594,3	52.138,6	191.853,3
Resulting energy [MWh]	279.451,3	59.588,1	23.326,7	74.281,3	691.007,1	1202.411,6	654.834,6	811.502,8	207.382,5	322.839,3	690.044,9	788.937,8	475.607,3
Specific energy [kWh/m ²]													1,204
Specific energy [kWh/kW]													3,511
-Decrease due to curtailments[%]	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
Decrease due to wake losses [%]	6,7	14,9	6,6	4,3	3,3	7,8	6,3	12,2	4,1	3,1	4,1	6,2	5,23
Utilization [%]	31,0	25,6	29,7	24,6	18,8	28,4	27,5	22,1	23,4	21,1	20,1	22,5	22,0
Operational [Hours/year]	958	341	187	284	1.047	552	227	268	454	665	1.339	1.801	8.123
Full Load Equivalent [Hours/year]	282	60	24	75	698	204	55	82	209	326	697	797	3.511

Note:
- A turbines' curtailment losses are calculated based on the wake-reduced wind speed.
- The wake reduced wind speed includes curtailment of up-wind WTGs.



7.6 Risultati principali

Project:
INERZIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

PARK - Main Result

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018

Calculation performed in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
At the site centre the difference between grid north and true north is: -0,6°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: CAPO FRASCA V3 2014
Base temperature: 16,4 °C at 95,0 m
Base pressure: 1013,3 hPa at 0,0 m
Air density for Site center in key hub height: 0,0 m + 150,0 m = 1,199 kg/m³ -> 97,9 % of Std
Relative humidity: 0,0 %

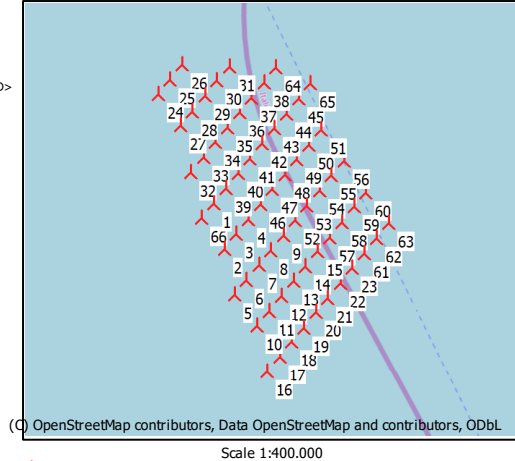
Wake Model Parameters
Wake decay constant 0,090 DTU default onshore
Hub height independent

Blockage
Blockage Model: Self similar model (Forsting: 2017)
Gamma (γ) Alpha (α) Beta (β) Lambda (λ) Eta (η)
1,100 0,889 1,414 0,587 1,320

Note: When wake reductions are mentioned in this report, it also includes reduction from blockage.

Omnidirectional displacement height from objects

Wake calculation settings
Angle [°] Wind speed [m/s]
start end step start end step
0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0



Curtaiment

Resource file(s)

C:\Users\routing\Documents\WindPRO Data\Projects\INERZIA SARDEGNA\INERZIA SARDEGNA_Res_50_Hub_150_0_2.rsf

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result		GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Curtaiment loss [%]	Wake loss [%]	Specific results			Mean wind speed @hub height [m/s]
	PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	3.475.607,8	3.128.047,0	3.667.464,5	0,0	5,2	36,0	47.394,7	3.160	7,8

*) Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 66 new WTGs with total 990,0 MW rated power

Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy		Curtaiment loss [%]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
								Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]			
1 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.813,8	47.532	0,0	5,0	7,83
2 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	53.081,3	47.773	0,0	4,5	7,83
3 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.378,0	47.140	0,0	5,7	7,83
4 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.049,4	46.844	0,0	6,3	7,83
5 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	53.665,2	48.299	0,0	3,4	7,83
6 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.801,8	47.522	0,0	5,0	7,83
7 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.242,0	47.018	0,0	6,0	7,83
8 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	51.951,4	46.756	0,0	6,5	7,83
9 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	51.782,0	46.604	0,0	6,8	7,83
10 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	53.340,0	48.006	0,0	4,0	7,83
11 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.604,6	47.344	0,0	5,3	7,83
12 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.242,8	47.019	0,0	6,0	7,83
13 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.001,1	46.801	0,0	6,4	7,83
14 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	51.859,9	46.674	0,0	6,7	7,83
15 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	51.796,6	46.617	0,0	6,8	7,83
16 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	54.264,0	48.838	0,0	2,3	7,83
17 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	53.439,4	48.095	0,0	3,8	7,83
18 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.872,4	47.585	0,0	4,8	7,83
19 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.567,3	47.311	0,0	5,4	7,83
20 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.376,9	47.139	0,0	5,7	7,83
21 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.259,3	47.033	0,0	5,9	7,83
22 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER Power curve (0)	52.198,9	46.979	0,0	6,1	7,83

To be continued on next page...

windPRO 3.6.355 by EMD International A/S, Tel. +45 69 16 48 50, www.emd-international.com, support@emd.dk

18/10/2022 08:52 / 1



Project:
ENERGIA SARDEGNA

Licensed user:
Tecnoconsult Engineering Construction Srl
Via Einaudi, 20/C
IT-61032 Fano (PU)
+39 0721 855856 - 323
Matteo / matteo.corvini@tecnoconsult.it
Calculated:
17/10/2022 18:11/3.6.355

PARK - Main Result

...continued from previous page

Links	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve Creator	Name	Annual Energy			Wake loss	Free mean wind speed
	Valid	Manufact.	Type-generator						Result	Result-10,0%	Curtilment loss		
				[kW]	[m]	[m]			[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[m/s]
23 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.210,5	46.989	0,0	6,0	7,83
24 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	54.092,6	48.683	0,0	2,6	7,83
25 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.887,3	48.499	0,0	3,0	7,83
26 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	54.006,7	48.606	0,0	2,8	7,83
27 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.327,6	47.995	0,0	4,0	7,83
28 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.925,5	47.633	0,0	4,7	7,83
29 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.001,1	47.701	0,0	4,6	7,83
30 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.451,6	48.106	0,0	3,9	7,83
31 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.940,2	48.546	0,0	3,0	7,83
32 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.517,0	48.165	0,0	3,7	7,83
33 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.801,3	47.521	0,0	5,0	7,83
34 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.422,3	47.180	0,0	5,7	7,83
35 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.399,0	47.159	0,0	5,7	7,83
36 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.551,9	47.297	0,0	5,4	7,83
37 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.919,5	47.628	0,0	4,8	7,83
38 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.543,2	48.189	0,0	3,7	7,83
39 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.303,2	47.073	0,0	5,9	7,83
40 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.088,4	46.880	0,0	6,3	7,83
41 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.998,1	46.798	0,0	6,4	7,83
42 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.050,8	46.846	0,0	6,3	7,83
43 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.281,6	47.053	0,0	5,9	7,83
44 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.647,1	47.382	0,0	5,2	7,83
45 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.365,8	48.029	0,0	4,0	7,83
46 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.852,7	46.667	0,0	6,7	7,83
47 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.777,7	46.600	0,0	6,8	7,83
48 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.793,6	46.614	0,0	6,8	7,83
49 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.928,1	46.735	0,0	6,5	7,83
50 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.226,4	47.004	0,0	6,0	7,83
51 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.934,5	47.641	0,0	4,7	7,83
52 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.706,9	46.536	0,0	6,9	7,83
53 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.707,9	46.537	0,0	6,9	7,83
54 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.828,4	46.646	0,0	6,7	7,83
55 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.117,2	46.905	0,0	6,2	7,83
56 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.855,3	47.570	0,0	4,9	7,83
57 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.804,0	46.624	0,0	6,8	7,83
58 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	51.904,0	46.714	0,0	6,6	7,83
59 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.140,1	46.926	0,0	6,2	7,83
60 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.860,1	47.574	0,0	4,9	7,83
61 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.309,1	47.078	0,0	5,9	7,83
62 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	52.529,9	47.277	0,0	5,5	7,83
63 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.031,0	47.728	0,0	4,6	7,83
64 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	54.150,8	48.736	0,0	2,6	7,83
65 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	54.201,8	48.782	0,0	2,5	7,83
66 A	No	VESTAS	V236-15.000	15.000	236,0	150,0	USER	Power curve (0)	53.628,0	48.265	0,0	3,5	7,83

More power curves may be used due to curtilment. Please view Curtilment assumptions report.

8 Resa energetica P50

I rendimenti energetici calcolati si basano sulle caratteristiche delle curve di potenza, sugli effetti delle perdite di scia e sulle condizioni del vento calcolate.

Non tengono conto delle riduzioni e condizioni di disponibilità limitata di turbine eoliche, perdite elettriche e delle condizioni atmosferiche eccezionali. I valori di perdita determinati preliminarmente per questi effetti sono stimati mediante calcoli specifici di progetto o assunti in base all'esperienza.

Gli effetti che possono essere considerati come causa rilevante di riduzione della produzione di energia sono:

- Le perdite del cablaggio e della stazione di interconnessione che dalla progettazione specifica della connessione di rete e dei componenti coinvolti. Queste perdite sono state stimate preliminarmente.
- La disponibilità degli aerogeneratori stimata come valore medio durante il normale servizio e corrispondenza alle condizioni contrattuali standard concordate per un parco eolico. Va considerato che le perdite dipendono fortemente dalla strategia del sistema di controllo della turbina eolica e che la disponibilità è spesso inferiore per i primi mesi di funzionamento.
- La manutenzione programmata di solito non è inclusa nel livello di non disponibilità. I dettagli relativi alla manutenzione devono essere determinati nei contratti.

Le potenziali fonti di perdite di energia sono state valutate e detratte dall'AEP lordo e sono stimate su valori empirici noti, in un valore rappresentativo considerato pari a circa 10% al fine di ottenere l'AEP netto o P50. La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata

Risultati da WindPro		Layout
Produzione energetica lorda [GWh/y]		3665
Perdite di scia		5.2%
Produzione energetica lorda al netto delle scie [GWh/y]		3474
Altre perdite	Disponibilità aerogeneratori	10%
	Efficienza elettrica	
	Condizioni atmosferiche e degradazione pale	
Calcolo resa energetica P50 [GWh/y]		3126
Capacity factor		36%
Ore a pieno carico [ore/anno]		3158

Tabella 5 – Calcolo resa energetica

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità media annua P50 della centrale eolica sia pari a **3126 GWh/anno**.

9 Conclusioni e raccomandazioni

La velocità media del vento prevista all'altezza del mozzo estratta dal NEWA, risulta attestarsi su valori medi di circa 7.8 m/s ad altezza 150 m s.l.m. con una buona distribuzione del vento che assicura una produzione energetica affidabile con il modello di turbina eolica ipotizzato.

La stima energetica P50 si attesta su valori di 3126 GWh/anno.

Una famiglia media composta da 3-4 persone consuma circa 2'700 kWh all'anno; perciò, l'impianto eolico consentirebbe di rifornire circa 1'157'778 famiglie. Considerando che il numero di famiglie aggiornato al 2019 in Sardegna sia pari a 730'510 il parco eolico è in grado di fornire energia a tutte le famiglie in Sardegna in quanto l'energia sfruttata dall'isola risulta il 63% del totale prodotto dal campo eolico.

Il principale aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto è la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti: una normale centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, per ogni kWh di energia prodotta, produce l'emissione in atmosfera di gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- 483 g/kWh di CO₂ (anidride carbonica);
- 1,4 g/kWh di SO₂ (anidride solforosa);
- 1,9 g/kWh di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che per ogni anno di vita utile della centrale eolica di progetto, una centrale tradizionale produrrebbe:

- circa 1'509'858 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- circa 4'376 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- circa 5'939 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

10 Riferimenti

/A1/ <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

/A2/ WindPRO software(<https://www.emd-international.com/windpro/>)

/A3/ V236-150_MW_brochure

/A4/ IEA Wind TCP Task 37 – Technical Report (March 2020) – “Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine”

/A5/ <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT>