



VCC ORISTANO 2 Srl

REGIONE SARDEGNA
COMUNE DI SCANO DI MONTIFERRO (OR)



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DI
POTENZA PARI A 75.000 kW
"Crastu Furones"

Valutazione di Impatto Ambientale artt.23-24-25 D.Lgs. 152/2006

REL.04

Elaborato di Progetto

PROGETTO DEFINITIVO
RELAZIONE DI PRODUCIBILITA'

Committente:
VCC Oristano 2 Srl
Via O.Ranelletti, 281 - 67043 - Celano (AQ)
P.IVA e C.F.: 01602470666
PEC: vcc.oristano.2.srl@pec.it

PROGETTO REDATTO DA: Gamma Srl

Progettista:
Ing. Mariangela Taurasi
Ordine degli ingegneri della Provincia di Avellino N. 1856

Prof. Ing. Marco Trapanese
Ordine degli ingegneri della Provincia di Palermo N. 6946

Data:
18/05/2022

Rev.00

SCALA -

Indice

1	PREMESSA	3
2	ANEMOMETRIA	4
2.1	Stazione anemometrica	4
3	CENTRALE EOLICA	6
3.1	Configurazione d'impianto	6
3.2	Aerogeneratore	7
4	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	9
4.1	Modello orografico digitale	9
4.2	Mappatura del campo di vento	10
4.3	Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)	11
4.4	Producibilità netta di impianto	12
4.5	Analisi delle incertezze	13
5	APPENDICE A	17
6	APPENDICE B	18
7	APPENDICE C	20
8	CERTIFICATI CALIBRAZIONE	23

Informazioni documento

Categoria documento	Relazione Tecnica
Progetto	Centrale eolica "Crastu Furones" nel Comune di Scano di Montiferro (OR)
Titolo documento	Analisi anemologica e stima di producibilità
Cliente	VCC Oristano 2 srl
Numero di pagine	24
Data Registrazione	18/05/2022
Indice Revisione	rev. 0



1 PREMESSA

La presente analisi anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito e la stima di producibilità delle turbine previste per l'installazione sull'area di progetto.

Lo studio prevede inizialmente l'elaborazione dei dati acquisiti da diverse stazioni di misura della velocità e direzione vento posizionate in prossimità del sito, preceduta da eventuali operazioni di filtraggio per l'esclusione di valori non ammissibili.

Successivamente, l'insieme di dati di vento selezionato come maggiormente rappresentativo per un intero anno solare viene associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'interesse, per costituire l'input del codice di simulazione anemologica WASP⁽¹⁾. Il modello territoriale, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale ed, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, WASP è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle macchine, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

I risultati ottenuti attraverso la simulazione sono infine oggetto di elaborazioni “post-processing” che, sulla base di valutazioni in merito a:

- livello di completezza e di attendibilità dei dati di input,
- limiti del modello di calcolo utilizzato,
- presenza di perdite imputabili ad ulteriori fattori esterni,
- proiezione sul lungo periodo (nel caso in cui ci fosse la disponibilità di dati acquisiti in anni passati, per periodi significativi, da altre stazioni anemometriche installate in zona),

permettono di definire il livello di incertezza sulle previsioni di resa energetica e quindi di fissare gli adeguati margini di sicurezza, più o meno conservativi in relazione al rischio che l'investitore è in grado di assumere.

(1) WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.

2 ANEMOMETRIA

A supporto dell'analisi sono stati utilizzati i dati relativi ad una stazione anemometrica.

2.1 Stazione anemometrica

La disponibilità dei dati della stazione anemometrica con codice 1011 è dal 10 marzo 2002, l'ultimo rilievo dati è dell'1 maggio 2005. I dati registrati, nei periodi in cui l'anemometro ha funzionato, hanno una buona disponibilità, pari a circa il 97% degli eventi complessivi registrabili per quanto riguarda la velocità e circa il 90% per la direzione.

Il sistema di monitoraggio, al top della configurazione, è costituito da due sensori di velocità posti alle altezze di 20 e 40 m sls e due sensori di direzione a 20 e 40 m sls. I dati sono stati registrati con una frequenza di acquisizione pari a 10 minuti.

I dati provenienti da ogni sensore sono stati preventivamente esaminati per evidenziare eventuali anomalie o intervalli temporali di mancata acquisizione.

L'analisi dei dati evidenzia la presenza di una direzione principale di provenienza del vento. Le distribuzioni delle frequenze di occorrenza, relative alla coppia di sensori alla massima altezza, sono state riportate sui relativi diagrammi azimuthali (**Rosa dei Venti**).

La disponibilità di acquisizioni a diverse altezze dal suolo ha consentito, inoltre, di stimare il *coefficiente di Wind Shear* locale. Tale parametro caratterizza il profilo di strato limite atmosferico della velocità vento rispetto al suolo, come definito dalla formula riportata di seguito:

$$V_{h_0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

essendo:

α = *coefficiente di wind shear*;

V_{h_0} = *velocità vento ad altezza $h=h_0$* ;

$V_{h_{ref}}$ = *velocità vento ad altezza di riferimento $h=h_{ref}$* .

Il coefficiente di Wind Shear che meglio interpola le velocità vento medie di periodo in contemporaneità di acquisizione è riportato nella scheda di sintesi.

La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite per ciascun sensore o coppia di sensori velocità/direzione, sono sintetizzati dalle tabelle e dai relativi diagrammi riportati di seguito ed è il meglio che si potesse ottenere con quanto a disposizione.

Stazione anemometrica: caratterizzazione e sintesi elaborazioni

IDENTIFICAZIONE STAZIONE		
Codice	1011	
n° sensori velocità	2 (h=20 m, h=40 m)	
n° sensori direzione	2 (h=20 m, h=40 m)	
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA		
Regione, Comune (Provincia)	Sardegna, Scano di Montiferro (OR)	
PUNTO D'INSTALLAZIONE		
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84	
Fuso	32	
Longitudine	471 114	
Latitudine	4 453 530	
Altitudine	681 m slm	
ACQUISIZIONE DATI		
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=20m	h=40m
Frequenza di acquisizione	10 minuti	
Data primo rilievo dati	10 marzo 2002	
Ultimo rilievo dati	1 maggio 2005	
ELABORAZIONI		
Altezza dal suolo sensori velocità	h=20m	h=40m
Velocità vento media di periodo, <i>misurata</i>	5.62 m/s	6.11 m/s
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$	6.32 m/s	6.88 m/s
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1.88	1.92
Coefficiente di Wind Shear	1.121	

3 CENTRALE EOLICA

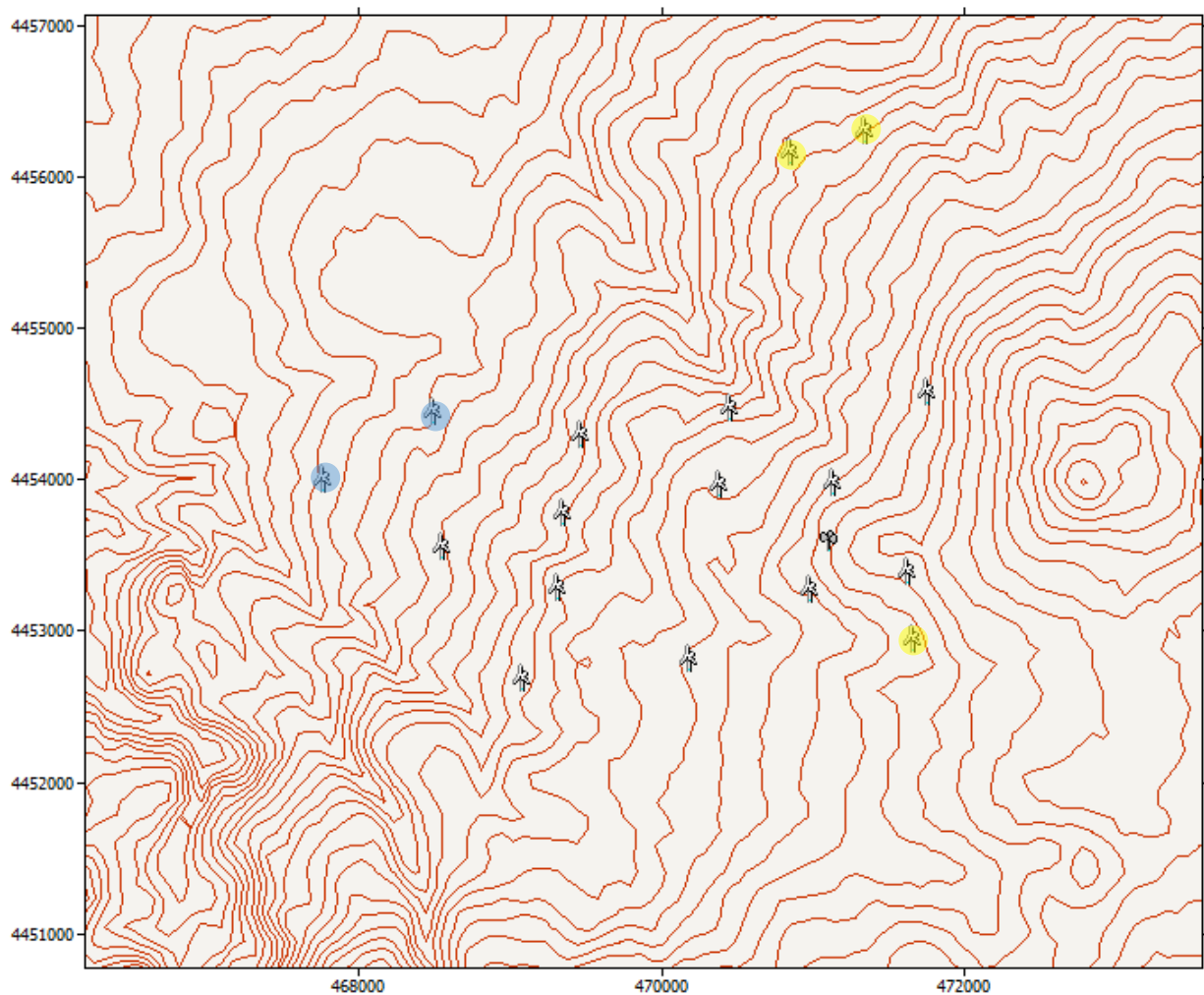
3.1 Configurazione d'impianto

L'impianto insiste nel territorio del comune di Scano di Montiferro ad un'altitudine media pari a circa 600 m slm.

Nell'area immediatamente prossima all'impianto ci sono attualmente installati degli aerogeneratori (nel raggio di circa due chilometri, ipotizzato mini-eolico da 60kW, in figura color giallo), che sono stati considerati nell'analisi e per i quali sono state valutate le perdite aggiuntive (Appendice A).

È stata altresì considerata l'eventuale futura presenza di un ulteriori due aerogeneratori (ipotizzato stesso modello di aerogeneratore della centrale in oggetto, in figura color azzurro) nel comune di Scano di Montiferro, al fine di poter valutare tutte le perdite. La produzione di tale impianto è in Appendice B.

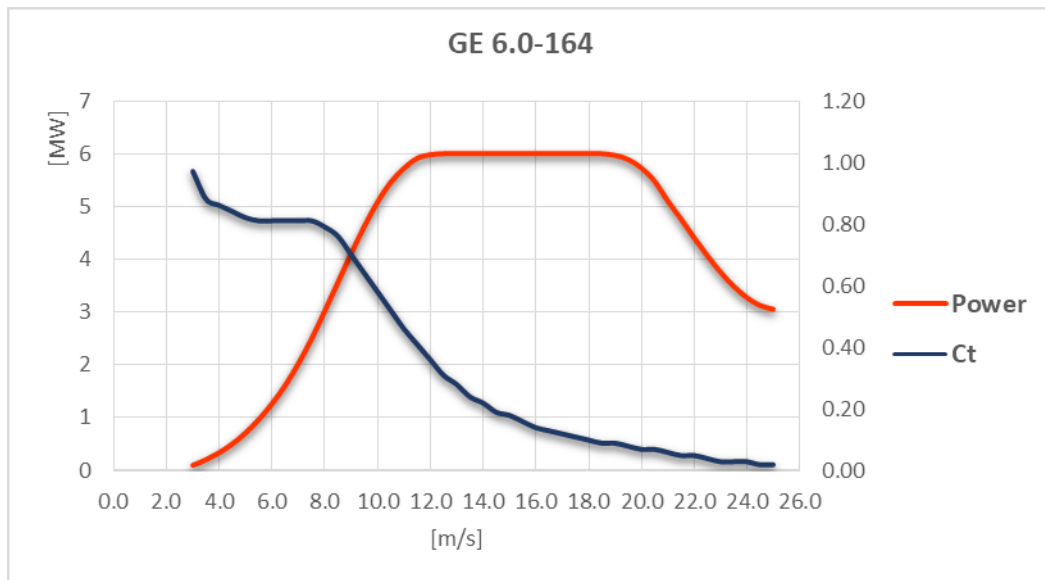
Per completezza, nell'Appendice C si riportano i risultati di produzione della centrale eolica di "Crastu Furones" nell'ipotesi in cui tali aerogeneratori non ci fossero.



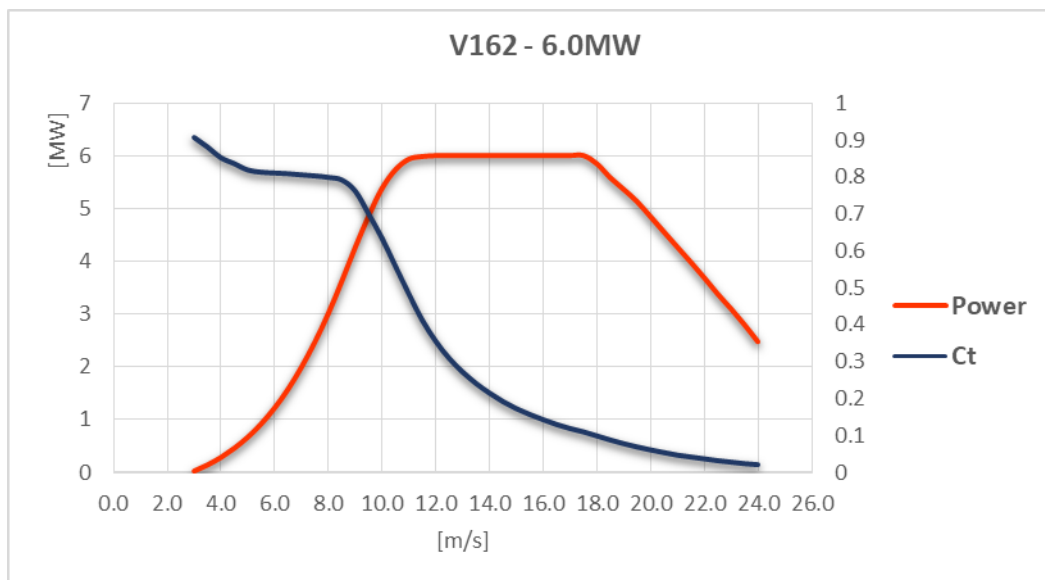
3.2 Aerogeneratore

Su richiesta del Cliente, sono stati presi in considerazione diversi modelli di aerogeneratore e per ognuno è stata calcolata la produzione di energia attesa alla stessa altezza mozzo.

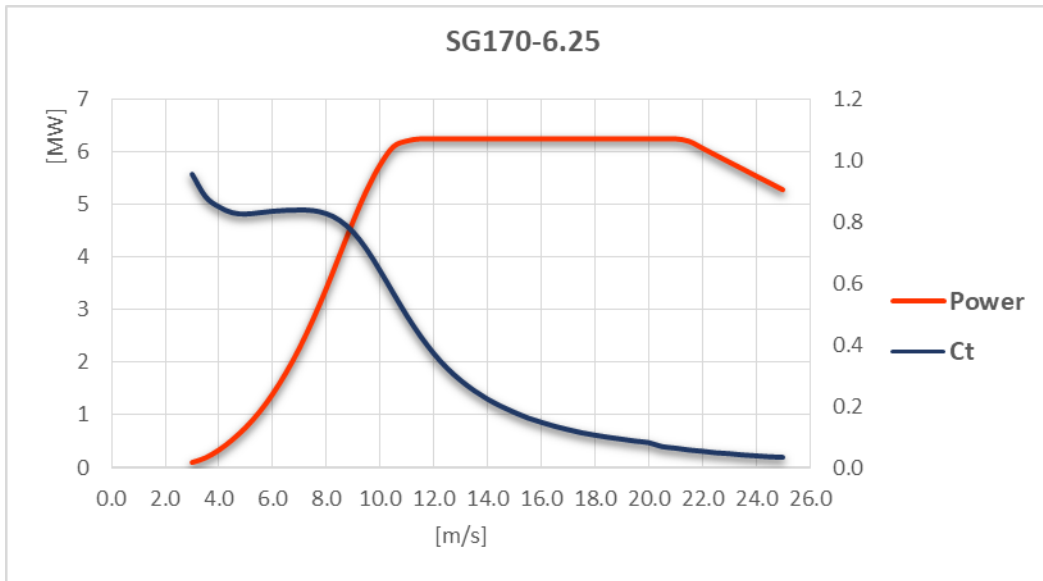
a) GE Cipress 6.0-164



b) V162 6.0 MW



c) SG170 6.25MW

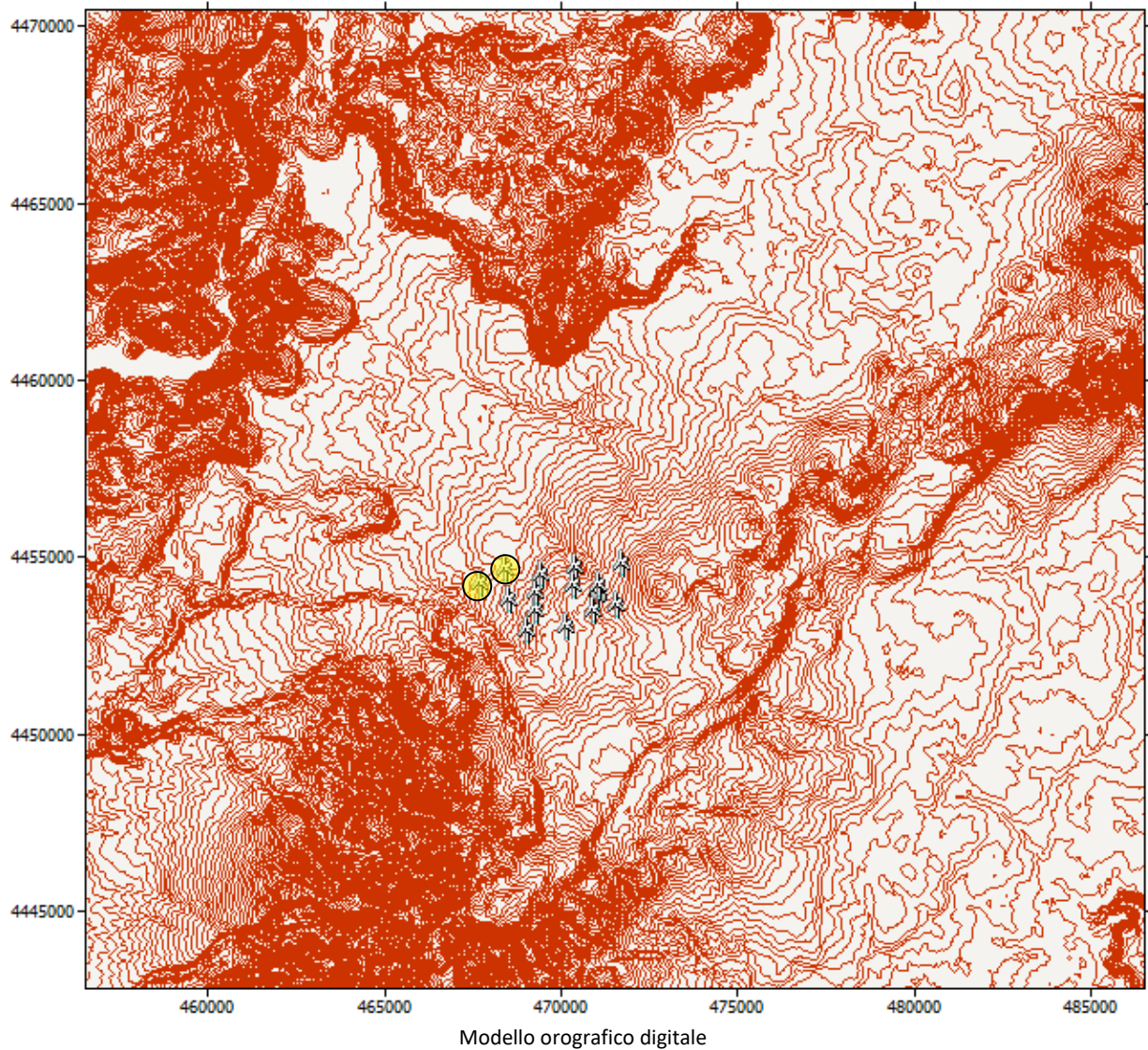





In questo caso è stata presa in considerazione la curva di potenza della SG170-6.6 MW ed è stata tagliata a 6.25 MW.

4 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

4.1 Modello orografico digitale

Per il sito in oggetto è stato assunto nell'algoritmo di calcolo della producibilità del parco un modello orografico del terreno ed una mappa della rugosità scaricati dal DataBase di WAsP, non essendo stati forniti dal Cliente.



-  altra ditta
-  layout impianto
-  anemometro

4.2 Mappatura del campo di vento

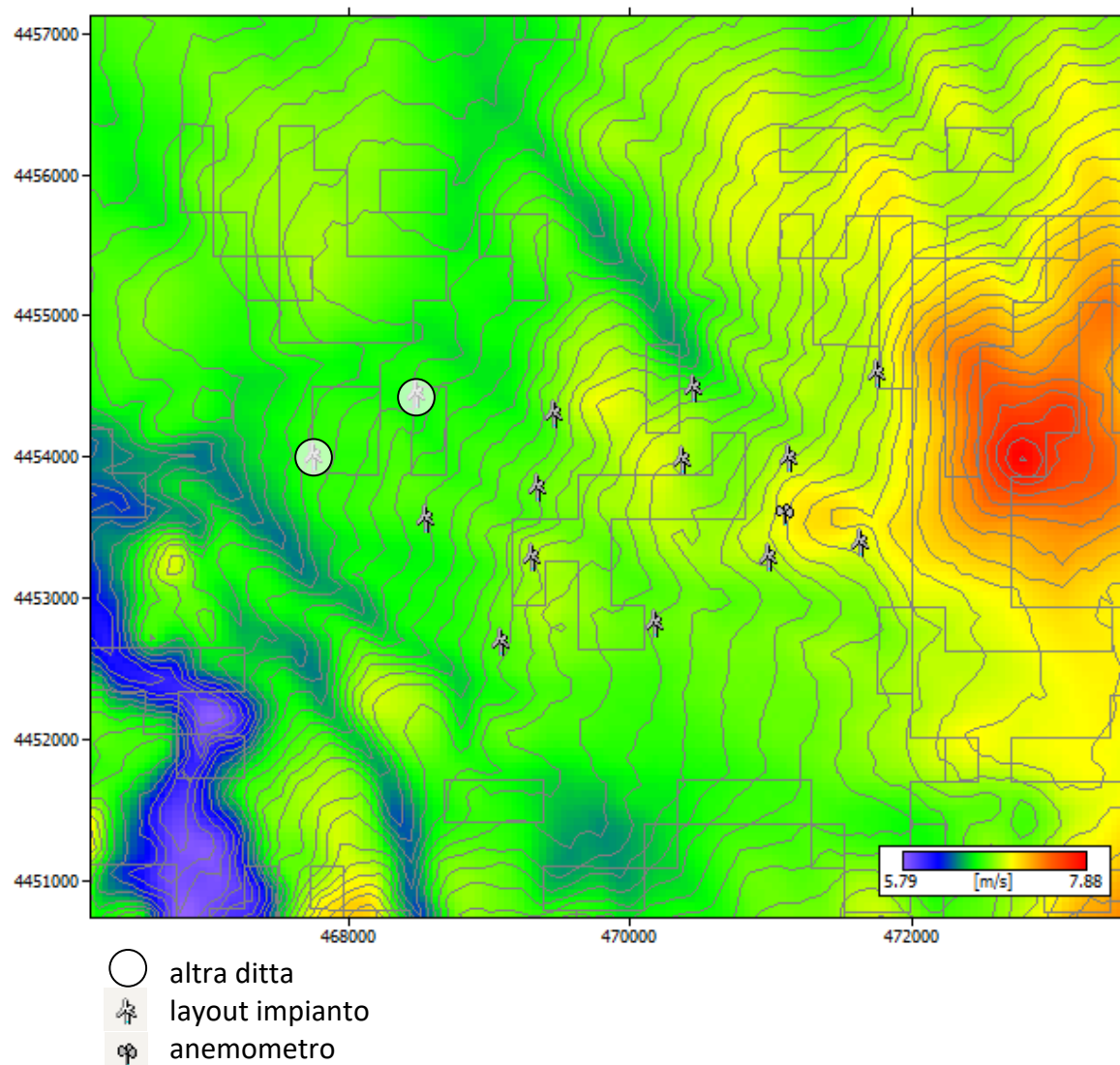
Per la determinazione dell'atlante di vento geostrofico dell'area è stato impiegato il software WASP12, implementando il set di dati anemometrici più significativo per la descrizione del regime anemologico di breve periodo registrato durante la campagna di monitoraggio.

La disponibilità di un range temporale di più anni ha permesso di ricostruire l'andamento stagionale della vena ventosa, altamente fluttuante a seconda del periodo considerato.

Inoltre i dati implementati sono stati selezionati fra le varie coppie di sensori di velocità/direzione della stazione scelte in base ai criteri di maggior attendibilità, di maggior disponibilità di periodo e di altezza dal suolo più prossima a quella degli aerogeneratori di progetto.

Si precisa che con il software WASP è stato possibile calcolare la distribuzione e la mappatura del vento a varie altezze rispetto al suolo, nonché una serie di parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante la stazione di misura in corrispondenza della quota a cui si trovano i mozzi rotore delle turbine di progetto (fra cui si ricordano i già citati fattori di scala A e di forma k, nonché la velocità media).

Nell'immagine è rappresentata la velocità media ad altezza mozzo.



4.3 Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)

I parametri di cui sopra, calcolati per ciascuna posizione prevista da progetto ed associati alle curve di prestazione del modello di aerogeneratore selezionato, hanno permesso di ottenere una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

Si riportano di seguito le grandezze anemologiche estrapolate dal software WAsP e le relative rese energetiche sia lorde sia al netto delle reciproche scie aerodinamiche.

a) GE Cipress 6.0-164 con altezza mozzo a 119 metri

	UTM-WGS84		Simulazione WAsP			Resa energetica annua		
	E	N	A	Velocità vento al mozzo		Perdite per scia aerodinamica	lorda	netta
				[m/s]	k			
1	471641	4453319	7.85	1.89	6.97	8.06%	19.730	18.140
2	471765	4454512	7.81	1.90	6.93	5.98%	19.582	18.411
3	468560	4453486	7.51	1.88	6.67	7.56%	18.509	17.110
4	469091	4452614	7.58	1.88	6.73	4.66%	18.730	17.857
5	470190	4452748	7.64	1.88	6.78	6.66%	18.918	17.658
6	469321	4453214	7.76	1.88	6.89	8.30%	19.459	17.844
7	469354	4453708	7.63	1.88	6.77	10.89%	18.925	16.864
8	469479	4454228	7.62	1.88	6.76	9.43%	18.872	17.092
9	470457	4454407	7.63	1.90	6.77	9.55%	18.909	17.103
10	470388	4453900	7.76	1.90	6.89	10.80%	19.441	17.341
11	471145	4453910	7.84	1.90	6.96	10.16%	19.726	17.722
12	470991	4453208	7.72	1.89	6.85	8.67%	19.242	17.574
Totale							230.043	210.716
					6.83	8.39%	19.170	17.560

b) V162 6.0 MW con altezza mozzo a 119 metri

	UTM-WGS84		Simulazione WAsP			Resa energetica annua		
	E	N	A	Velocità vento al mozzo		Perdite per scia aerodinamica	lorda	netta
				[m/s]	k			
1	471641	4453319	7.85	1.89	6.97	8.40%	19.926	18.252
2	471765	4454512	7.81	1.90	6.93	6.24%	19.777	18.543
3	468560	4453486	7.51	1.88	6.67	7.92%	18.696	17.215
4	469091	4452614	7.58	1.88	6.73	4.85%	18.915	17.998
5	470190	4452748	7.64	1.88	6.78	6.98%	19.107	17.773
6	469321	4453214	7.76	1.88	6.89	8.65%	19.650	17.950
7	469354	4453708	7.63	1.88	6.77	11.39%	19.113	16.936

8	469479	4454228	7.62	1.88	6.76	9.86%	19.059	17.180
9	470457	4454407	7.63	1.90	6.77	10.00%	19.101	17.191
10	470388	4453900	7.76	1.90	6.89	11.32%	19.637	17.414
11	471145	4453910	7.84	1.90	6.96	10.61%	19.923	17.809
12	470991	4453208	7.72	1.89	6.85	9.10%	19.436	17.667
Totale							232.339	211.928
Media unitaria					6.83	8.78%	19.362	17.661

c) SG170 6.25 MW con altezza mozzo a 119 metri

	UTM-WGS84		Simulazione WAsP			Resa energetica annua		
	E	N	A	Velocità vento al mozzo		Perdite per scia aerodinamica	lorda	netta
				[m/s]	k			
1	471641	4453319	7.85	1.89	6.97	9.11%	21.635	19.664
2	471765	4454512	7.81	1.90	6.93	6.77%	21.479	20.025
3	468560	4453486	7.51	1.88	6.67	8.57%	20.330	18.588
4	469091	4452614	7.58	1.88	6.73	5.27%	20.564	19.480
5	470190	4452748	7.64	1.88	6.78	7.55%	20.767	19.199
6	469321	4453214	7.76	1.88	6.89	9.36%	21.344	19.346
7	469354	4453708	7.63	1.88	6.77	12.35%	20.775	18.209
8	469479	4454228	7.62	1.88	6.76	10.67%	20.718	18.507
9	470457	4454407	7.63	1.90	6.77	10.87%	20.763	18.506
10	470388	4453900	7.76	1.90	6.89	12.27%	21.328	18.711
11	471145	4453910	7.84	1.90	6.96	11.50%	21.633	19.145
12	470991	4453208	7.72	1.89	6.85	9.89%	21.115	19.027
Totale							252.450	228.407
Media unitaria					6.83	9.52%	21.037	19.034

4.4 Producibilità netta di impianto

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita:

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	3 %
Disponibilità	2 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.2 %
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.5 %
Topografia	1 %

Fattori di perdita aggiuntivi

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua della centrale eolica e le relative ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale, siano le seguenti:

	GE 6.0-164		V162-6.0MW		SG170 6.25 MW	
	P50	(P 50)	P50	(P 50)	P50	(P 50)
	[GWh/anno]	[h]	[GWh/anno]	[h]	[GWh/anno]	[h]
1	16.918	2820	17.023	2837	18.340	2934
2	17.171	2862	17.294	2882	18.676	2988
3	15.958	2660	16.056	2676	17.336	2774
4	16.654	2776	16.786	2798	18.168	2907
5	16.469	2745	16.576	2763	17.906	2865
6	16.642	2774	16.741	2790	18.043	2887
7	15.728	2621	15.795	2633	16.983	2717
8	15.941	2657	16.023	2670	17.260	2762
9	15.951	2659	16.033	2672	17.260	2762
10	16.173	2696	16.241	2707	17.451	2792
11	16.528	2755	16.610	2768	17.856	2857
12	16.390	2732	16.477	2746	17.745	2839
Totale	196.5		197.7		213.0	
Media unitaria		2729		2745		2840

4.5 Analisi delle incertezze

I risultati ottenuti sono stati infine oggetto di post-processing in base ad una serie di valutazioni dettati da diversi fattori derivanti sia dalla qualità dei documenti forniti sia dalle caratteristiche intrinseche del modello adottato:

- livello di completezza e di attendibilità dei dati anemometrici;
- limiti del modello di calcolo utilizzato;
- presenza di perdite imputabili ad ulteriori fattori esterni;
- proiezione sul lungo periodo.

Queste considerazioni hanno permesso di definire una serie di livelli di incertezza che, successivamente, sono stati applicati alle previsioni di resa energetica calcolate, permettendo, di fatto, di fissare degli adeguati margini di sicurezza, più o meno conservativi, tali da consentire di valutare le potenziali fluttuazioni sul lungo periodo di tali stime.

Si riportano pertanto i consuntivi di stima differenziati in base ai percentili probabilistici P50, P75 e P90 (sia a 1 anno sia a 10 anni), ossia le produzioni annue attese la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento della soglia considerata, minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, più alto sarà il livello di cautela adottato.

10 anni GE 6.0-164	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	16.918	15.457	14.141	2820	2576	2357
2	17.171	15.665	14.309	2862	2611	2385
3	15.958	14.510	13.206	2660	2418	2201
4	16.654	15.155	13.806	2776	2526	2301
5	16.469	15.023	13.721	2745	2504	2287
6	16.642	15.159	13.824	2774	2526	2304
7	15.728	14.328	13.068	2621	2388	2178
8	15.941	14.521	13.244	2657	2420	2207
9	15.951	14.555	13.298	2659	2426	2216
10	16.173	14.767	13.502	2696	2461	2250
11	16.528	15.107	13.828	2755	2518	2305
12	16.390	14.982	13.715	2732	2497	2286
Totale	196.5	179.2	163.7			
Media unitaria				2729	2489	2273

1 anno GE 6.0-164	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	16.918	15.302	13.847	2820	2550	2308
2	17.171	15.508	14.011	2862	2585	2335
3	15.958	14.364	12.931	2660	2394	2155
4	16.654	15.004	13.519	2776	2501	2253
5	16.469	14.873	13.436	2745	2479	2239
6	16.642	15.007	13.536	2774	2501	2256
7	15.728	14.185	12.796	2621	2364	2133
8	15.941	14.376	12.968	2657	2396	2161
9	15.951	14.409	13.021	2659	2402	2170
10	16.173	14.619	13.221	2696	2437	2203
11	16.528	14.956	13.540	2755	2493	2257
12	16.390	14.833	13.430	2732	2472	2238
Totale	196.5	177.4	160.3			
Media unitaria				2729	2464	2226

10 anni V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	17.023	15.552	14.229	2837	2592	2371
2	17.294	15.777	14.412	2882	2629	2402
3	16.056	14.599	13.287	2676	2433	2215
4	16.786	15.275	13.915	2798	2546	2319
5	16.576	15.121	13.811	2763	2520	2302
6	16.741	15.249	13.906	2790	2541	2318
7	15.795	14.389	13.124	2633	2398	2187
8	16.023	14.596	13.312	2670	2433	2219
9	16.033	14.630	13.366	2672	2438	2228
10	16.241	14.829	13.559	2707	2472	2260
11	16.610	15.181	13.896	2768	2530	2316
12	16.477	15.062	13.788	2746	2510	2298
Totale	197.7	180.3	164.6			
Media unitaria				2745	2504	2286

1 anno V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	17.023	15.397	13.932	2837	2566	2322
2	17.294	15.619	14.111	2882	2603	2352
3	16.056	14.453	13.011	2676	2409	2168
4	16.786	15.122	13.625	2798	2520	2271
5	16.576	14.969	13.523	2763	2495	2254
6	16.741	15.096	13.616	2790	2516	2269
7	15.795	14.245	12.850	2633	2374	2142
8	16.023	14.450	13.035	2670	2408	2173
9	16.033	14.483	13.088	2672	2414	2181
10	16.241	14.681	13.276	2707	2447	2213
11	16.610	15.030	13.607	2768	2505	2268
56	16.477	14.911	13.501	2746	2485	2250
Totale	197.7	178.5	161.2			
Media unitaria				2745	2479	2239

10 anni SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	18.340	16.755	15.329	18.340	16.755	15.329
2	18.676	17.038	15.563	18.676	17.038	15.563
3	17.336	15.763	14.347	17.336	15.763	14.347
4	18.168	16.533	15.061	18.168	16.533	15.061
5	17.906	16.334	14.919	17.906	16.334	14.919
6	18.043	16.435	14.987	18.043	16.435	14.987
7	16.983	15.471	14.110	16.983	15.471	14.110
8	17.260	15.724	14.340	17.260	15.724	14.340
9	17.260	15.749	14.389	17.260	15.749	14.389
10	17.451	15.934	14.568	17.451	15.934	14.568
11	17.856	16.320	14.939	17.856	16.320	14.939
12	17.745	16.221	14.849	17.745	16.221	14.849
Totale	213.0	194.3	177.4			
Media unitaria				2840	2590	2365

1 anno SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	18.340	16.588	15.010	2934	2654	2402
2	18.676	16.867	15.239	2988	2699	2438
3	17.336	15.605	14.048	2774	2497	2248
4	18.168	16.367	14.747	2907	2619	2360
5	17.906	16.170	14.608	2865	2587	2337
6	18.043	16.270	14.675	2887	2603	2348
7	16.983	15.316	13.816	2717	2451	2211
8	17.260	15.566	14.042	2762	2491	2247
9	17.260	15.591	14.089	2762	2495	2254
10	17.451	15.774	14.265	2792	2524	2282
11	17.856	16.157	14.628	2857	2585	2340
12	17.745	16.059	14.540	2839	2569	2326
Totale	213.0	192.3	173.7			
Media unitaria				2840	2564	2316

In sintesi il valore di P50 è pari a 2529 ore equivalenti con la GE, 2745 ore equivalenti con la V162 e 2840 ore equivalenti con la SG170.

Le valutazioni fatte sono il meglio che si poteva fare con i dati ed il materiale a disposizione.

5 APPENDICE A

X [m]	Y [m]	attuale		con GE 6.0 MW		con V162 6.0 MW		con SG170 6.25 MW	
		Net AEP [MWh]	Wake loss [%]	Net AEP [MWh]	Wake loss [%]	Net AEP [MWh]	Wake loss [%]	Net AEP [MWh]	Wake loss [%]
471357	4456229	175.486	0.42	170.361	3.33	170.275	3.37	169.660	3.72
470866	4456094	186.332	0.24	180.709	3.25	180.622	3.30	179.968	3.65
471676	4452874	161.403	0.01	147.241	8.79	146.925	8.98	145.548	9.83

6 APPENDICE B

	WGS84		Turbine		h mozzo
	E	N			[m]
wtg1	471642	4453319	6.0 / 6.25	MW	119.0
Wtg2	471825	4454463	6.0 / 6.25	MW	119.0
Totale					

10 anni GE 6.0MW	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	16.442	14.920	13.551	2740	2487	2259
wtg2	15.767	14.330	13.036	2628	2388	2173
Totale	32.2	29.3	26.6			
Media unitaria				2684	2438	2216

1 anno GE 6.0MW	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	16.442	14.771	13.269	2740	2462	2212
wtg2	15.767	14.187	12.765	2628	2364	2127
Totale	32.2	29.0	26.0			
Media unitaria				2684	2413	2169

10 anni V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	16.564	15.031	13.652	2761	2505	2275
wtg2	15.864	14.418	13.116	2644	2403	2186
Totale	32.4	29.4	26.8			
Media unitaria				2702	2454	2231

1 anno V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	16.564	14.881	13.368	2761	2480	2228
wtg2	15.864	14.274	12.843	2644	2379	2141
Totale	32.4	29.2	26.2			
Media unitaria				2702	2430	2184

10 anni SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	17.938	16.278	14.784	2870	2604	2365
wtg2	17.141	15.578	14.172	2743	2493	2268
Totale	35.1	31.9	29.0			
Media unitaria				2806	2549	2316

1 anno SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
wtg1	17.938	16.115	14.476	2870	2578	2316
wtg2	17.141	15.423	13.877	2743	2468	2220
Totale	35.1	31.5	28.4			
Media unitaria				2806	2523	2268

7 APPENDICE C

10 anni GE 6.0-164	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	16.979	15.512	14.192	2830	2585	2365
2	17.233	15.721	14.360	2872	2620	2393
3	16.259	14.783	13.456	2710	2464	2243
4	16.745	15.238	13.881	2791	2540	2313
5	16.535	15.083	13.777	2756	2514	2296
6	16.788	15.291	13.945	2798	2549	2324
7	16.006	14.581	13.299	2668	2430	2216
8	16.353	14.897	13.586	2726	2483	2264
9	16.101	14.692	13.423	2684	2449	2237
10	16.313	14.895	13.619	2719	2482	2270
11	16.609	15.181	13.895	2768	2530	2316
12	16.470	15.055	13.782	2745	2509	2297
Totale	198.4	180.9	165.2			
Media unitaria				2755	2513	2295

1 anno GE 6.0-164	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	16.979	15.357	13.897	2830	2559	2316
2	17.233	15.564	14.061	2872	2594	2344
3	16.259	14.636	13.175	2710	2439	2196
4	16.745	15.085	13.592	2791	2514	2265
5	16.535	14.932	13.490	2756	2489	2248
6	16.788	15.138	13.654	2798	2523	2276
7	16.006	14.435	13.022	2668	2406	2170
8	16.353	14.748	13.304	2726	2458	2217
9	16.101	14.545	13.144	2684	2424	2191
10	16.313	14.746	13.335	2719	2458	2223
11	16.609	15.029	13.606	2768	2505	2268
12	16.470	14.904	13.495	2745	2484	2249
Totale	198.4	179.1	161.8			
Media unitaria				2755	2488	2247

10 anni V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	17.087	15.611	14.282	2848	2602	2380
2	17.358	15.836	14.465	2893	2639	2411
3	16.372	14.886	13.549	2729	2481	2258
4	16.881	15.361	13.994	2813	2560	2332
5	16.646	15.184	13.869	2774	2531	2312
6	16.890	15.385	14.030	2815	2564	2338
7	16.087	14.655	13.366	2681	2443	2228
8	16.459	14.994	13.675	2743	2499	2279
9	16.189	14.772	13.496	2698	2462	2249
10	16.388	14.964	13.682	2731	2494	2280
11	16.693	15.257	13.966	2782	2543	2328
12	16.560	15.138	13.857	2760	2523	2310
Totale	199.6	182.0	166.2			
Media unitaria				2772	2528	2309

1 anno V162	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	17.087	15.455	13.985	2848	2576	2331
2	17.358	15.677	14.164	2893	2613	2361
3	16.372	14.737	13.267	2729	2456	2211
4	16.881	15.208	13.703	2813	2535	2284
5	16.646	15.033	13.580	2774	2505	2263
6	16.890	15.231	13.738	2815	2538	2290
7	16.087	14.509	13.088	2681	2418	2181
8	16.459	14.844	13.390	2743	2474	2232
9	16.189	14.624	13.215	2698	2437	2203
10	16.388	14.814	13.397	2731	2469	2233
11	16.693	15.105	13.675	2782	2517	2279
12	16.560	14.986	13.569	2760	2498	2261
Totale	199.6	180.2	162.8			
Media unitaria				2772	2503	2261

10 anni SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	18.414	16.823	15.392	2946	2692	2463
2	18.752	17.107	15.626	3000	2737	2500
3	17.713	16.106	14.659	2834	2577	2345
4	18.281	16.635	15.154	2925	2662	2425
5	17.984	16.405	14.984	2877	2625	2397
6	18.217	16.594	15.132	2915	2655	2421
7	17.330	15.787	14.398	2773	2526	2304
8	17.778	16.195	14.770	2844	2591	2363
9	17.445	15.918	14.543	2791	2547	2327
10	17.625	16.093	14.714	2820	2575	2354
11	17.953	16.410	15.021	2873	2626	2403
12	17.844	16.312	14.932	2855	2610	2389
Totale	215.3	196.4	179.3			
Media unitaria				2871	2618	2391

1 anno SG170	Energia annua			ore equivalenti		
	P50 [GWh/anno]	P 75 [GWh/anno]	P 90 [GWh/anno]	(P 50) [h]	(P 75) [h]	(P 90) [h]
1	18.414	16.655	15.071	2946	2665	2411
2	18.752	16.936	15.301	3000	2710	2448
3	17.713	15.944	14.354	2834	2551	2297
4	18.281	16.469	14.839	2925	2635	2374
5	17.984	16.241	14.672	2877	2599	2348
6	18.217	16.428	14.817	2915	2628	2371
7	17.330	15.629	14.099	2773	2501	2256
8	17.778	16.033	14.463	2844	2565	2314
9	17.445	15.759	14.241	2791	2521	2278
10	17.625	15.932	14.408	2820	2549	2305
11	17.953	16.246	14.708	2873	2599	2353
12	17.844	16.148	14.621	2855	2584	2339
Totale	215.3	194.4	175.6			
Media unitaria				2871	2592	2341

8 CERTIFICATI CALIBRAZIONE

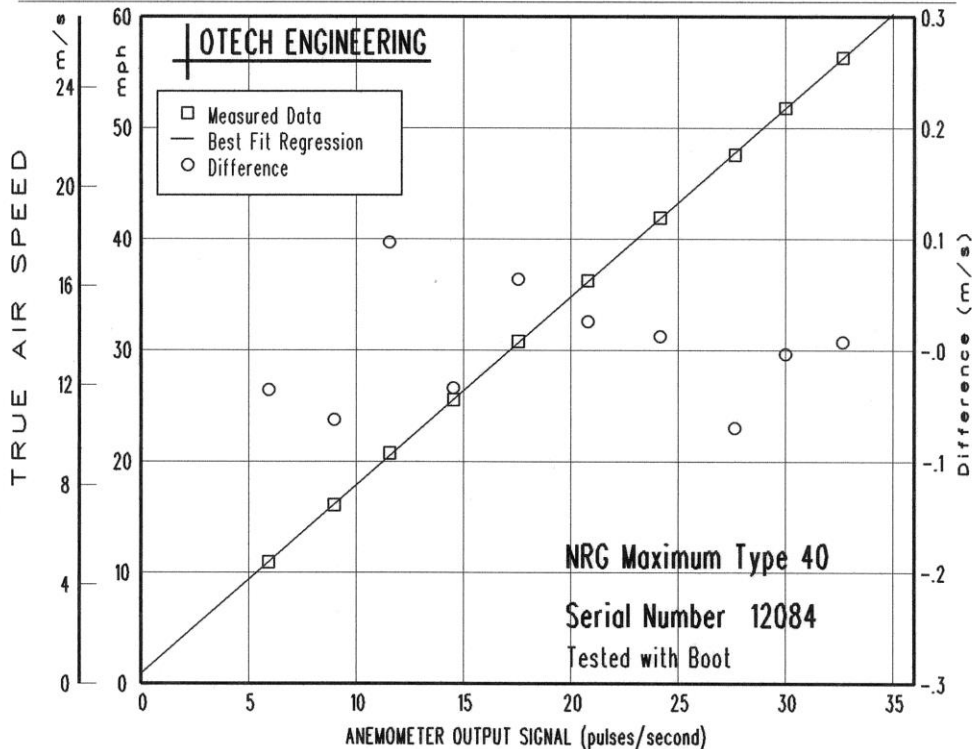
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a heliocoiled reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 53818 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53818
 Test Start/End: 07-JUN-2002 02:27:36 to 07-JUN-2002 02:36:41 Test Letter/Position: F 1
 Report Date: 22-JUN-2002 Raw Data File Name: R0000607.F02 Test Interval: Variable
 Mean Axial Turbulence Intensity = 0.01 Air Temp (C) 15.2 Air Press (mb) 1020 Air Density (kg/m3) 1.233

Parameter	SI Units	English Units	True Speed	Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a = 0.7574 m/s / Hz	1.694 mph/Hz	4.9 m/s	5.94
Y-Intercept, (Offset)	b = 0.430 m/s	0.962 mph	9.3 m/s	11.55
Standard Error of Y-Estimate	= 0.057 m/s	0.127 mph	13.8 m/s	17.55
Correlation Coefficient,	r = 0.99997	0.99997	18.7 m/s	24.17
Standard Dev. X-Coefficient	= 0.002 m/s	0.005 mph	23.1 m/s	30.00
Standard Dev. Y-Intercept	= 0.040 m/s	0.090 mph	25.2 m/s	32.67
X-Coefficient (K Intercept)	= 0.7609 m/s / Hz	1.702 mph/Hz	21.3 m/s	27.64
Constant Intercept (K)	= 0.350 m/s	0.783 mph	16.2 m/s	20.79
Number of Data Points,	n = 10	10	11.4 m/s	14.54
Position Adjustment Factor =	1.0156		7.2 m/s	8.98



Program: ANEODRAW.EXE Version 7.43 Latest Revision 27 JAN 2002
 OTECH ENGINEERING 418 Scripps Drive Davis CA 95616 USA (530) 757-2264 johnbermeier@hotmail.com

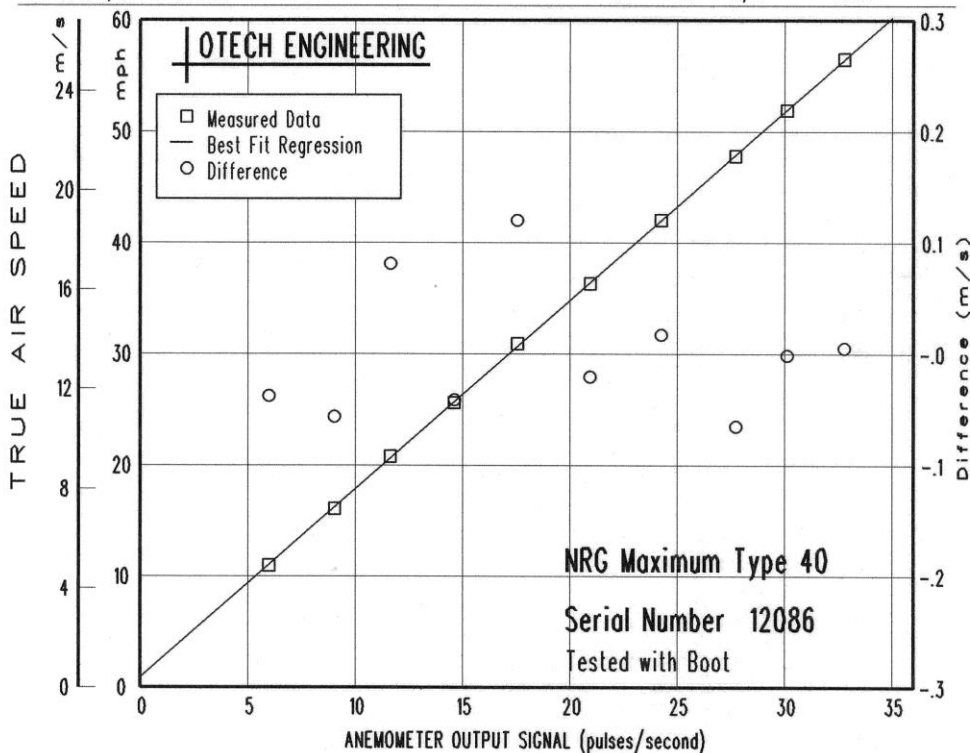
ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

-- Summary results of an open atmosphere calibration test --

This calibration was performed by comparing side-by-side readings from the tested anemometer with a heliocoil reference propeller anemometer. Tests are conducted during calm air conditions at ten near-constant wind speeds. The reference propeller anemometer has been directly compared with the Round Robin 2 anemometer from the Meteorological Standards Institute's Round Robin Experiment. This transfer standard is traceable to the National Institute of Standards and Technologies (NIST) wind tunnel, as well as other authoritative wind tunnels around the world.

Reference Anemometer: R.M.Young Model 27106D/08234, S/N 53818 R.M.Young 30 cm Pitch Propeller, S/N 53818
 Test Start/End: 07-JUN-2002 02:27:36 to 07-JUN-2002 02:36:41 Test Letter/Position: F 3
 Report Date: 22-JUN-2002 Raw Data File Name: R0000607.F02 Test Interval: Variable
 Mean Axial Turbulence Intensity = 0.01 Air Temp (C) 15.2 Air Press (mb) 1020 Air Density (kg/m3) 1.233

Parameter	SI Units	English Units	True Speed	Output Frequency Hz
X-Coefficient, (Slope)	a = 0.7582 m/s / Hz	1.696 mph/Hz	4.9 m/s	5.99
Y-Intercept, (Offset)	b = 0.405 m/s	0.907 mph	9.3 m/s	11.63
Standard Error of Y-Estimate	= 0.063 m/s	0.141 mph	13.8 m/s	17.55
Correlation Coefficient,	r = 0.99996	0.99996	18.8 m/s	24.25
Standard Dev. X-Coefficient	= 0.002 m/s	0.005 mph	23.2 m/s	30.10
Standard Dev. Y-Intercept	= 0.044 m/s	0.099 mph	25.3 m/s	32.78
X-Coefficient (K Intercept)	= 0.7605 m/s / Hz	1.701 mph/Hz	21.4 m/s	27.73
Constant Intercept (K)	= 0.350 m/s	0.783 mph	16.3 m/s	20.93
Number of Data Points,	n = 10	10	11.4 m/s	14.62
Position Adjustment Factor =	1.0189		7.2 m/s	9.03



Program: ANEODRAW.EXE Version 7.43 Latest Revision 27 JAN 2002
 OTECH ENGINEERING 418 Scripps Drive Davis CA 95616 USA (530) 757-2264 johnobermeier@hotmail.com