



VCC Energia Licata Srl

REGIONE SICILIANA

PROVINCIA DI AGRIGENTO
COMUNE DI LICATA



PROVINCIA DI CALTANISSETTA
COMUNE DI BUTERA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 93,5 MW

"AGRABONA"

REL.02

REPORT DI PRODUCIBILITA'

Committente:
VCC Energia Licata Srl
Via Oreste Ranelletti, 281 - 67043 -
Celano (AQ)
P.IVA e C.F.: 02114010669

VCC Energia Licata Srl
Il Rappresentante Legale

PROGETTO DEFINITIVO

Data: 10/11/2021

Rev.01

PROGETTO REDATTO DA: VCC Trapani Srl
Il disegnatore:
Geom. Fabrizio Baruffa

Il progettista:
Ing. Taurasi Mariangela



I progettisti per presa visione:
Ing. Giuseppe Morgante



Ing. Eugenio Oreto



Ing. Antonio Bartolozzi



Regione Sicilia
Comune di Licata (AG)

**ANALISI ANEMOLOGICA E
STIMA DI PRODUCIBILITÀ**
Relazione Tecnica

Indice

1	PREMESSA	3
2	ANEMOMETRIA	4
2.1	Stazione anemometrica in sito	4
3	CENTRALE EOLICA	13
3.1	Configurazione d'impianto	13
3.2	Aerogeneratore GE 5.5-158	13
4	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	16
4.1	Modello orografico digitale	16
4.2	Mappatura del campo di vento	16
4.3	Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)	17
4.4	Producibilità netta di impianto	18
4.5	Analisi delle incertezze	19

Informazioni documento

Categoria documento	Relazione Tecnica
Progetto	Centrale eolica nel Comune di Licata (AG)
Titolo documento	Analisi anemologica e stima di producibilità
Cliente	
Numero di pagine	22
Data Registrazione	10/11/2021
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 dalla stazione di misura della velocità e direzione vento posizionata baricentricamente al 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

Il sito è stato monitorato nel tempo da una stazione anemometrica, i cui dati sono stati forniti dal cliente insieme a tutta la documentazione ritenuta necessaria alla corretta caratterizzazione del palo di misurazione.

2.1 Stazione anemometrica in sito

La disponibilità dei dati della stazione anemometrica con codice 2070 è dal 13 settembre 2003, l'ultimo rilievo dati è del 15 novembre 2004. I dati registrati, che coprono un periodo di circa quattordici mesi, hanno una discreta disponibilità, pari al 90% degli eventi complessivi registrabili per quanto riguarda la velocità ed una disponibilità variabile tra il 78% ed il 90% per la direzione, percentuale che sale al 97% per la velocità ed all'84% per la direzione se consideriamo il periodo preso a base della presente analisi.

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 alle stesse quote. 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:

$$V_{h0} = V_{h_{ref}} * (h_0/h_{ref})^\alpha$$

essendo:

α = *coefficiente di wind shear*;

V_{h0} = *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.

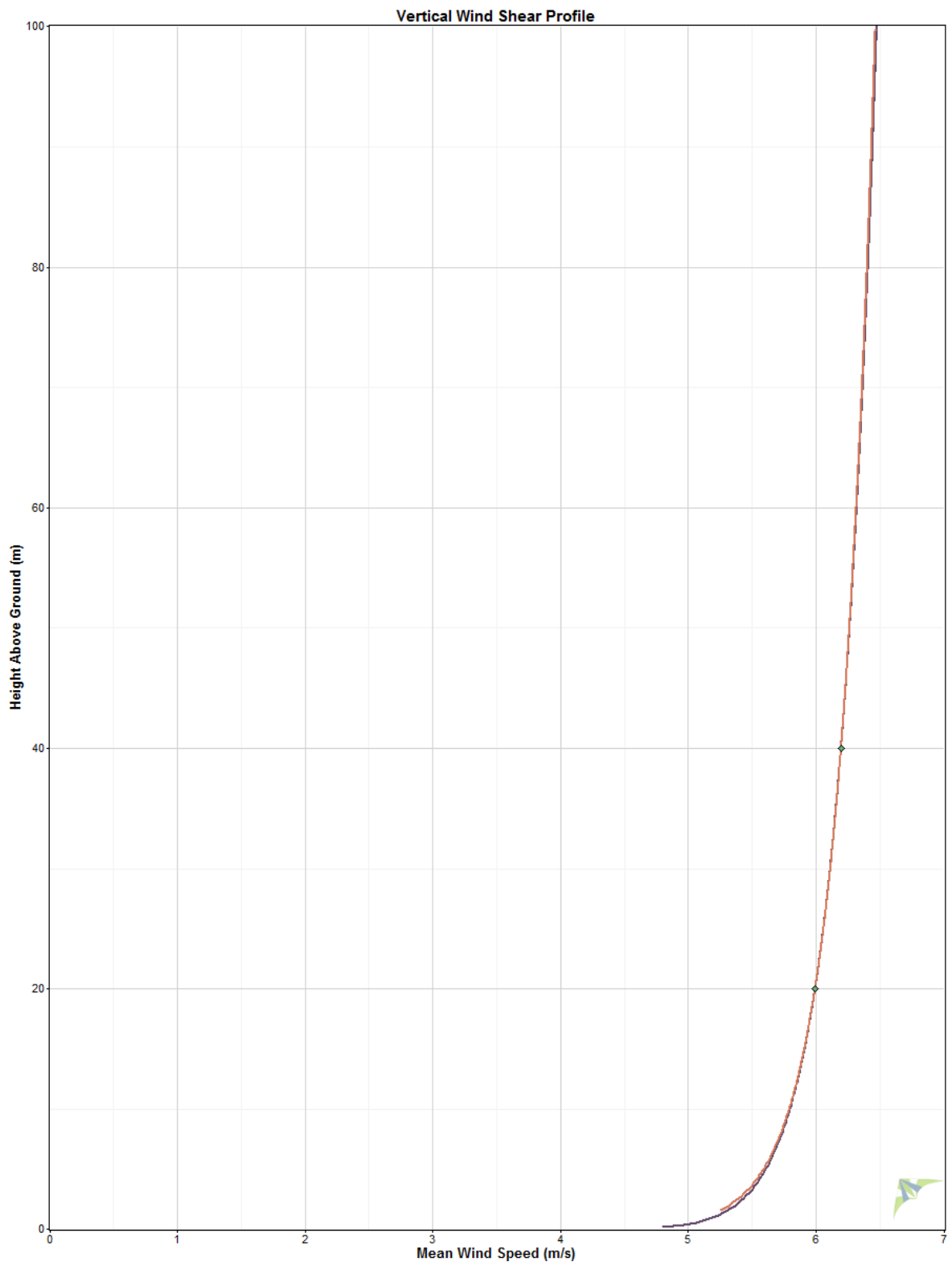
La caratterizzazione ed i risultati delle elaborazioni eseguite per ciascun sensore o coppia di sensori velocità/direzione, sono sintetizzati dalle tabelle e dai relativi diagrammi riportati di seguito ed è il meglio che si potesse ottenere con quanto a disposizione.

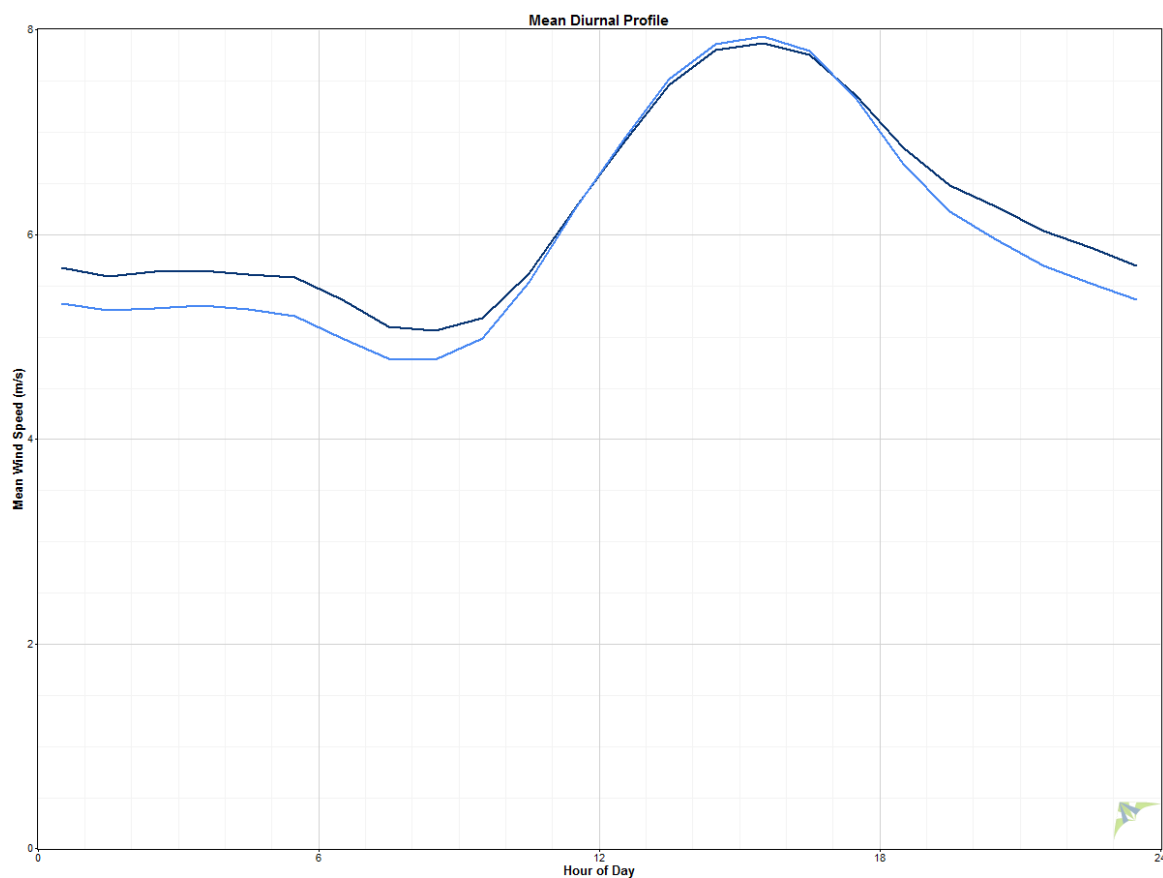
Strumentazione stazione anemometrica

Periodo	Descrizione	Tipo	matricola
13/09/2003 – 15/11/2004	Sensore Velocità a m 40	NRG modello # 40	12560
	Sensore Velocità a m 20	NRG modello # 40	12089
	Sensore Direzione a m 40	NRG 200P	-
	Sensore Direzione a m 20	NRG 200P	-
	Logger	NOMAD2	2070

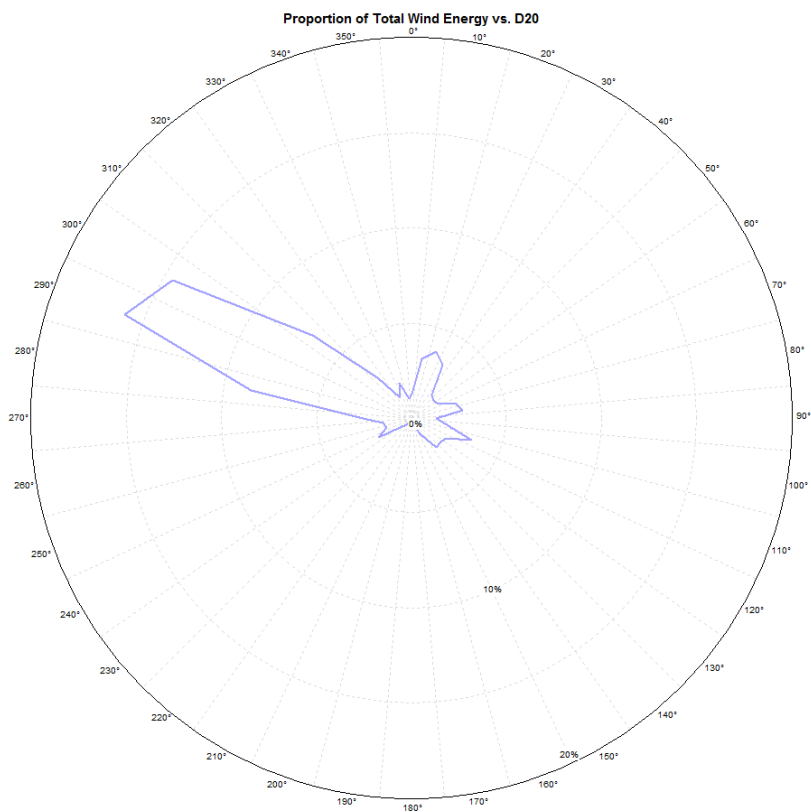
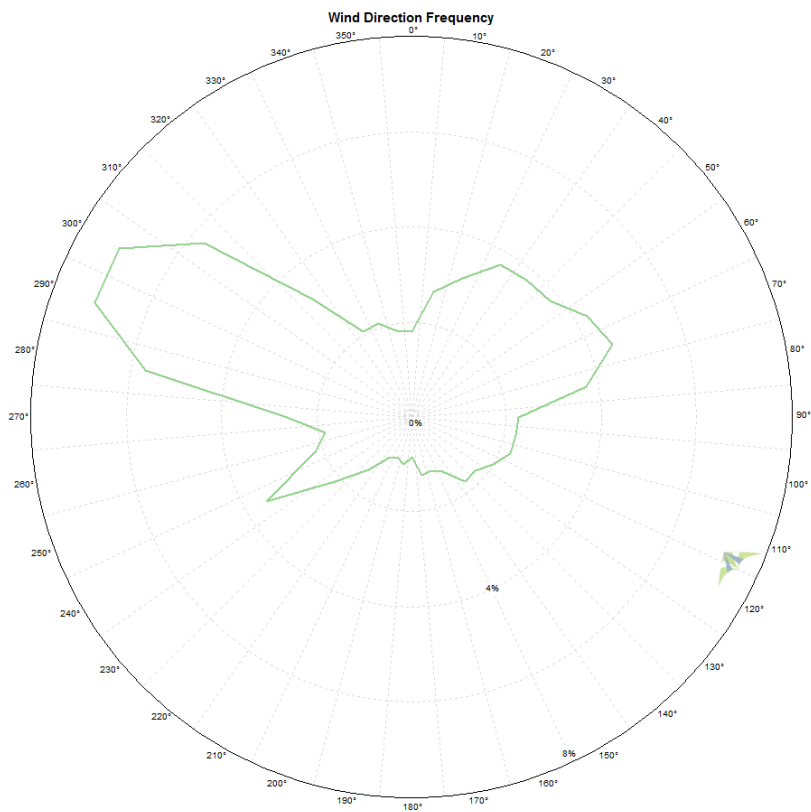
Stazione anemometrica: caratterizzazione e sintesi elaborazioni

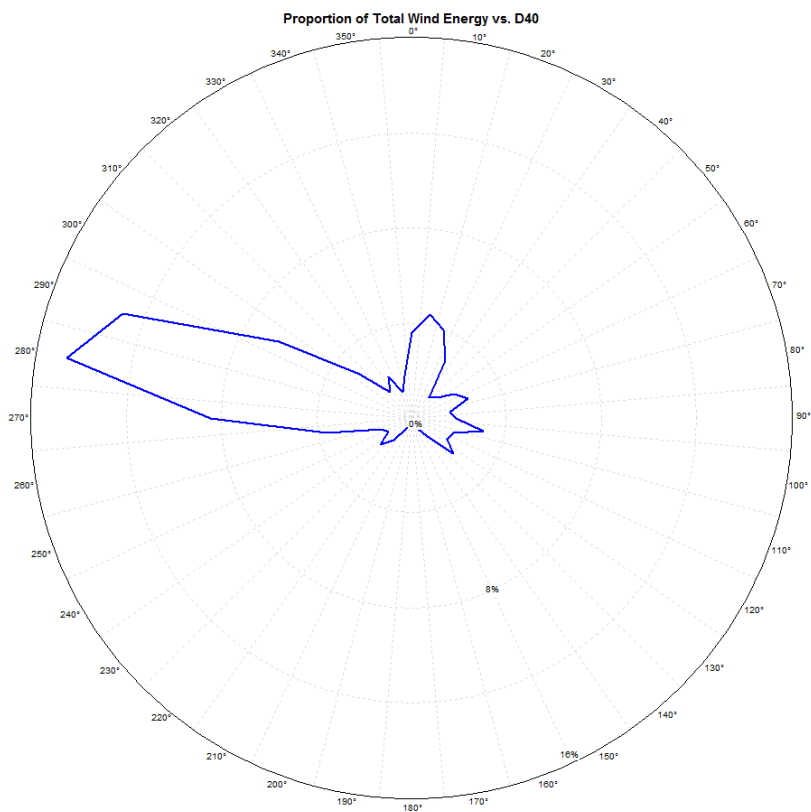
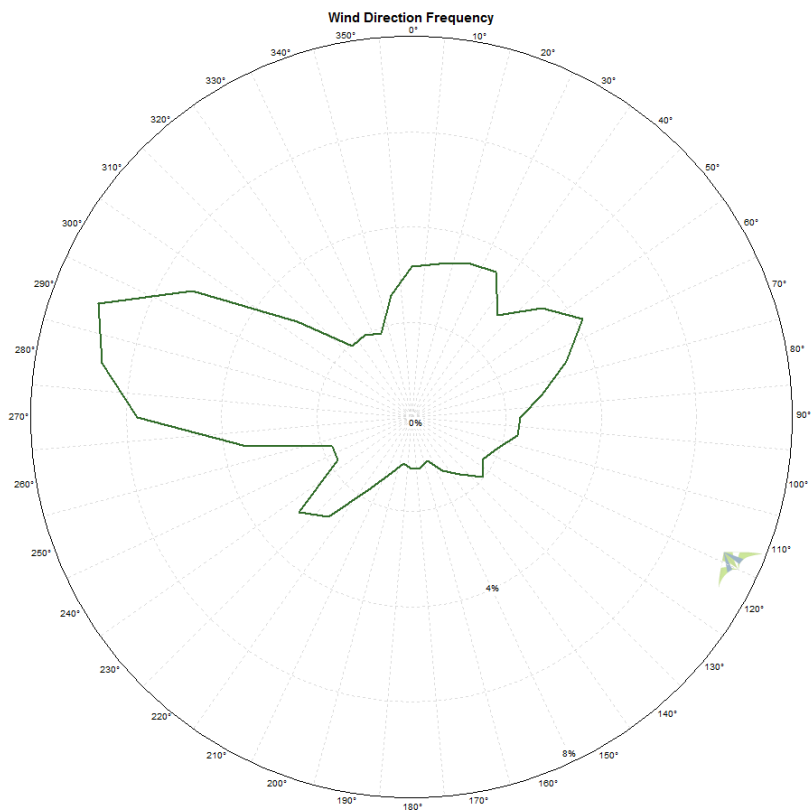
IDENTIFICAZIONE STAZIONE		
Codice	2070	
n° sensori velocità	2 (h=20 m, h=40 m)	
n° sensori direzione	2 (h=20 m, h=40 m)	
COLLOCAZIONE GEOGRAFICA		
Regione, Comune (Provincia)	Sicilia, Licata (AG)	
PUNTO D'INSTALLAZIONE		
Sistema di coordinate geografiche	UTM – WGS84	
Fuso	33	
Longitudine	410 445	
Latitudine	4 112 960	
Altitudine	325 m slm	
ACQUISIZIONE DATI		
Altezza dal suolo sensori velocità sls	h=20m	h=40m
Frequenza di acquisizione	10 minuti	
Data primo rilievo dati	13 settembre 2003	
Ultimo rilievo dati	15 novembre 2004	
Eventi complessivi	61727	
Eventi ammissibili	55706	55706
Disponibilità di periodo	90%	90%
ELABORAZIONI		
Altezza dal suolo sensori velocità	h=20m	h=40m
Velocità vento media di periodo, <i>misurata</i>	5.99 m/s	6.20 m/s
Coefficiente di scala, $A_{Weibull}$	6.74 m/s	6.98 m/s
Coefficiente di forma, $k_{Weibull}$	1.88	1.93
Coefficiente di Wind Shear	0.0482	

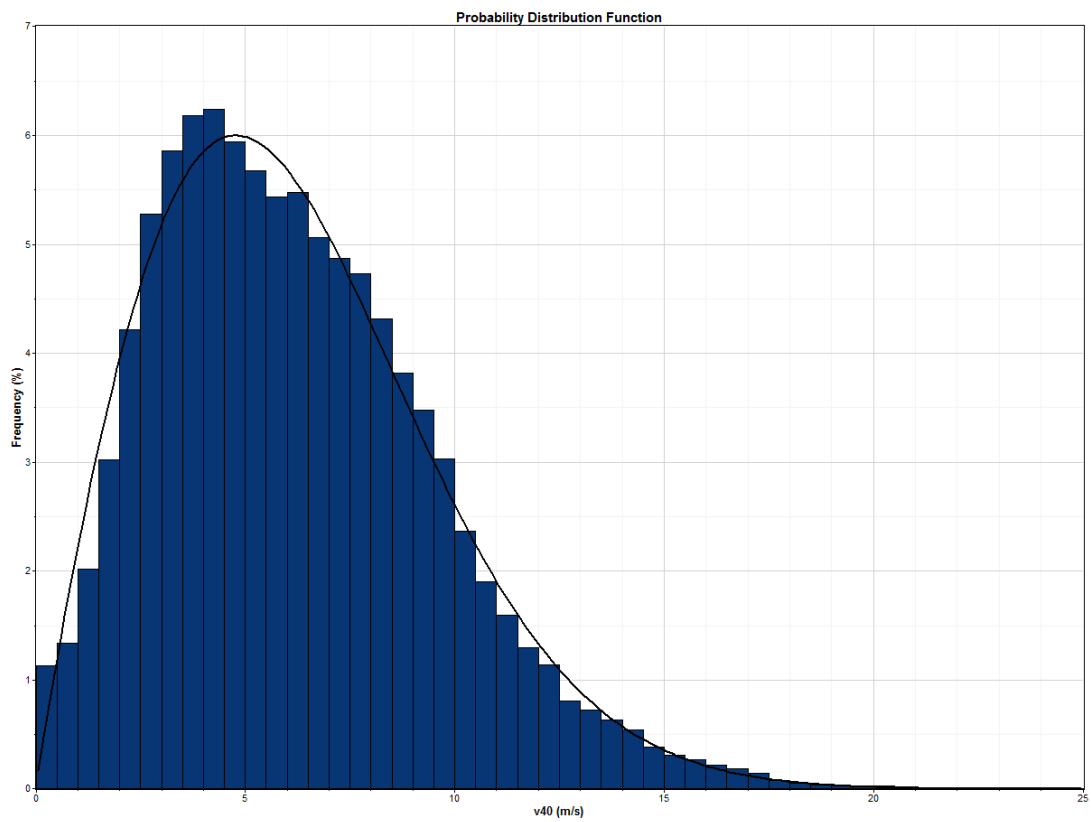
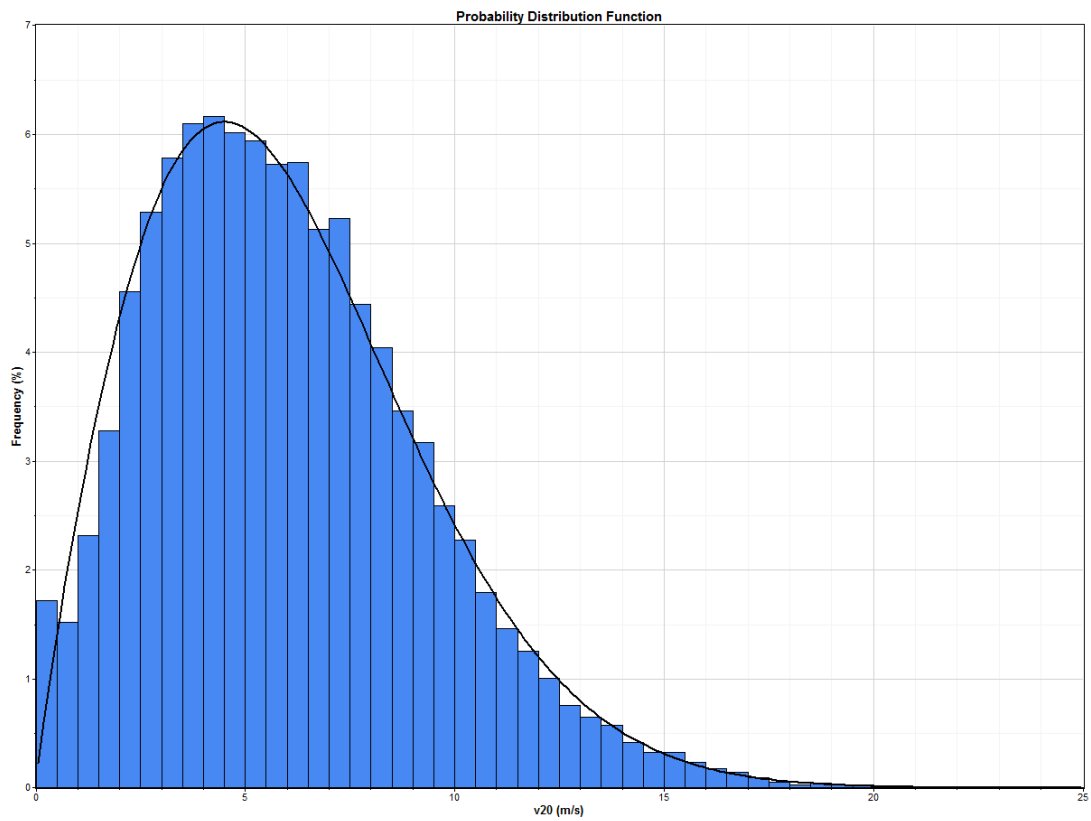


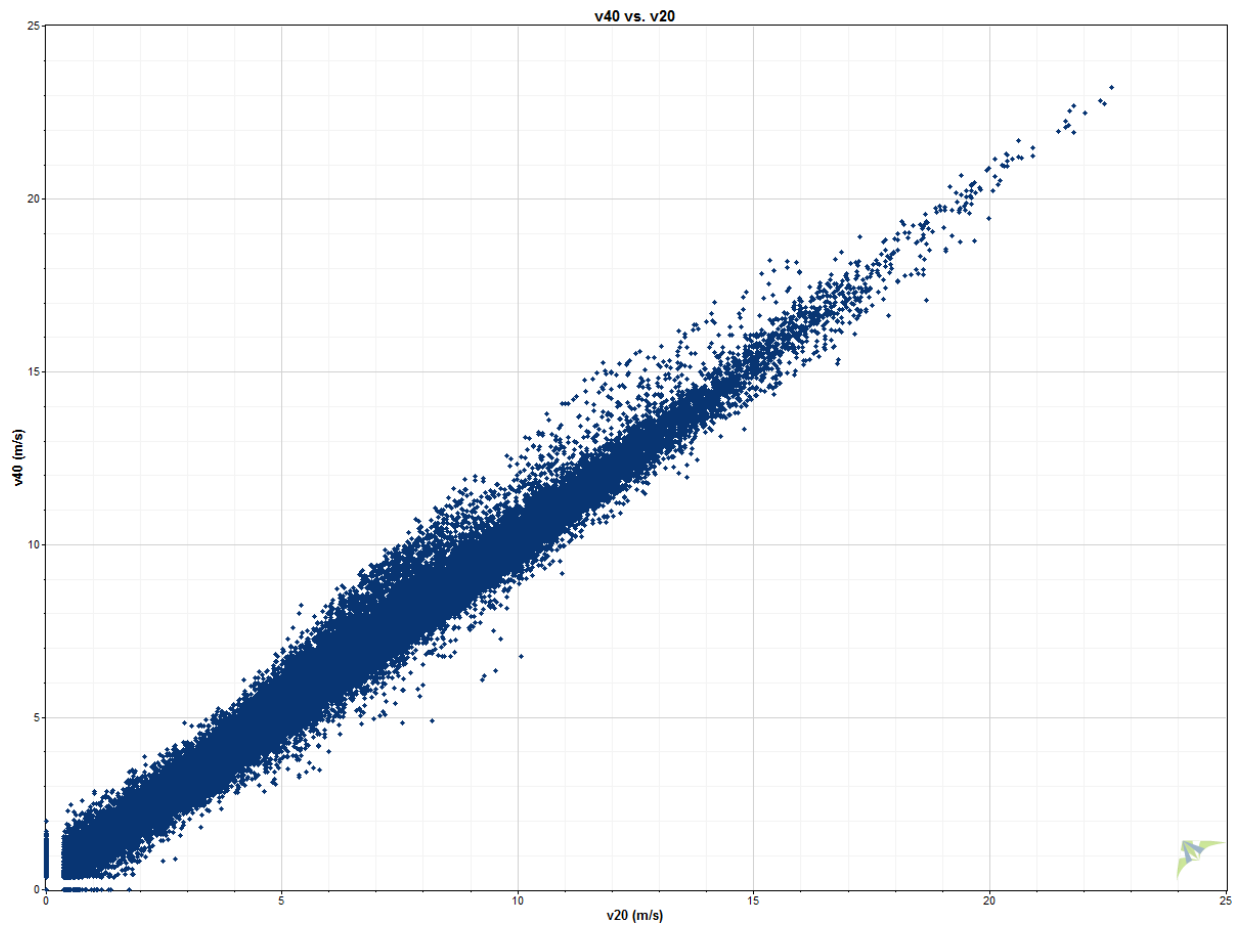


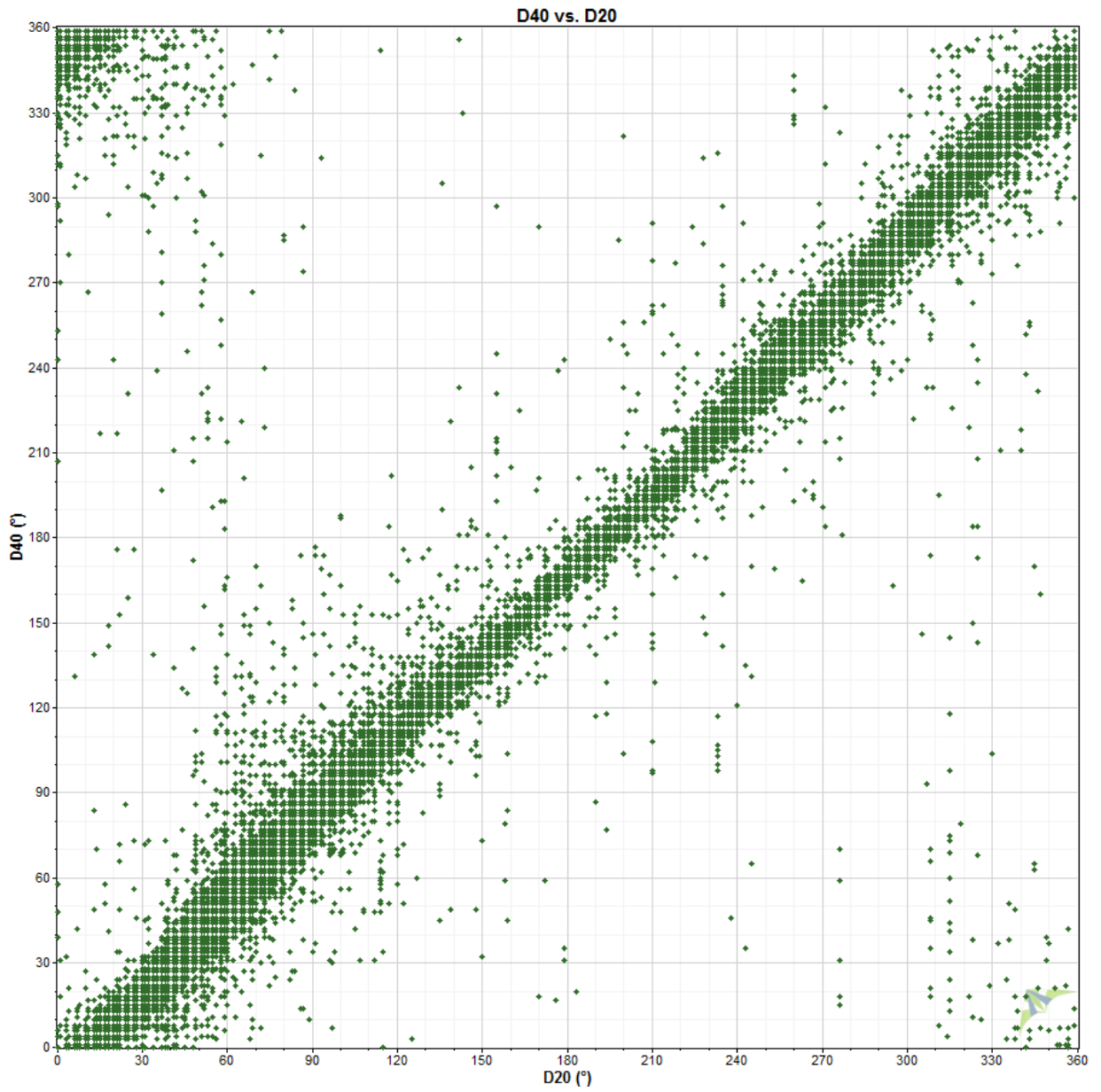
anno	mese	h = 20 m sls		D 20 m sls	h = 40 m sls		D 40 m sls
		disponibilità (%)	Velocità media (m/s)	disponibilità (%)	disponibilità (%)	velocità media (m/s)	disponibilità (%)
2003	Sep	100%	5.16	100%	100%	5.29	100%
2003	Oct	2%	3.83	2%	2%	3.98	2%
2003	Nov	82%	4.97	82%	82%	5.20	82%
2003	Dec	100%	7.26	100%	100%	7.60	100%
2004	Jan	100%	7.27	100%	100%	7.53	100%
2004	Feb	100%	5.98	100%	100%	6.13	100%
2004	Mar	81%	6.39	81%	81%	6.60	81%
2004	Apr	100%	6.84	100%	100%	7.06	100%
2004	May	100%	6.37	100%	100%	6.52	100%
2004	Jun	100%	5.90	100%	100%	6.03	100%
2004	Jul	100%	5.55	100%	100%	5.72	100%
2004	Aug	100%	5.52	100%	100%	5.75	100%
2004	Sep	99%	5.84	99%	99%	6.09	81%
2004	Oct	100%	4.16	100%	100%	4.28	0%
2004	Nov	100%	6.64	100%	100%	6.90	0%
		90%	5.99	90%	90%	6.20	78%











3 CENTRALE EOLICA

3.1 Configurazione d'impianto

L'impianto insiste nel territorio del comune di Licata, in località "Agrabona", ad un'altitudine variabile tra i 18 m slm ed i 338 m slm.

Nella tabella sottostante sono riportate le singole posizioni puntuali in coordinate geografiche *UTM*:

Turbina	UTM – WGS84		Altitudine [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
1 - LIC	408582	4113252	243
2 - LIC	409249	4114159	200
3 - LIC	410157	4113865	245
4 - LIC	410533	4113503	283
5 - LIC	409280	4113222	272
6 - LIC	409888	4113206	249
7 - LIC	410543	4113022	308
8 - LIC	410823	4112632	264
9 - LIC	411495	4112110	264
10 - LIC	411779	4111303	277
11 - LIC	412444	4110380	304
12 - LIC	413658	4110576	302
13 - LIC	413212	4110744	332
14 - LIC	412586	4110884	338
15 - LIC	406548	4112318	60
16 - LIC	406112	4110975	33
17 - LIC	406054	4110417	16

Il layout, così come i dati dell'anemometro, i modelli di aerogeneratore (curva di potenza e di spinta), sono stati forniti dal cliente.

3.2 Aerogeneratore GE 5.5-158

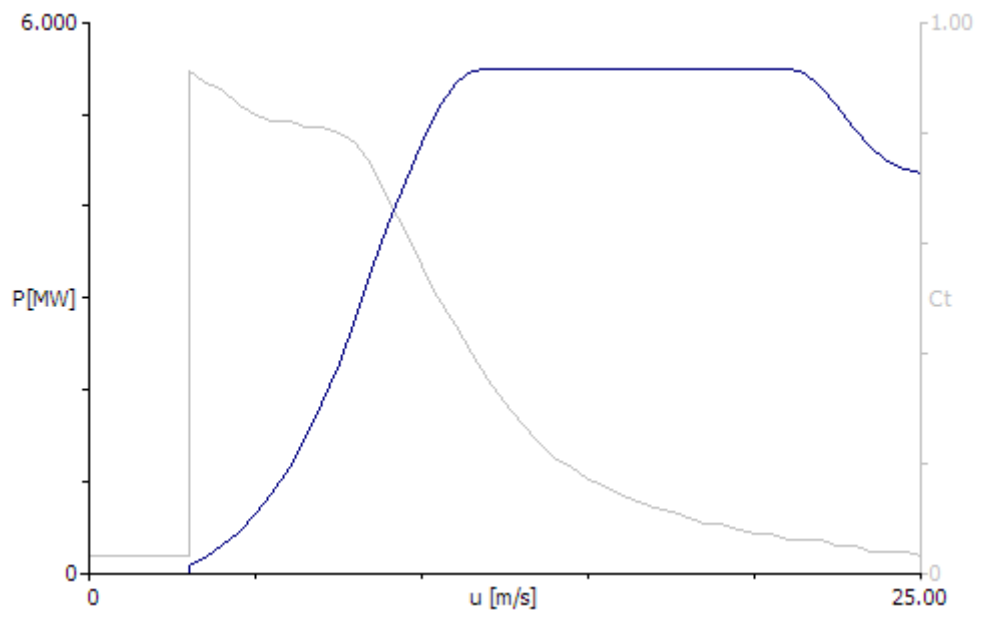
Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore, in condizioni standard al livello del mare, sono riassunte di seguito:

Potenza nominale	5500 kW
n° pale	3
Diametro rotore	158.0 m
Altezza mozzo rotore	101.0 m - 120.9 m
Tipologia torre	tubolare
Velocità vento di stacco (cut-out)	25 m/s

La curva di potenza utilizzata è relativa ad una densità dell'aria pari a 1.225 kg/m³ e per "Low TI band". Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le

macchine (effetto scia) è stata inoltre considerata la curva del coefficiente di spinta aerodinamica sul rotore in funzione della velocità vento relativa allo stesso valore di densità dell'aria.

Velocità vento [m/s]	GE 5.5-158	
	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di spinta aerodinamica
3	76	0.91
3.5	172	0.89
4	296	0.88
4.5	452	0.85
5	642	0.83
5.5	875	0.82
6	1151	0.82
6.5	1477	0.81
7	1856	0.81
7.5	2293	0.8
8	2783	0.78
8.5	3300	0.74
9	3800	0.68
9.5	4263	0.62
10	4695	0.56
10.5	5061	0.5
11	5330	0.45
11.5	5471	0.4
12	5500	0.35
12.5	5500	0.31
13	5500	0.27
13.5	5500	0.24
14	5500	0.21
14.5	5500	0.19
15	5500	0.17
15.5	5500	0.16
16	5500	0.14
16.5	5500	0.13
17	5500	0.12
17.5	5500	0.11
18	5500	0.10
18.5	5500	0.09
19	5500	0.09
19.5	5500	0.08
20	5500	0.07
20.5	5500	0.07
21	5490	0.06
21.5	5444	0.06
22	5305	0.06
22.5	5092	0.05
23	4839	0.05
23.5	4642	0.04
24	4497	0.04
24.5	4410	0.04
25	4367	0.03



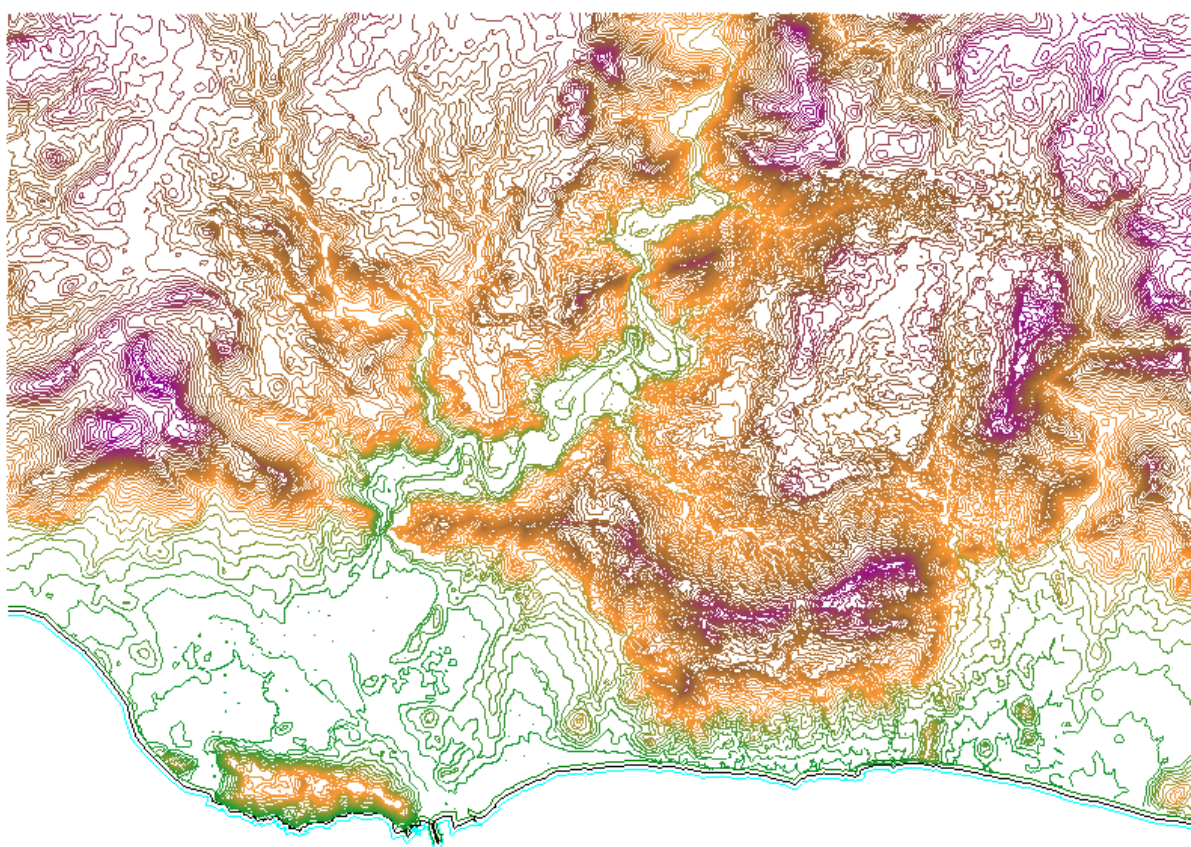
4 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

4.1 *Modello orografico digitale*

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento.

Il modello digitale è stato utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita con il codice di calcolo *WASP*.

Per la definizione del livello di rugosità superficiale del terreno è stato assunto un valore uniforme per z_0 (lunghezza di rugosità) pari a 0.03, caratteristico di un'area geografica con orografia dolce, con pochi alberi e case sparse.

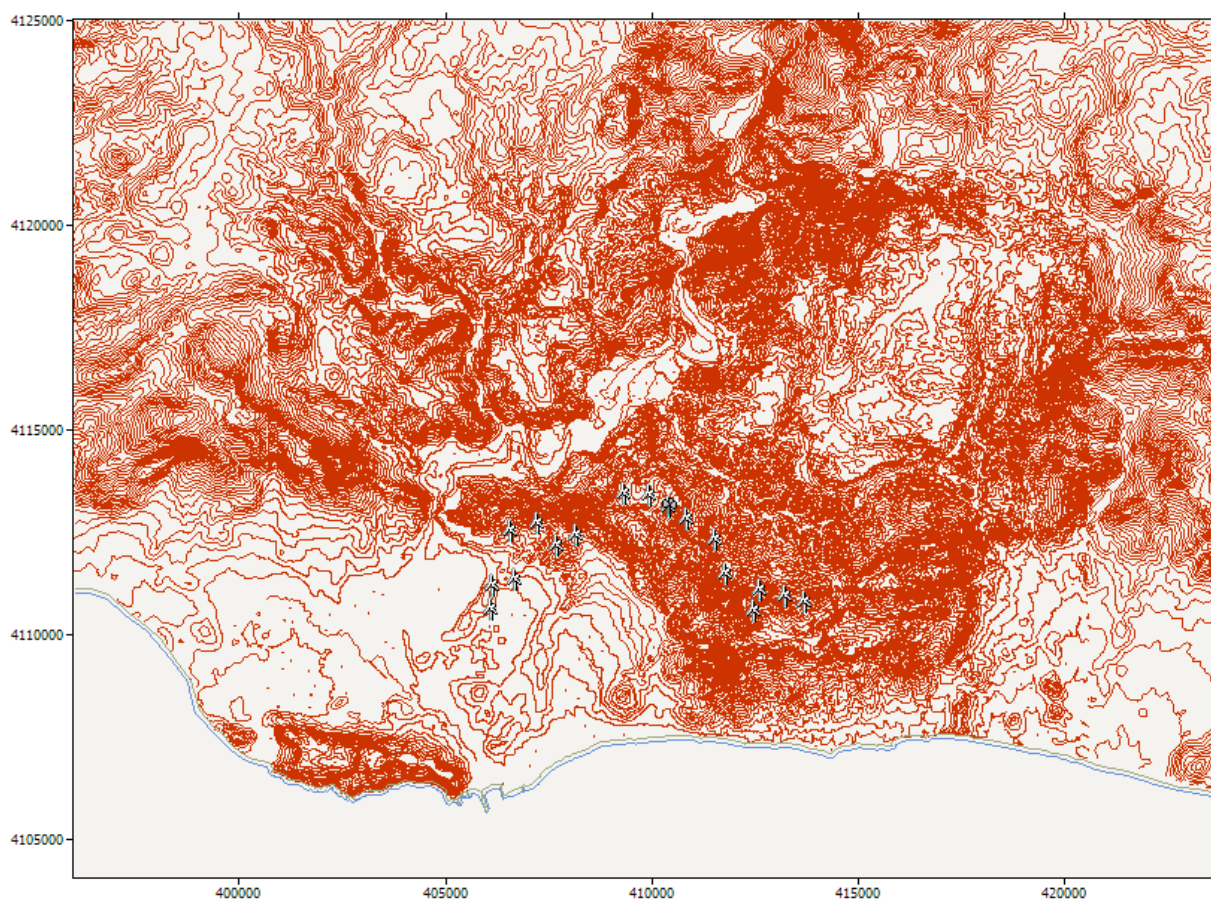


Modello orografico digitale

4.2 *Mappatura del campo di vento*

L'atlante di vento geostrofico dell'area è stato calcolato, preventivamente all'avvio della simulazione, implementando il set di dati anemometrici più significativo per la descrizione del regime anemologico di breve periodo registrato durante la campagna di monitoraggio (dati relativi al massimo degli anni solari disponibili, pari alla massima disponibilità dell'anemometro installato per maggior tempo in prossimità del sito).

E' stata selezionata la coppia di sensori velocità/direzione della stazione anemometrica elaborata. La scelta è stata dettata dall'individuazione dei maggiori livelli di attendibilità, di disponibilità di periodo, di altezza dal suolo. La simulazione è stata altresì eseguita ad altezza pari alla quota alla quale si trovano i mozzetti delle turbine in progetto.



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

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (*wake decay constant*) pari a:

$$k = 0.5 / \ln(h_{\text{mozzo}} / z_0)$$

	h mozzo [m]	Simulazione WAsP			Resa energetica annua		
		A [m/s]	k	Velocità vento al mozzo [m/s]	Perdite per scia aerodinamica	lorda [GWh/anno]	netta [GWh/anno]
1 - LIC	120.9	7.00	1.94	6.21	2.54%	15.014	14.633
2 - LIC	120.9	6.76	1.92	6.00	3.67%	14.014	13.500
3 - LIC	120.9	6.91	1.96	6.13	7.40%	14.569	13.491
4 - LIC	120.9	7.21	1.95	6.39	10.41%	15.746	14.107
5 - LIC	101.0	6.89	1.96	6.11	7.35%	14.521	13.454
6 - LIC	120.9	6.67	1.97	5.91	12.79%	13.547	11.814
7 - LIC	120.9	7.42	1.91	6.58	12.60%	16.554	14.468
8 - LIC	120.9	6.77	1.97	6.00	10.17%	13.904	12.490
9 - LIC	120.9	6.77	1.99	6.00	8.06%	13.945	12.821
10 - LIC	101.0	6.59	2.00	5.84	5.23%	13.160	12.472
11 - LIC	101.0	7.23	1.92	6.41	6.58%	15.832	14.790
12 - LIC	101.0	6.87	1.92	6.09	14.27%	14.408	12.352
13 - LIC	101.0	7.08	1.94	6.28	10.62%	15.283	13.660
14 - LIC	101.0	7.23	1.93	6.41	8.67%	15.887	14.510
15 - LIC	101.0	5.74	1.96	5.09	1.43%	9.807	9.667
16 - LIC	101.0	6.07	1.89	5.39	3.06%	11.338	10.991
17 - LIC	101.0	5.91	1.92	5.24	4.41%	10.599	10.132
Totale						238.130	219.352
Media unitaria				6.00	7.60%	14.008	12.903

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	5 %

Fattori di perdita aggiuntivi

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua della centrale eolica, nelle diverse configurazioni, sia la seguente:

	Energia annua [GWh/anno]	ore equivalenti [h]
1 - LIC	13.096	2381
2 - LIC	12.082	2197
3 - LIC	12.074	2195
4 - LIC	12.625	2296
5 - LIC	12.041	2189
6 - LIC	10.573	1922
7 - LIC	12.948	2354
8 - LIC	11.178	2032
9 - LIC	11.474	2086
10 - LIC	11.162	2029
11 - LIC	13.237	2407
12 - LIC	11.055	2010
13 - LIC	12.225	2223
14 - LIC	12.986	2361
15 - LIC	8.652	1573
16 - LIC	9.837	1788
17 - LIC	9.068	1649
Totale	196.3	
Media unitaria		2100

4.5 *Analisi delle incertezze*

Il dato di producibilità media d'impianto attesa al netto di tutte le perdite, ottenuto sulla base dei dati di vento acquisiti durante il periodo di monitoraggio in sito, necessita di alcune correzioni per tener conto del livello di incertezza legato ad alcuni fattori di indeterminazione. La stima di tali fattori, che saranno applicati al dato di resa energetica calcolato, ci permetterà di valutarne le potenziali fluttuazioni sul lungo periodo.

- Modello di calcolo

Tenuto conto della complessità orografica del sito, con un indice RIX (Ruggedness Index) sicuramente non elevato, si può ritenere che l'errore imputabile al codice di simulazione WAsP, per effetto del modello territoriale, sia da ritenersi basso e pertanto l'estrapolazione anemologica sufficientemente affidabile.

Per quanto riguarda la stima delle perdite per scia si assume un fattore d'incertezza piuttosto basso.

Complessivamente, per valutare il range di variazione dei risultati per effetto degli errori introdotti dai modelli di calcolo, si assume un fattore d'incertezza pari al 5%.

- Accuratezza delle misure anemometriche
La stazione anemometrica ha evidenziato anomalie di installazione e/o manutenzione. Ciò premesso, tenuto conto della buona disponibilità dei dati registrati si assume un'incertezza media del 5%.
- Accuratezza del wind shear
L'incertezza relativa all'estrapolazione del vento ad altezza mozzo è stata valutata pari a circa il 4%.
- Estrapolazione dal breve al lungo periodo della velocità media annua
L'indisponibilità di dati acquisiti in zona da altre stazioni anemometriche, per periodi pari o superiori a 10 anni, conduce all'assunzione di considerare la velocità media calcolata sui dati acquisiti durante il monitoraggio in sito come valore medio rappresentativo del regime anemologico di lungo periodo. L'errore stimato a seguito di tale assunzione viene quantificato in una percentuale pari all'5% del dato di velocità vento media annua di breve periodo.
- Variazione interannua della velocità
Un ulteriore fattore d'indeterminazione è costituito dalla fluttuazione interannua del valore medio atteso di lungo periodo della velocità. Tale parametro può variare tipicamente fino ad un valore percentuale pari al 6% sulla proiezione ad un anno, e pari al 1.9% su quella a 10 anni.

Nelle tabelle a seguire viene quindi riportato il livello di producibilità atteso dall'impianto, al netto di tutte le perdite, in funzione della probabilità che la resa energetica effettiva ecceda il valore di calcolo.

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

10 anni	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 - LIC	13.096	11.847	10.722	2381	2154	1949
2 - LIC	12.082	10.961	9.953	2197	1993	1810
3 - LIC	12.074	11.078	10.181	2195	2014	1851
4 - LIC	12.625	11.653	10.778	2296	2119	1960
5 - LIC	12.041	11.007	10.076	2189	2001	1832
6 - LIC	10.573	9.750	9.010	1922	1773	1638
7 - LIC	12.948	12.029	11.201	2354	2187	2037
8 - LIC	11.178	10.325	9.557	2032	1877	1738
9 - LIC	11.474	10.464	9.555	2086	1903	1737
10 - LIC	11.162	10.059	9.067	2029	1829	1649
11 - LIC	13.237	11.722	10.358	2407	2131	1883
12 - LIC	11.055	9.677	8.437	2010	1759	1534
13 - LIC	12.225	10.779	9.477	2223	1960	1723
14 - LIC	12.986	11.550	10.258	2361	2100	1865
15 - LIC	8.652	7.580	6.615	1573	1378	1203
16 - LIC	9.837	8.507	7.310	1788	1547	1329
17 - LIC	9.068	7.804	6.666	1649	1419	1212
Totale	196.3	176.8	159.2			
Media unitaria				2100	1891	1703

1 anno	Energia annua			ore equivalenti		
	P50	P 75	P 90	(P 50)	(P 75)	(P 90)
	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[h]	[h]	[h]
1 - LIC	13.096	11.701	10.453	2381	2128	1900
2 - LIC	12.082	10.827	9.703	2197	1969	1764
3 - LIC	12.074	10.942	9.926	2195	1989	1805
4 - LIC	12.625	11.510	10.508	2296	2093	1910
5 - LIC	12.041	10.872	9.822	2189	1977	1786
6 - LIC	10.573	9.631	8.784	1922	1751	1597
7 - LIC	12.948	11.881	10.920	2354	2160	1985
8 - LIC	11.178	10.199	9.317	2032	1854	1694
9 - LIC	11.474	10.336	9.315	2086	1879	1694
10 - LIC	11.162	9.936	8.839	2029	1807	1607
11 - LIC	13.237	11.578	10.098	2407	2105	1836
12 - LIC	11.055	9.558	8.225	2010	1738	1495
13 - LIC	12.225	10.646	9.239	2223	1936	1680
14 - LIC	12.986	11.409	10.000	2361	2074	1818
15 - LIC	8.652	7.487	6.449	1573	1361	1172
16 - LIC	9.837	8.403	7.127	1788	1528	1296
17 - LIC	9.068	7.708	6.498	1649	1401	1182
Totale	196.3	174.6	155.2			
Media unitaria				2100	1868	1660