

Regione Sicilia
Libero consorzio di Caltanissetta
Comune di Butera



Regione Siciliana



Titolo del progetto

**PROGETTO PER LA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN
IMPIANTO EOLICO DENOMINATO "BUTERA" DELLA
POTENZA COMPLESSIVA DI 39,6 MW E DELLE RELATIVE
OPERE CONNESSE, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI
BUTERA (CL)**

Timbro e firma del progettista



Titolo elaborato

Relazione Anemologica

Codice elaborato

Rel005

Stato del progetto

DEFINITIVO

Scala del disegno

Ingegneria



Proponente



GREEN ENERGY 6 S.r.l. Corso Europa, 13
20122 Milano (MI) P. IVA: 12889050964

Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato
0	Emissione	15/11/2023	L. Rezoagli	A.Zanini	G.De Simone

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
2. IL VENTO	4
3. LA CAMPAGNA ANEMOMETRICA	5
4. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA	9
5. CARATTERISTICHE DEGLI AEROGENERATORI.....	16
6. ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELLA WINDFARM	18
7. CONCLUSIONI	21

1. INTRODUZIONE

L'andamento storico e di prospettiva dei costi energetici da fonte eolica, in funzione della velocità media del vento, mostra una significativa riduzione verso valori fortemente competitivi, in particolare per velocità media del vento al mozzo pari o superiori a 5 m/s.

L'andamento del costo energetico relativo ai sistemi eolici è determinato dai miglioramenti nella tecnologia (macchine sempre più affidabili e competitive) resi possibili dagli esiti delle ricerche applicate al settore (es. profili e rendimenti delle pale) e dai volumi della domanda di energia da fonte rinnovabile.

La quantità di energia prodotta dalla turbina è determinata (a) dalla intensità del vento espressa in metri al secondo (m/s), (b) dal diametro del rotore e (c) dalla potenza nominale del generatore elettrico.

L'interesse crescente negli impianti da fonte rinnovabile emerge dalla deregolamentazione del mercato dell'energia che conduce a un sistema di generazione diffusa, in alternativa alla generazione centralizzata e nazionalizzata. Il concetto di "generazione diffusa" è quanto di più adeguato alle esigenze che i Paesi europei si trovano a dover soddisfare:

- uso efficiente delle risorse;
- flessibilità/autonomia/autosufficienza/sicurezza del sistema energetico;
- rispetto dell'ambiente (protocollo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni climalteranti).

La diffusione di impianti sul territorio può ridurre i flussi di potenza dalle centrali verso le utenze periferiche, con ulteriori vantaggi dovuti alle minori perdite sulle linee e al contenimento di ulteriori elettrodotti e grandi centrali.

In conclusione, è possibile definire nuovi modelli tecnologici della distribuzione dell'energia elettrica, producendo energia da fonte rinnovabile nello stesso luogo dove viene consumata, con riduzione notevole dei costi sociali e ambientali dovuti al trasporto dell'energia con elettrodotto e al consumo di energia da fonte fossile.

La presente relazione riguarda la caratterizzazione della producibilità di un impianto eolico in agro del comune di **Butera (CL)**.

2. IL VENTO

Il vento è il movimento di masse di aria, rispetto alla superficie terrestre, generato dalle differenze di densità fra zone diverse. È indubbio infatti che, un corpo di densità minore o "più leggero", per il principio di Archimede, tenda a galleggiare qualora immerso in un fluido dalla densità più elevata. Questo effetto, che appare evidente se associato ad un pezzo di legno immerso in acqua, va pensato anche tra fluidi, ne è un esempio evidente il moto ascensionale del fumo di una sigaretta. Le differenze di densità vengono generate da differenze di temperatura tra masse d'aria contigue, le masse più calde hanno infatti densità minore e il loro moto ascensionale crea delle zone di bassa pressione che "aspirano" aria dalle zone circostanti a pressione maggiore.

Questo fenomeno può avvenire su più scale di spazio e tempo e il riscaldamento differenziale delle masse di aria può avere cause diverse, come la differente insolazione, la differente riflessività del suolo o la differente capacità termica del suolo. Su scala di spazio locale un esempio tipico è quello della brezza marina: di giorno, per via della minore capacità termica, la radiazione solare riscalda più rapidamente le terre emerse rispetto al mare, e questo porta, per i principi fisici già discussi, ad un flusso d'aria dal mare verso la terra, mentre di notte il verso si inverte poiché la terra si raffredda più rapidamente.

Questi effetti termici possono anche essere pensati su scala planetaria, fra continenti ed oceani, oppure fra zone a diverse latitudini (pertanto caratterizzate da un livello di irraggiamento differente nell'arco della giornata) e/o a diverse longitudini (pertanto caratterizzate da un medesimo livello di irraggiamento ma in tempi diversi). Qualora si ragionasse su scala globale diventano inoltre rilevanti gli effetti della rotazione terrestre; pertanto, il flusso d'aria non segue la direzione che congiunge le zone di alta pressione a quelle di bassa pressione, come sarebbe istintivo pensare, ma viene deviato dall'accelerazione di Coriolis.

Questo effetto è tanto più rilevante quanto più ci si avvicina all'equatore, essendo maggiore la distanza dall'asse di rotazione, e porta alla formazione locale di vortici di vento che sono orari nell'emisfero Nord (anticloni) ed antiorari nell'emisfero Sud (cicloni). Gli effetti descritti dimostrano la complessità del problema, che assume dimensioni ancora maggiori introducendo altre variabili significative come le condizioni meteorologiche e quelle orografiche.

La complessità dei fenomeni all'origine del vento porta inevitabilmente ad affermare che ogni previsione di dettaglio della ventosità, e dunque del potenziale energetico di un sito, debba essere sempre e comunque basata su almeno un rilievo anemometrico in campo, mentre, alle previsioni ottenute con l'utilizzo di modelli fluidodinamici di simulazione su macroscale, va riconosciuto soltanto valore indicativo ai fini di uno screening dei potenziali siti eolici.

3. LA CAMPAGNA ANEMOMETRICA

La campagna anemometrica, oltre ad essere necessaria per la determinazione dell'AEP – Annual Energy Production, ovvero la produzione di energia attesa da un aerogeneratore, è inoltre indispensabile a rendere il progetto finanziabile e per questo è assolutamente necessaria una correttezza anche formale nell'installazione degli apparati di misura.

Le prescrizioni per una corretta campagna anemometrica sono rese nella norma italiana CEI 88-5, che non è altro che la copia identica della norma internazionale IEC 61400-12-1, e sono quelle utilizzate nella conduzione delle indagini in campo.



Figura 1 - Sensore NRG #40C

La norma IEC 61400-12-1 prevede (punto 6.2) che la misura della velocità del vento venga effettuata con un anemometro a coppe, l'apparecchio deve essere munito di certificati di calibrazione e deve essere ri-calibrato al termine della campagna di misura: la ri-calibrazione dell'apparecchio deve dimostrare che l'errore di misura non deve essere superiore a ± 0.1 m/s nel range 6-12 m/s. Un'alternativa alla ricalibrazione è costituita dall'utilizzo di sensori garantiti al mantenimento della taratura nell'arco della campagna di rilievo.

Per la misura della direzione del vento è necessario l'utilizzo di sensori a banderuola, i quali a loro volta devono essere muniti di certificati di taratura, ed inoltre l'incertezza totale, dovuta alla calibrazione ed al montaggio non deve superare i 5°.

La sensoristica deve avere risoluzione almeno pari ad 1 Hz (un rilievo al secondo), mentre la centralina di acquisizione deve essere in grado di pre-processare statisticamente i dati e memorizzare ogni 10 minuti di acquisizione i seguenti parametri:

- valore medio della velocità;
- valore massimo della velocità;
- valore minimo della velocità;
- deviazione standard sulla velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

In particolare, il valore medio della velocità nei dieci minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina in tale intervallo di tempo, mentre il valore angolare della risultante delle direzioni (ovvero la risultante della somma vettoriale dei vettori velocità) sarà l'identificativo della direzione del vento.

La sensoristica andrebbe prevista alla medesima altezza dell'hub dell'aerogeneratore che si intende installare, qualora questo non fosse possibile è necessario installare più sensori ad altezze diverse sulla stessa torre di sostegno, in modo da ricavare i valori di velocità all'hub per interpolazione logaritmica o con modelli numerici più complessi.



Figura 2 - Installazione Anemometro



Figura 3 - Installazione Anemometro

I dati acquisiti sono accessibili mediante software dedicato che consente di decodificare i dati binari e produrre delle tabelle Excel riportanti su ciascuna riga i valori relativi a 10 minuti di acquisizione per i seguenti parametri necessari ai fini dei calcoli successivi:

- valore medio della velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

Il valore medio in una finestra di tempo stabilita (generalmente 10 minuti) sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina, i risultati della campagna dimostrano, come lecito aspettarsi, che i valori di velocità rilevati ad altezze superiori sono sempre superiori a quelli rilevati a quelle inferiori.

I dati a disposizione della proponente hanno consentito di caratterizzare l'area come da grafici a seguire.

STATGEN - Wind Data Analysis

Wind data: A - EMD-ConWx Meso Data, EUROPE [SAMPLE]_N37,19_E014,24; Height: 10,0

Site coordinates

Geo WGS84

East: 14,240000° E North: 37,190000° N

Weibull Data

Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	3,92	3,48	2,377	15,8
1 NNE	3,64	3,23	2,586	13,8
2 ENE	4,36	3,94	1,478	9,0
3 E	3,72	3,36	1,473	4,9
4 ESE	3,36	3,06	1,403	4,1
5 SSE	3,67	3,27	1,754	3,8
6 S	3,65	3,23	2,027	6,1
7 SSW	4,35	3,90	3,344	11,6
8 WSW	4,89	4,36	2,791	7,6
9 W	5,16	4,57	2,079	7,4
10 WNW	4,76	4,22	2,150	7,0
11 NNW	4,18	3,71	1,864	9,0
All	4,19	3,71	2,002	100,0

Meteo data

Auto created from online data import - EMD-ConWx Meso Data, EUROPE [SAMPLE]_N37,19_E014,24

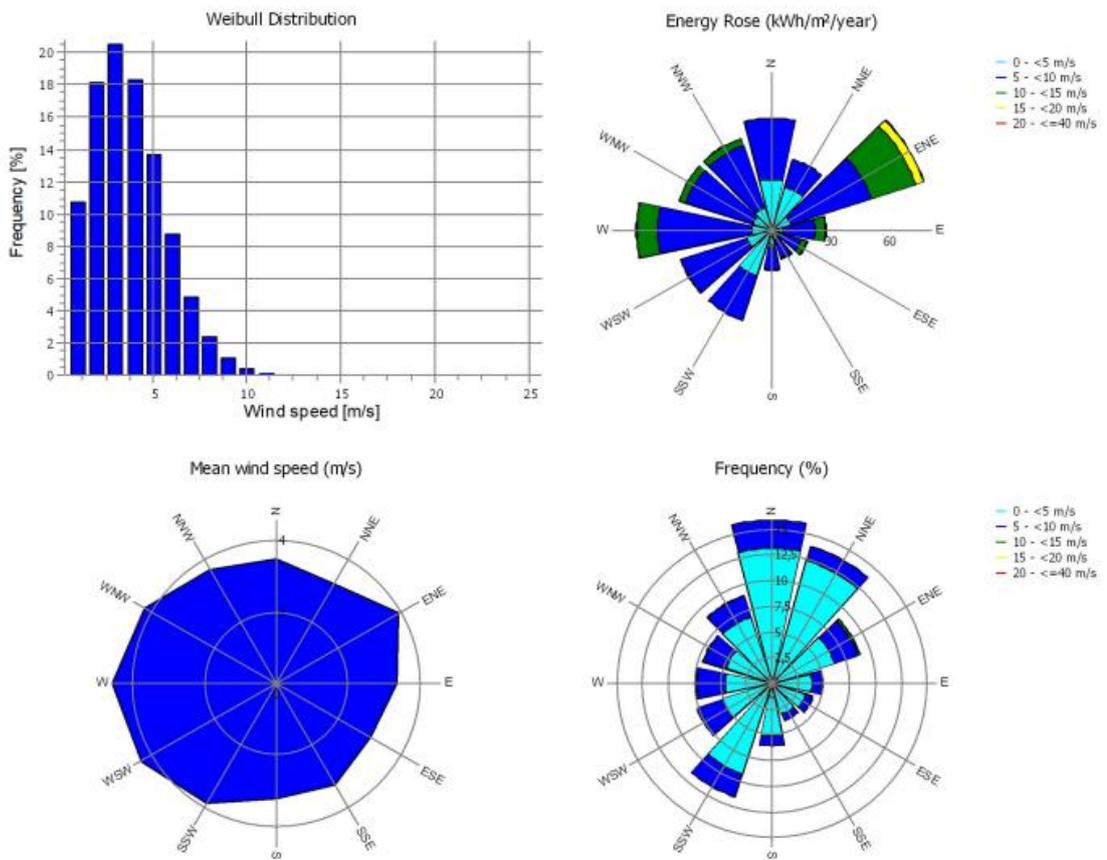


Figura n.4– Distribuzione vento e ripartizione di frequenza ed energia per settore di provenienza - Site coordinates Geo WGS84 East: 15,112402° E North: 41,232525° N a 50m s.l.t.

4. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

L'energia prodotta da un aerogeneratore può essere determinata note che siano la frequenza ore-vento $f(v_i)$ alla quota di installazione dell'aerogeneratore e la curva di potenza erogata dall'aerogeneratore $P(v_i)$ determinando l'AEP (Annual Expected Production) come:

$$AEP = \sum_i f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot 8764$$

La curva di frequenza ore-vento in corrispondenza della quota di installazione dell'aerogeneratore, necessaria alla determinazione dell'AEP è strettamente legata al concetto di probabilità del vento.

Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0.5 – 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione T.

Dal punto di vista matematico la probabilità che il vento spiri ad una velocità compresa tra una velocità minima v_{min} ed una velocità massima v_{max} è data da:

$$f_{v_{min} < v < v_{max}} = \frac{N_i}{N}$$

Dove N_i è il numero di osservazioni in cui la velocità misurata risulta compresa nell'intervallo fra la velocità minima v_{min} e la velocità massima v_{max} ed N è il numero totale di rilievi.

La distribuzione così ricavata ha le seguenti proprietà:

$$\sum_i f_i = 1 \quad ; \quad v_{med} \cong \sum_i (f_i v_i)$$

Dove v_i è il valore centrale dell' i-esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$:

$$v_i = \left(\frac{v_{max} + v_{min}}{2} \right)_i$$

Da un punto di vista concettuale le formule esprimono che la somma delle probabilità è pari ad 1 (la probabilità che il vento abbia velocità compresa tra 0 m/s e infinito è pari al 100 %), mentre la velocità

media può essere stimata con buona precisione sommando i valori centrali di velocità utilizzati per il campionamento, pesati rispetto alle probabilità caratteristiche di ciascun intervallo.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento, quello attualmente utilizzato è il modello a due parametri di Weibull.

Utilizzando un intervallo di campionamento pari ad 1 m/s, la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'intervallo è data da:

$$f_i = \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c} \right)^k}$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c è il parametro di scala (m/s) che è strettamente legato alla velocità media della distribuzione.

Data la velocità media della distribuzione che si vuole calcolare, c può essere ricavato come:

$$c = \frac{v_{med}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Dove Γ (gamma) è un operatore che corrisponde all'integrale standard (non risolvibile in forma chiusa ma solo numericamente) della funzione gamma:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

L'utilizzo delle relazioni matematiche descritte consente la determinazione delle curve di frequenza ore-vento con il modello di Weibull - la curva di frequenza ore-vento consentirà il calcolo dell'AEP per qualunque aerogeneratore vorrà essere installato in sito.

L'analisi sin qui condotta fa riferimento all'elaborazione e alla simulazione delle curve di frequenza ore-vento per una fissata altezza rispetto al piano del terreno, tipicamente quella a cui sono disponibili i dati anemometrici.

Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto strato limite dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo.

L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (>2000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 100 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza.

Questo effetto è descritto alla figura successiva: ipotizzando che la velocità del vento oltre i 500 metri sul livello del terreno non risenta delle condizioni orografiche e di scabrezza del territorio, premesso che la velocità al terreno deve essere nulla (condizione di "no slip"), l'intensità del vento nella zona centrale del profilo di velocità è diversa in funzione della scabrezza del territorio, ed in particolare è minore per territori maggiormente frastagliati (con presenza di alberi, edifici, grattacieli, ecc.) .

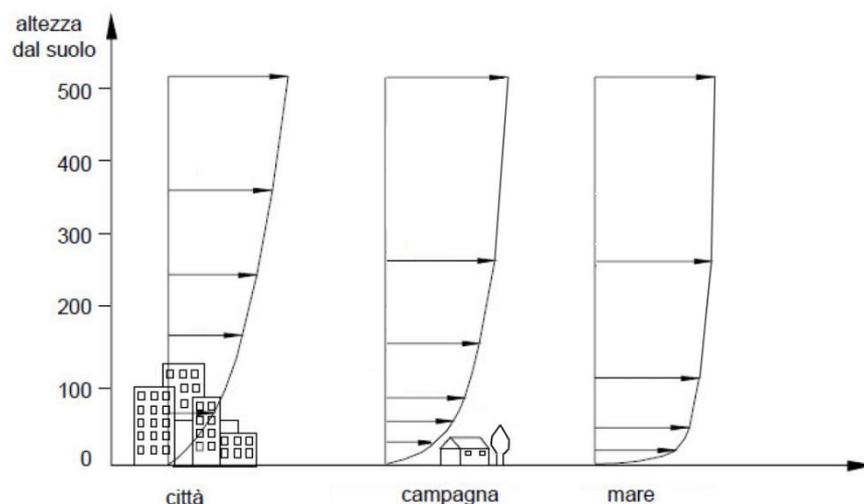


Figura 5 - Profilo di velocità per differenti tipologie di terreno

Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità ed accuratezza. Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana, descritto per la prima volta da Prandtl nel 1904.

Tale modello consente la determinazione della velocità del vento alla *i*-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m :

$$v_i = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z_i}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1 , risulta:

$$m = e^{\frac{v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)}{v_1 - v_0}}$$

Dove v_0 e v_1 , sono le velocità medie alle rispettive quote.

Va sottolineato che l'orografia e la scabrezza del territorio potrebbero essere differenti in funzione della direzione da cui proviene il vento, in tal caso l'analisi deve essere condotta indipendentemente per ciascun settore, e questo porta a dover considerare per il settore *i*-esimo le velocità medie v_0 e v_1 del settore specifico.

Talvolta in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla *i*-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α :

$$v_i = v_0 \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^\alpha$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{u_0}{u_1}\right)}{\log\left(\frac{z_0}{z_1}\right)}$$

Non ci sono prescrizioni particolari circa l'utilizzo della legge logaritmica o l'utilizzo della legge di potenza, in via del tutto generale si riscontra un maggiore utilizzo della correlazione logaritmica in Europa, al contrario degli USA ove trova maggiore diffusione la legge di potenza.

La determinazione della producibilità ed il progetto del layout di impianti eolici costituiti da più aerogeneratori presenta delle complessità aggiuntive rispetto al caso di un singolo aerogeneratore, infatti si rende necessario traslare i dati anemometrici non solo a diversa quota sul livello del terreno ma anche per le diverse posizioni spaziali degli aerogeneratori.

A nulla serve, come anche qualcuno ha proposto, installare una stazione anemometrica in corrispondenza dell'ubicazione di ciascun aerogeneratore, poiché la presenza degli aerogeneratori introduce delle perturbazioni ai campi di moto misurati "ante operam" con gli strumenti di misura già descritti.

Da questo la necessità di utilizzare modelli numerici di dettaglio per simulare gli effetti di mutua interazione tra aerogeneratori vicini. La presenza degli aerogeneratori comporta inoltre un aumento dei valori di turbolenza locali. I flussi di vento, a causa dell'elevato valore del numero di Reynolds (tipicamente gli aerogeneratori operano in regimi in cui $Re \gg 100.000$) sono sempre turbolenti.

La turbolenza è causata da un valore di viscosità del fluido (aria) che non è sufficientemente elevato da sopprimere le instabilità del campo di moto dovute ai disturbi. I fenomeni tipici attraverso i quali si manifesta la turbolenza sono:

- la presenza di perturbazioni del campo di moto e di tutte le grandezze fluidodinamiche per effetto di componenti fluttuanti sovrapposte al campo medio;
- una notevole sensibilità del campo di moto ai disturbi e alle condizioni iniziali del fenomeno;
- una dissipazione dell'energia immessa nel sistema che è di gran lunga maggiore di quella potenzialmente dissipabile da termini viscosi proporzionali alla sola viscosità molecolare;
- la presenza di campi di moto caratterizzati da piccola lunghezza d'onda (elevata frequenza) sotto forma di vortici le cui dimensioni caratteristiche sono molto minori della dimensione caratteristica del fenomeno;
- una superiore capacità di trasferimento (diffusività) di tutte le grandezze trasportate.

Al fine di analizzare i differenti aspetti del comportamento di un flusso turbolento è necessario tenere in conto che le strutture rotazionali, ossia i vortici turbolenti, in esso presenti si legano all'esistenza di un gran numero di scale di lunghezza.

I vortici più grandi trovano confine a livello dimensionale a mezzo del contorno del dominio; quelli più piccoli sono invece limitati dalla diffusione molecolare. I primi interagiscono fra loro sottraendo energia al moto medio: la presenza di gradienti della velocità media nel flusso soggetto a sforzi viscosi, distorce i vortici turbolenti e tale processo trasferisce il moto a strutture rotazionali su scale di lunghezza più piccole. L'energia cinetica, dunque, si trasferisce in una sorta di processo a cascata dalle strutture rotazionali più grandi a quelle più piccole dove viene dissipata.

Le equazioni differenziali (omesse per brevità) che consentono di modellare i fenomeni descritti non possono essere risolte in forma chiusa e pertanto possono utilizzarsi software detti "CFD" ove le equazioni vengono discretizzate e successivamente linearizzate in modo da ottenere un sistema algebrico che sarà risolto con un metodo iterativo. Una volta che il sistema di equazioni sarà portato a convergenza, sarà possibile accedere ai valori di tutte le variabili fluidodinamiche, per ogni cella appartenente al dominio di calcolo.

Tra i software CFD esistono dei programmi dedicati alla simulazione dei flussi atmosferici per analisi di "microscala" che richiedono la modellazione tridimensionale del terreno attraverso l'inserimento delle curve di livello; di questi i più rappresentativi sul mercato sono WASP, Meteodyn WT e WindSim. Questi software consentono di ricavare, sulla base dei rilievi anemometrici in un punto, le condizioni di ventosità in un raggio fino a 15-20 km, con un'accuratezza che diminuisce all'allontanarsi dalla stazione di misura in funzione alla complessità dell'orografia del territorio. La stazione anemometrica deve essere installata in una posizione rappresentativa (ad esempio su un crinale e lontano da ostacoli) rispetto all'area da analizzare.

Per la simulazione del regime anemologico dell'area è stato utilizzato il software Wasp.

Da un punto di vista matematico il software WASP utilizza un modello teorico lineare basato sul "modello-BZ" introdotto da Troen nel 1990¹. Gli input da specificare ai software sono l'orografia del

¹ Troen, I. (1990). A high resolution spectral model for flow in complex terrain. Proc. *Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion*. American Meteorological Society, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, April 30-May 3, 417-20.

territorio, le condizioni di rugosità, i dati anemometrici, l'ubicazione e il tipo degli aerogeneratori, l'ubicazione degli eventuali ostacoli.

Il software consente di determinare la producibilità degli aerogeneratori anche in considerazione delle perdite per effetto scia e l'ottimizzazione del layout in quanto possono ottenersi delle mappe di producibilità sovrapponibili alle cartografie o alle immagini satellitari.

5. CARATTERISTICHE DEGLI AEROGENERATORI

La produzione attesa per l'impianto eolico di Butera (CL) è stata valutata per l'installazione di turbine eoliche Siemens Gamesa SG 6.6-170 potenza nominale pari a 6,6 MW e altezza al mozzo di 115 metri, di cui sono riportate le caratteristiche prestazionali nella tabella a seguire.

La densità dell'aria considerata per la località in esame, in considerazione dell'altitudine e della temperatura media annua del sito è pari a 1,164 kg/m³ da cui risultano le curve caratteristiche a seguire che sono state considerate ai fini della presente relazione.

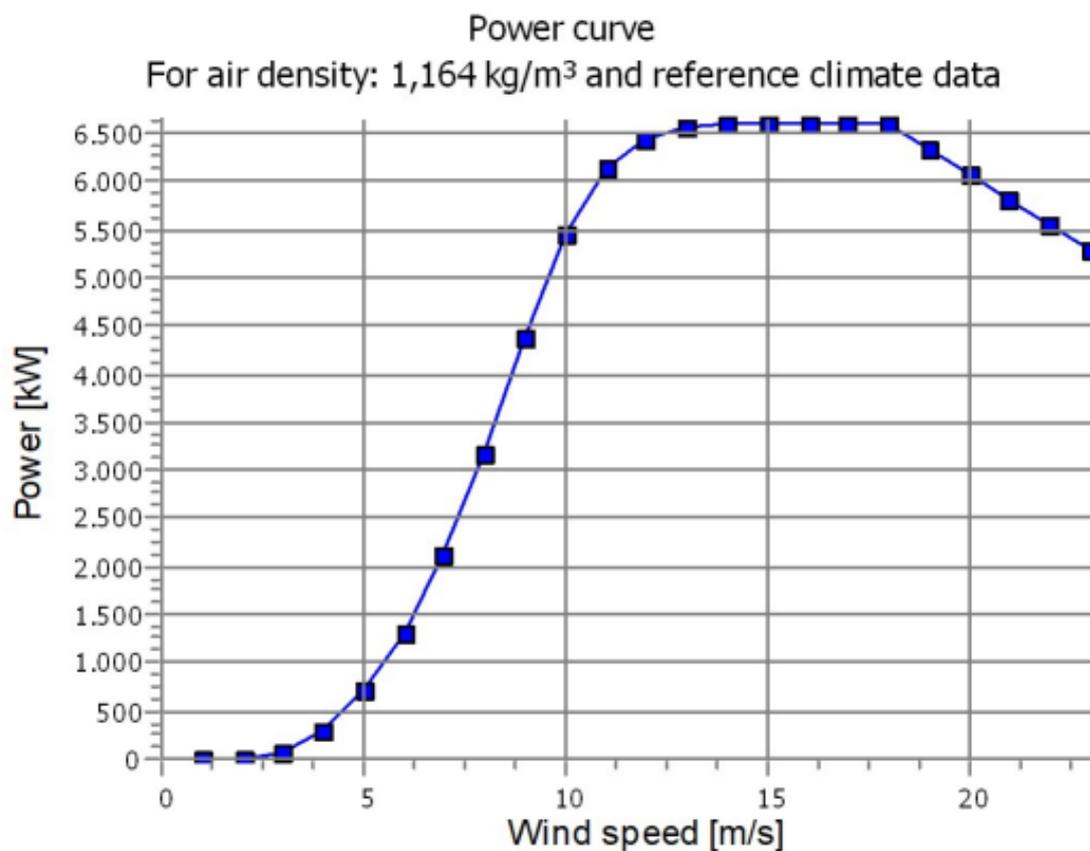


Figura 6 – Siemens Gamesa SG-6.6: Curva di potenza considerata per una densità dell'aria di 1,164 kg/m³

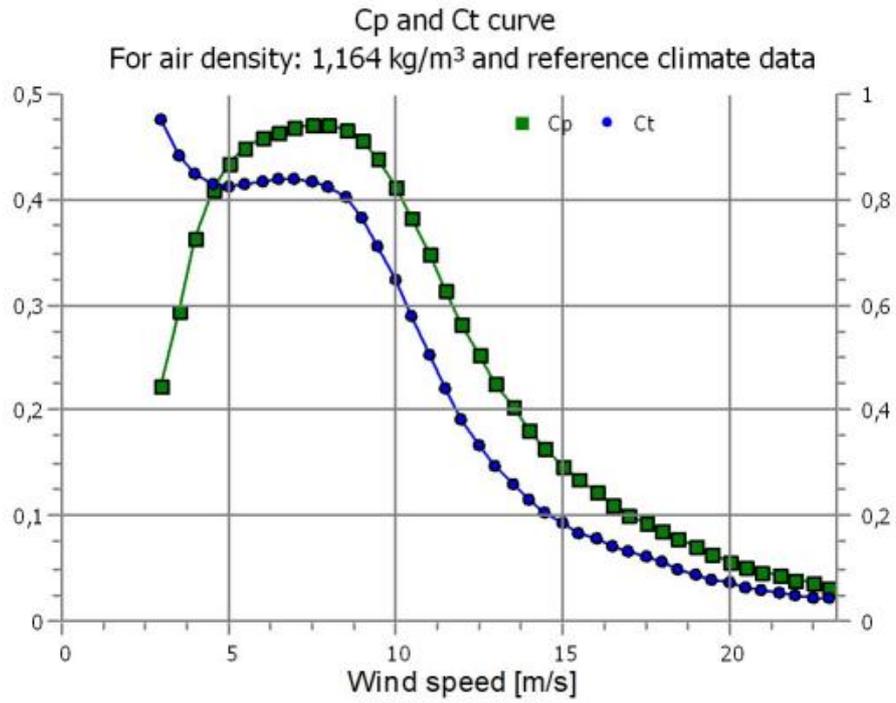


Figura 7 – Siemens Gamesa SG-6.6: coefficienti di potenza e di spinta considerati per una densità dell'aria di 1,164 kg/m³

6. ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELLA WINDFARM

Il presente studio stima la producibilità del parco eolico e ha consentito di ottimizzare il posizionamento degli aerogeneratori fra i diversi siti nella disponibilità del soggetto proponente, ai fini della massimizzazione dell'energia prodotta e nel rispetto del regime vincolistico delle aree e dell'urbanizzazione del territorio.

La valutazione dell'AEP (Annual Expected Production - produzione attesa) è stata effettuata con il codice di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), messo a punto dal Risoe (Università Tecnica della Danimarca).

Il modello digitale del terreno è esteso ad un quadrato di circa 30 x 30 km sul sito eolico digitalizzando opportunamente le curve di rugosità e le curve di livello ogni 5 metri per l'intero rettangolo.



Figura 8 – layout con ubicazione delle macchine eoliche

A seguire sono riportate le coordinate specifiche del sito degli aerogeneratori costituenti il parco eolico e risultati derivanti dall'applicazione del modello di calcolo.

Key results for height 50,0 m above ground level

Terrain Geo [deg]-WGS84

Longitude	Latitude	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A 14,220171° E	37,193416° N	Site data: WAsP (6)	WAsP (WAsP 10.2 RVEA0164.dll 3.0.1.100)	3.489	6,2	1,7

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{a)}			
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	129.896,0	116.906,4	132.309,2	1,8	33,7	19.484,4	2.952	7,2

^{a)} Based on Result-10,0%

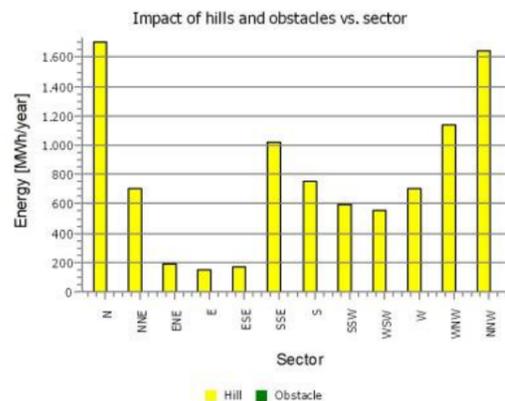
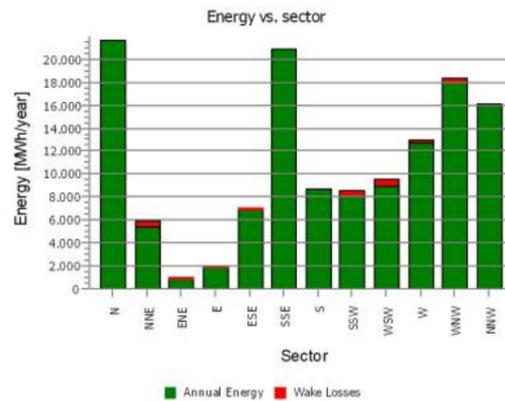
Calculated Annual Energy for each of 6 new WTGs with total 39,6 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy			
	Valid	Manufact.						Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
1 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	23.831,9	21.449	0,6	7,64
2 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	19.824,5	17.842	1,5	6,67
3 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	19.358,9	17.423	1,7	6,61
4 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	23.361,2	21.025	2,6	7,68
5 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	20.114,0	18.103	2,5	6,79
6 A	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.6-170-6.600	6.600	170,0	115,0	EMD (AM 0, 6.6MW) - 1.225 kg/m ³	23.405,3	21.065	1,9	7,61

PARK - Production Analysis

WTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1,159 kg/m³ - 1,171 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
Roughness based energy	[MWh]	19.894,8	5.140,5	795,1	1.804,0	6.860,1	19.830,9	7.879,6	7.993,5	8.944,9	12.249,7	17.151,3	14.438,7	122.983,4
+Increase due to hills	[MWh]	1.703,4	701,0	190,5	148,0	170,8	1.023,6	756,5	597,1	558,1	699,6	1.134,8	1.642,5	9.325,8
-Decrease due to wake losses	[MWh]	0,0	485,8	99,9	53,5	81,7	0,0	0,0	544,3	596,1	268,2	283,7	0,0	2.413,2
Resulting energy	[MWh]	21.598,2	5.355,8	885,7	1.898,5	6.949,2	20.854,5	8.636,1	8.046,3	8.907,0	12.681,1	18.002,4	16.081,2	129.896,0
Specific energy	[kWh/m ²]													954
Specific energy	[kWh/kW]													3.280
Increase due to hills	[%]	8,6	13,6	24,0	8,2	2,5	5,2	9,6	7,5	6,2	5,7	6,6	11,4	7,58
Decrease due to wake losses	[%]	0,0	8,3	10,1	2,7	1,2	0,0	0,0	6,3	6,3	2,1	1,6	0,0	1,82
Utilization	[%]	29,6	30,1	31,8	17,9	9,4	16,8	22,9	21,6	20,4	18,8	24,8	30,3	21,1
Operational	[Hours/year]	994	444	245	263	528	1.087	539	481	496	698	887	925	7.588
Full Load Equivalent	[Hours/year]	545	135	22	48	175	527	218	203	225	320	455	406	3.280



PARK - Park power curve

WTG siting

Geo [deg]-WGS84	Longitude	Latitude	Z [m]	Row data/Description
1 New	14,202105° E	37,187804° N	315,9	WTG 01
2 New	14,237846° E	37,210115° N	303,9	WTG 06
3 New	14,231269° E	37,203874° N	289,7	WTG 05
4 New	14,224727° E	37,194352° N	366,2	WTG 04
5 New	14,209603° E	37,186233° N	253,8	WTG 02
6 New	14,219747° E	37,190553° N	325,1	WTG 03

Wind speed [m/s]	Power		N [kW]	NNE [kW]	ENE [kW]	E [kW]	ESE [kW]	SSE [kW]	S [kW]	SSW [kW]	WSW [kW]	W [kW]	WNW [kW]	NNW [kW]
	Free WTGs [kW]	Park WTGs [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	1.004	937	1.004	794	777	925	951	1.004	1.004	788	784	925	951	1.004
4,5	2.953	2.801	2.953	2.483	2.436	2.767	2.831	2.953	2.953	2.481	2.450	2.765	2.830	2.953
5,5	5.921	5.654	5.921	5.096	5.016	5.594	5.706	5.921	5.921	5.097	5.031	5.591	5.705	5.921
6,5	10.098	9.658	10.098	8.744	8.606	9.559	9.744	10.098	10.098	8.748	8.631	9.554	9.743	10.098
7,5	15.730	15.059	15.730	13.663	13.456	14.909	15.191	15.730	15.730	13.667	13.494	14.901	15.188	15.730
8,5	22.709	21.817	22.709	19.926	19.702	21.636	21.999	22.709	22.709	19.929	19.743	21.628	21.995	22.709
9,5	29.764	28.877	29.764	26.907	26.822	28.746	29.074	29.764	29.764	26.897	26.829	28.748	29.072	29.764
10,5	35.083	34.509	35.083	33.153	33.233	34.466	34.652	35.083	35.083	33.137	33.193	34.475	34.654	35.083
11,5	37.972	37.742	37.972	37.180	37.249	37.732	37.802	37.972	37.972	37.171	37.209	37.739	37.805	37.972
12,5	39.126	39.063	39.126	38.907	38.927	39.059	39.079	39.126	39.126	38.907	38.911	39.063	39.082	39.126
13,5	39.485	39.471	39.485	39.437	39.441	39.470	39.475	39.485	39.485	39.437	39.436	39.471	39.476	39.485
14,5	39.577	39.574	39.577	39.567	39.568	39.574	39.575	39.577	39.577	39.567	39.567	39.574	39.575	39.577
15,5	39.594	39.594	39.594	39.593	39.593	39.594	39.594	39.594	39.594	39.593	39.593	39.594	39.594	39.594
16,5	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600
17,5	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600	39.600
18,5	38.808	38.849	38.808	38.942	38.945	38.855	38.840	38.808	38.808	38.942	38.945	38.855	38.840	38.808
19,5	37.224	37.259	37.224	37.337	37.342	37.265	37.252	37.224	37.224	37.337	37.342	37.265	37.252	37.224
20,5	35.640	35.670	35.640	35.738	35.741	35.675	35.664	35.640	35.640	35.738	35.741	35.675	35.664	35.640
21,5	34.056	34.083	34.056	34.142	34.146	34.087	34.077	34.056	34.056	34.142	34.146	34.087	34.077	34.056
22,5	32.472	32.495	32.472	32.547	32.550	32.499	32.490	32.472	32.472	32.547	32.550	32.499	32.490	32.472
23,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
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

7. CONCLUSIONI

La presente relazione stima la produzione attesa dall'impianto eolico di Butera (CL), costituito da 6 aerogeneratori Siemens Gamesa SG 6.6-170 da 6,6 MW per una potenza complessiva di 39,6 MW.

L'attività è iniziata con l'analisi del materiale fornito, si è proceduto quindi con la validazione dei dati e alla determinazione della produzione attesa dall'impianto con l'applicazione del codice WASP.

Le analisi condotte hanno evidenziato una producibilità del parco eolico di 2.930 ore equivalenti nette di funzionamento, per una producibilità netta complessivamente stimata di 116.906 MWh/anno di energia elettrica. Il dato di producibilità è da considerarsi ottimo, in considerazione del fatto che la soglia minima di producibilità, normalmente considerata dalle norme regionali è pari a 1800 ore equivalenti di funzionamento annuo.

Tutti i calcoli sono stati effettuati utilizzando metodi scientifici disponibili nella letteratura tecnica internazionale secondo lo stato dell'arte della tecnica ingegneristica, optando, in qualche occasione, per scelte conservative.