

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO DI "TRAPANI 2"

PROGETTO DEFINITIVO

Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità



File: GRE.EEC.R.11.IT.W.13824.00.041.00 - Valutazione risorsa eolica e analisi di producibilità.pdf

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
00	18/12/2020	Prima emissione	D. Gradogna	E. Castiello	L. Lavazza

GRE VALIDATION

COLLABORATORS		VERIFIED BY	VALIDATED BY
		M. Bocci (GRE)	A. Puosi (GRE)

PROJECT / PLANT Trapani 2	GRE CODE																			
	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION								
	GRE	EEC	R	1	1	I	T	W	1	3	8	2	4	0	0	0	4	1	0	0
CLASSIFICATION	PUBLIC					UTILIZATION SCOPE	BASIC DESIGN													

INDEX

1. INTRODUZIONE	3
1.1. DESCRIZIONE DEL PROPONENTE	3
1.2. CONTENUTI DELLA RELAZIONE	3
2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	4
3. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA.....	6
4. AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO.....	8
5. MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA	10
6. RISULTATI	14

1. INTRODUZIONE

Stantec S.p.A., in qualità di Consulente Tecnico, è stata incaricata da Enel Green Power Solar Energy S.r.l. di redigere il progetto definitivo per la realizzazione di un nuovo impianto eolico denominato "Impianto eolico Trapani 2" e delle opere connesse, da ubicarsi nei comuni di Mazara del Vallo (TP), Marsala (TP), Castelvetro (TP) e Santa Ninfa (TP).

Si prevede che l'energia prodotta dagli aerogeneratori, attraverso il sistema di cavidotti interrati in media tensione a 33 kV, venga convogliata ad una sottostazione di trasformazione 220/33 kV in progetto per l'innalzamento da media ad alta tensione. Inoltre, si prevede che la sottostazione di trasformazione venga collegata, tramite cavidotto in alta tensione a 220 kV in progetto, alla stazione di smistamento RTN denominata "Partanna 3", di nuova realizzazione da parte dell'ente gestore di rete nel comune di Santa Ninfa (TP). Per la connessione alla stazione di smistamento RTN di "Partanna 3", si prevede che il cavidotto AT in progetto attraversi i comuni di Mazara del Vallo (TP), Castelvetro (TP) e Santa Ninfa (TP).

In sintesi, il presente progetto prevede:

- l'installazione di 16 nuovi aerogeneratori, in linea con gli standard più alti presenti sul mercato, per una potenza installata pari a 96 MW;
- la realizzazione delle fondazioni per gli aerogeneratori in progetto;
- la realizzazione di piazzole di montaggio degli aerogeneratori, di nuovi tratti di viabilità e l'adeguamento della viabilità esistente, al fine di garantire l'accesso per il trasporto degli aerogeneratori;
- la realizzazione di una nuova sottostazione di trasformazione 220/33 kV e la connessione degli aerogeneratori alla stazione tramite cavidotti interrati a 33 kV;
- la realizzazione di un nuovo cavidotto interrato a 220 kV per la connessione della sottostazione di trasformazione alla stazione di smistamento RTN di "Partanna 3";
- l'utilizzo temporaneo, attraverso opportuni adeguamenti, di aree per il Site Camp e per lo stoccaggio temporaneo (Temporary Storage Area).

Il progetto è in linea con gli obiettivi nazionali ed europei per la riduzione delle emissioni di CO₂ legate a processi di produzione di energia elettrica.

1.1. DESCRIZIONE DEL PROPONENTE

Il soggetto proponente dell'iniziativa è Enel Green Power Solar Energy S.r.l., società iscritta alla Camera di Commercio di Roma che ha come Socio Unico la società Enel Green Power S.p.A., società del Gruppo Enel che dal 2008 si occupa dello sviluppo e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

Enel Green Power è presente in 28 paesi nei 5 continenti con una capacità gestita di oltre 46 GW e più di 1.200 impianti.

In Italia, il parco di generazione di Enel Green Power è rappresentato dalle seguenti tecnologie rinnovabili: idroelettrico, eolico, fotovoltaico, geotermia. Attualmente nel Paese conta una capacità gestita complessiva di 14,6 GW.

1.2. CONTENUTI DELLA RELAZIONE

La presente relazione costituisce il documento sulla valutazione della risorsa eolica e sull'analisi di producibilità riguardante i nuovi aerogeneratori che sono previsti in sito.

Il capitolo 2 descrive in generale il sito e il layout degli aerogeneratori di nuova costruzione.

Nel capitolo 3 vengono descritte le caratteristiche anemologiche del sito.

Il capitolo 4 illustra le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di riferimento e il capitolo 5 tratta del modello di analisi di producibilità.

Infine, il capitolo 6 riporta i risultati dell'analisi di producibilità.

2. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il sito oggetto di studio nel presente elaborato è ubicato a circa 25 km a Sud-Est dal centro abitato di Trapani, nei comprensori comunali di Marsala e Mazara del Vallo.

La morfologia dell'area e delle zone limitrofe è contraddistinta da un territorio collinare privo di particolari complessità morfologiche. Il sito di interesse è infatti caratterizzato da colline di elevazione limitata (tra i 90 m s.l.m. ed i 170 m s.l.m.) con pendii dolci e poco scoscesi.

Il progetto ricade interamente nella provincia di Trapani, entro i confini comunali di Mazara del Vallo, Marsala, Castelvetro e Santa Ninfa e, in particolare, all'interno dei seguenti riferimenti cartografici:

- Foglio di mappa catastale del Comune di Mazara del Vallo n° 21, 22, 29, 30, 31, 32, 33, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 50, 56, 57, 58, 59, 60, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 80, 86, 87, 89;
- Foglio di mappa catastale del Comune di Marsala n° 190;
- Fogli di mappa catastale del Comune di Castelvetro n° 1, 2, 3;
- Foglio di mappa catastale del Comune di Santa Ninfa n° 52;
- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, codificati 257 III-SE "Borgata Costiera", 257 III-NE "Baglio Chitarra", e 257 II-SO "Castelvetro";
- Carta tecnica regionale CTR in scala 1:10.000, fogli n° 617040, 617080, 618010, 618050 e 618060.

Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale dell'area di progetto e la configurazione proposta su ortofoto:



Figura 2-1: Inquadramento generale dell'area di progetto

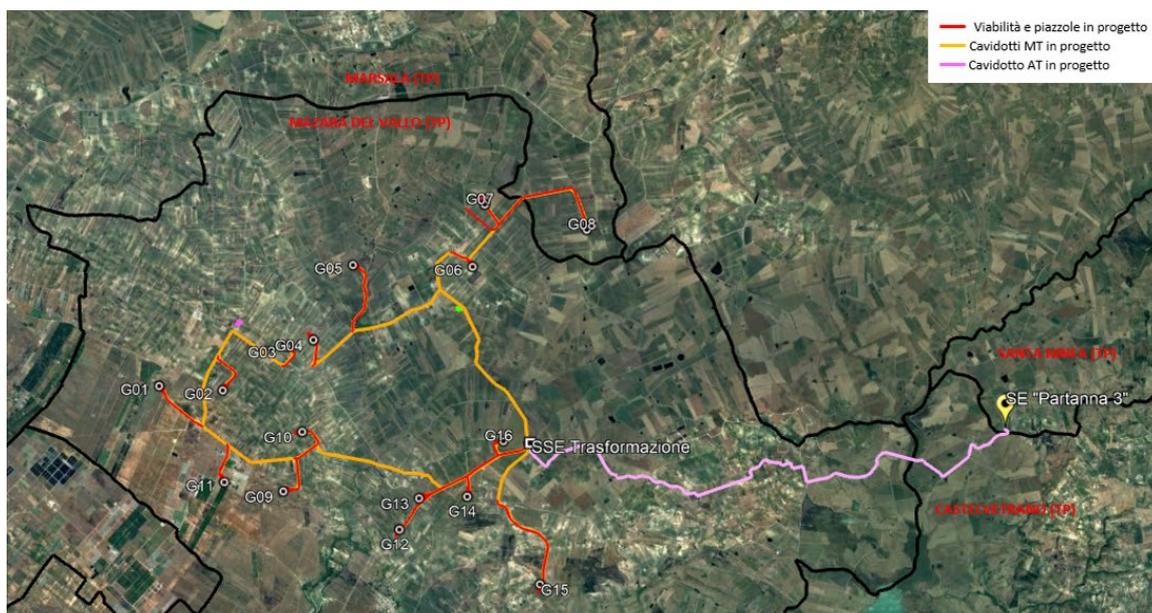


Figura 2-2: Configurazione proposta su ortofoto

Di seguito è riportato in formato tabellare un dettaglio sul posizionamento degli aerogeneratori in progetto, in coordinate WGS84 UTM fuso 33N:

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori

WTG	Comune	Est [m]	Nord [m]	Altitudine [m s.l.m.]
G01	Mazara del Vallo	287696,01	4180827,02	126
G02	Mazara del Vallo	288950,00	4180709,97	138
G03	Mazara del Vallo	290225,73	4181539,98	154
G04	Mazara del Vallo	290763,09	4181661,90	98
G05	Mazara del Vallo	291582,00	4183123,00	92
G06	Mazara del Vallo	293941,43	4183028,60	146
G07	Mazara del Vallo	294213,01	4184250,96	148
G08	Marsala	296210,38	4183703,70	150
G09	Mazara del Vallo	290093,66	4178683,76	140
G10	Mazara del Vallo	290497,03	4179852,00	146
G11	Mazara del Vallo	288936,30	4178894,08	124
G12	Mazara del Vallo	292367,11	4177871,05	138
G13	Mazara del Vallo	292770,62	4178479,69	148
G14	Mazara del Vallo	293719,00	4178489,00	152
G15	Mazara del Vallo	295110,00	4176720,00	104
G16	Mazara del Vallo	294461,00	4179565,99	170

3. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

Il sito di Trapani 2 è situato in una delle zone maggiormente ventose di tutto il Paese, come mostrato in figura seguente, ricavata dall'Atlante Eolico di RSE SpA:

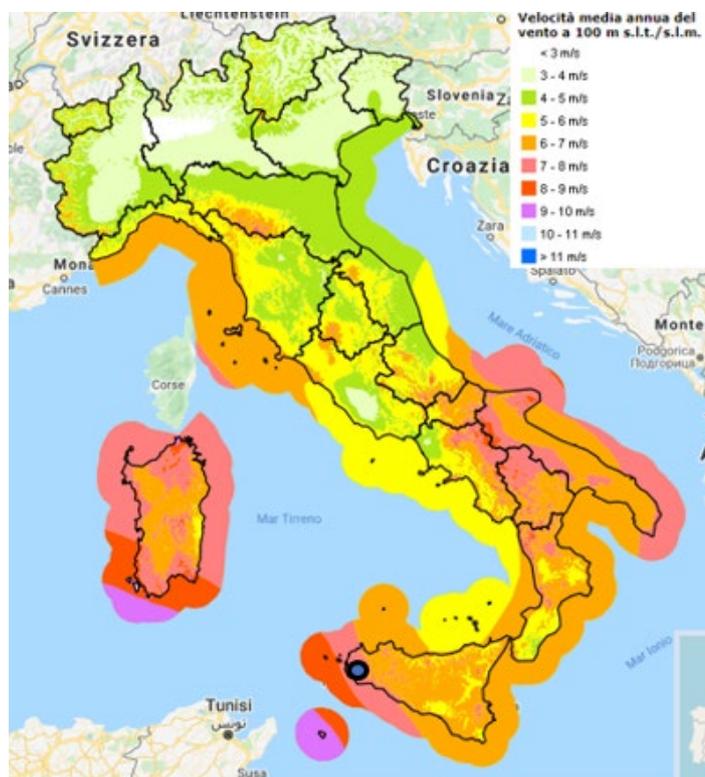


Figura 3-1: Estratto Atlante Eolico RSE

L'impianto sfrutterebbe quindi appieno la risorsa eolica e garantirebbe elevati valori di producibilità.

La velocità e la direzione del vento sono misurate in sito tramite la stazione anemometrica esistente di "Contrada Coniglia", situata circa 15 km a nord-ovest dell'impianto, ad un'altitudine pari a 97 m s.l.m. come mostrato in figura:

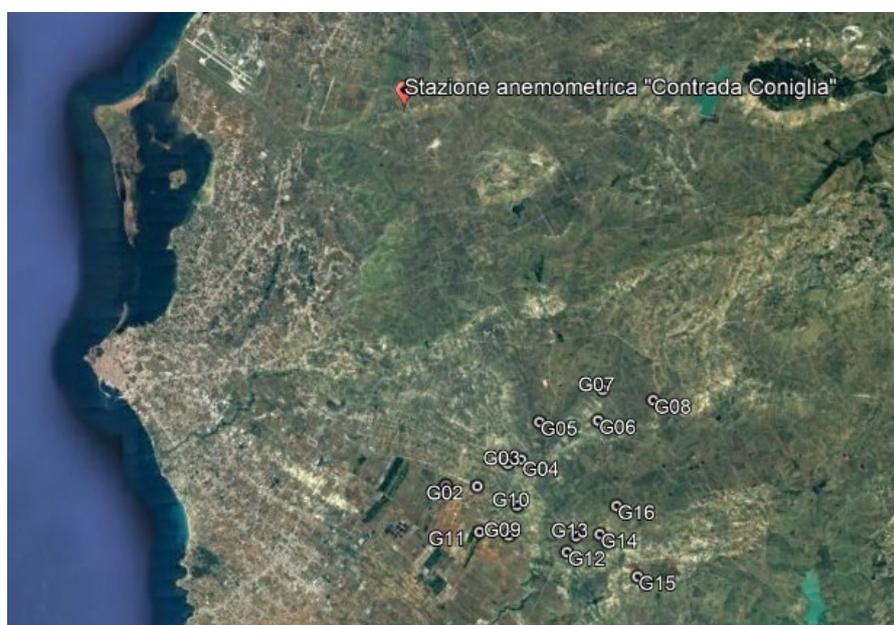


Figura 3-2: Inquadramento stazione anemometrica "Contrada Coniglia"

La stazione anemometrica misura la direzione del vento e la sua velocità, necessaria per il calcolo della stima di producibilità. La stazione misura, inoltre, la temperatura ambiente che determina la densità dell'aria, altra variabile nella stima di producibilità.

La velocità media mensile e la direzione del vento misurate dalla stazione anemometrica sono riportate nelle figure sottostanti per il periodo di 1 intero anno:

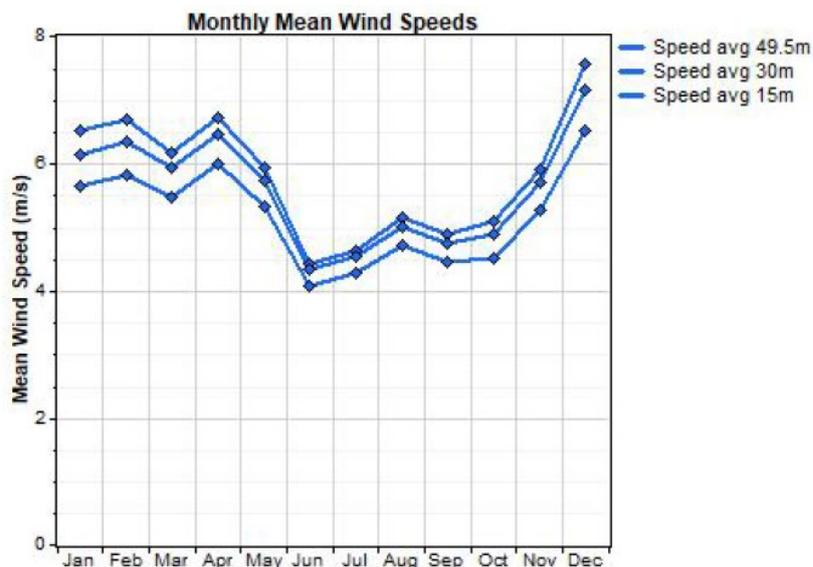


Figura 3-3: Profilo medio mensile di velocità del vento alla stazione anemometrica

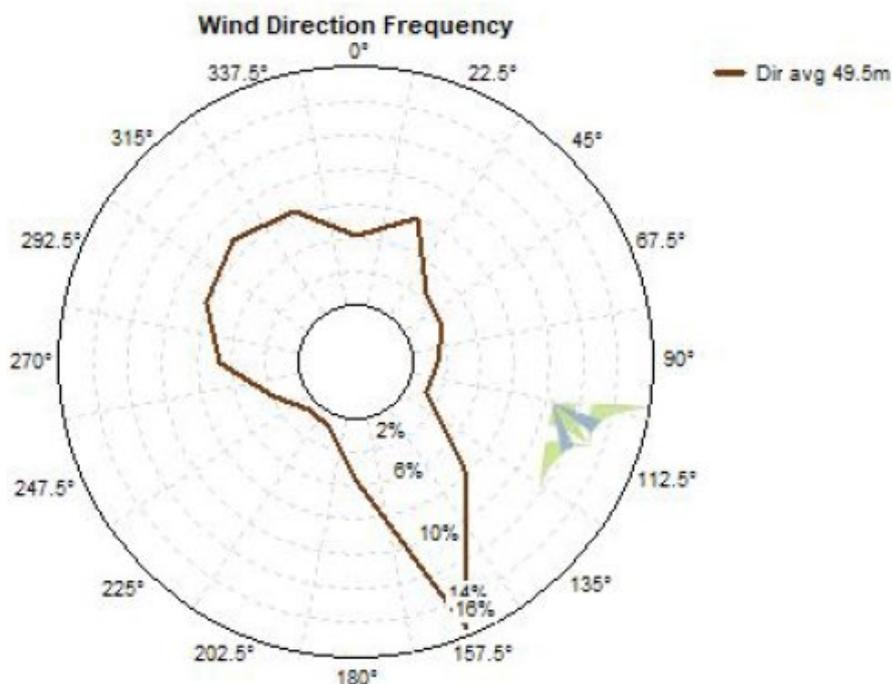


Figura 3-4: Direzione prevalente vento alla stazione anemometrica

Come visibile dalle figure precedenti, la velocità del vento è misurata ad altezze diverse della stazione anemometrica, a 15, a 30 ed a 49,5 metri da terra. La tripla misura di velocità è necessaria al fine di individuare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza, per poi modellare la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, come illustrato con maggiore dettaglio nel successivo capitolo 5.

La direzione del vento è prevalente nella direzione NO - SE. Questo fattore è molto importante nell'ambito della progettazione di impianti eolici, al fine di individuare il migliore posizionamento degli aerogeneratori ed evitare effetti di scia tra essi.

Nelle figure seguenti si evidenziano i profili diurni ed il profilo verticale della velocità, da cui si può valutare quale sia la variazione della velocità del vento in funzione dell'altezza dal suolo:

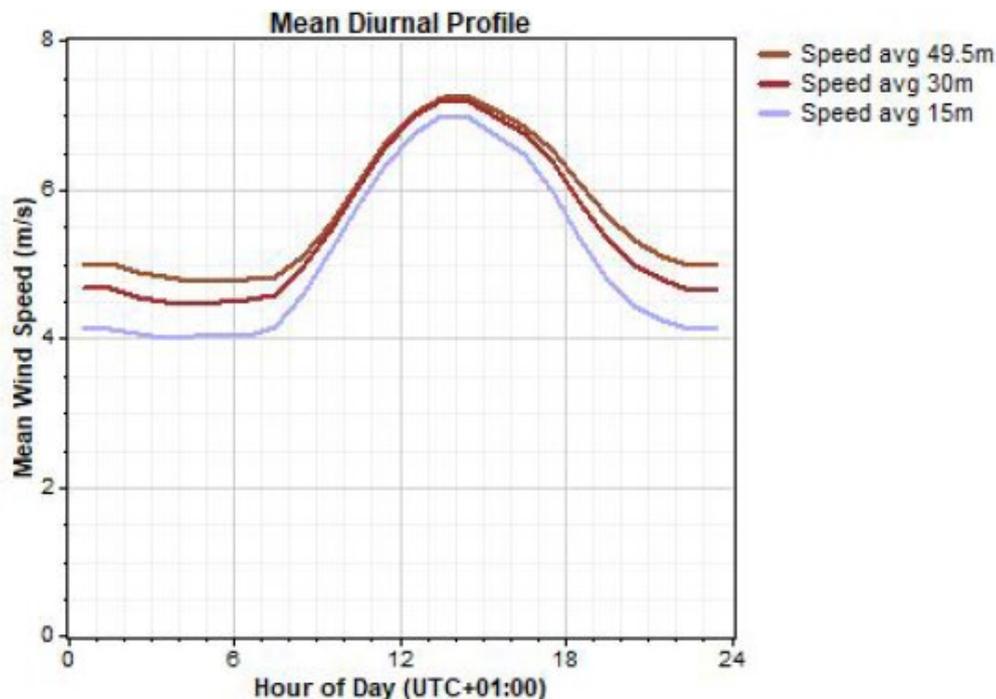


Figura 3-5: Profilo medio giornaliero di velocità del vento alla stazione anemometrica

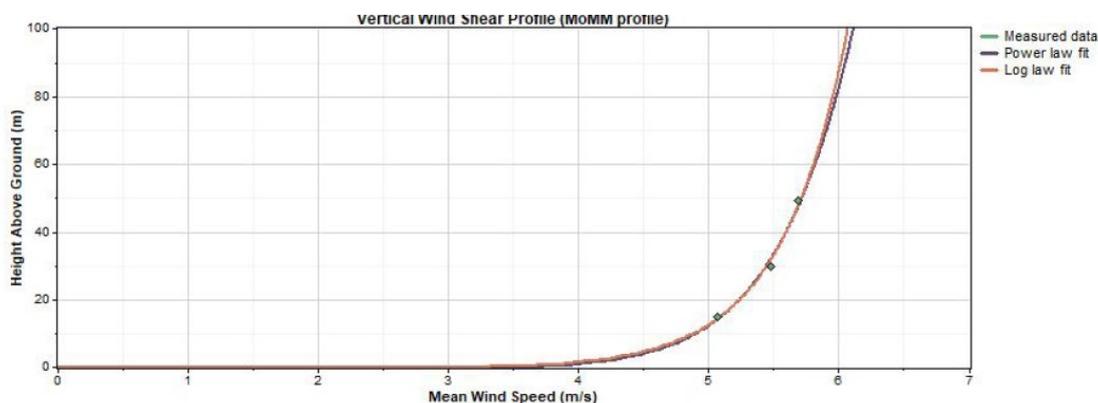


Figura 3-6: Profilo verticale del vento alla stazione anemometrica

Il sito è caratterizzato da ottimi valori di velocità del vento, che garantiscono un'elevata producibilità del sito, come già registrato negli oltre dieci anni di funzionamento dell'impianto esistente, situato in prossimità dell'impianto eolico di nuova installazione.

4. AEROGENERATORE DI RIFERIMENTO

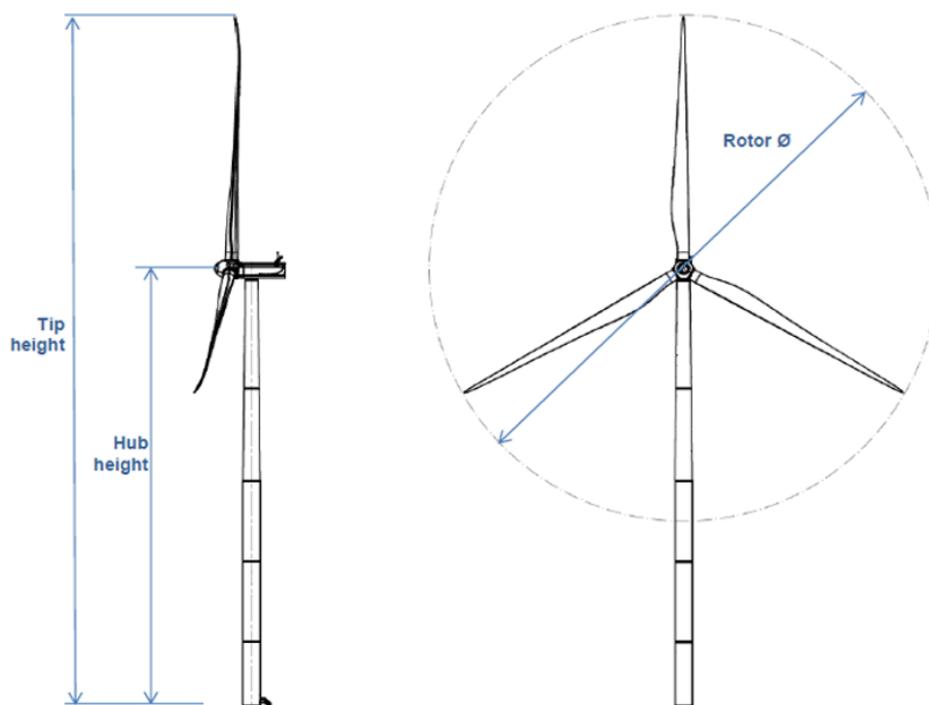
Gli aerogeneratori che verranno installati nel nuovo impianto di Trapani 2 saranno selezionati sulla base delle più innovative tecnologie disponibili sul mercato. La potenza nominale delle turbine previste sarà pari a massimo 6,0 MW. Il tipo e la taglia esatta dell'aerogeneratore saranno comunque individuati in seguito della fase di acquisto della macchina e verranno descritti in dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche di un aerogeneratore con potenza nominale pari a 6,0 MW:

Tabella 2: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

Potenza nominale	6,0 MW
Diametro del rotore	170 m
Lunghezza della pala	83,5 m
Corda massima della pala	4,5 m
Area spazzata	22.698 m ²
Altezza al mozzo	115 m
Classe di vento IEC	IIIA
Velocità cut-in	3 m/s
V nominale	10 m/s
V cut-out	25 m/s

Nell'immagine seguente è rappresentata una turbina con rotore di diametro pari a 170 m e potenza fino a 6,0 MW:



Diametro rotore (Rotor Ø)	170 m
Altezza mozzo (Hub height)	115 m
Altezza massima (Tip height)	200 m

Figura 4-1: Vista e caratteristiche di un aerogeneratore da 6,0 MW

Ogni aerogeneratore è equipaggiato di generatore elettrico asincrono, di tipo DFIG (Directly Fed Induced Generator) che converte l'energia cinetica in energia elettrica ad una tensione

nominale di 690 V. È inoltre presente su ogni macchina il trasformatore MT/BT per innalzare la tensione di esercizio da 690 V a 33.000 V.

5. MODELLO DI VALUTAZIONE RISORSA EOLICA

In questo capitolo si affronta lo studio del modello per la valutazione della risorsa eolica e per l'analisi di producibilità riferito all'aerogeneratore di riferimento descritto al capitolo 4.

Il primo passo per la valutazione della risorsa è lo studio della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore. La velocità del vento è strettamente legata alla quota a cui essa è registrata, secondo la legge seguente:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha$$

Dove:

- v_0 è la velocità del vento misurata alla quota z_0 ;
- v è la velocità che vuole essere identificata alla quota z (ad esempio all'altezza del mozzo);
- α è un coefficiente che correla la differenza di quota alla differenza di velocità del vento.

Come visibile dalla formula, il calcolo della velocità del vento all'altezza del mozzo può essere determinata a partire da una misura di velocità ad una quota conosciuta e dall'individuazione del coefficiente α .

Le misure del vento alle quote di riferimento sono quelle riportate al capitolo 3, registrate presso la stazione anemometrica "Contrada Coniglia". Come già evidenziato, la stazione misura la velocità del vento a quote differenti: 15, 30 e 49,5 metri. Questo permette di poter identificare il coefficiente α tra queste tre quote e applicarlo poi per l'identificazione della velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore.

Dall'analisi effettuata per l'altezza di mozzo pari a 115 metri, sono ottenuti i seguenti grafici di velocità e direzione del vento all'altezza del mozzo:

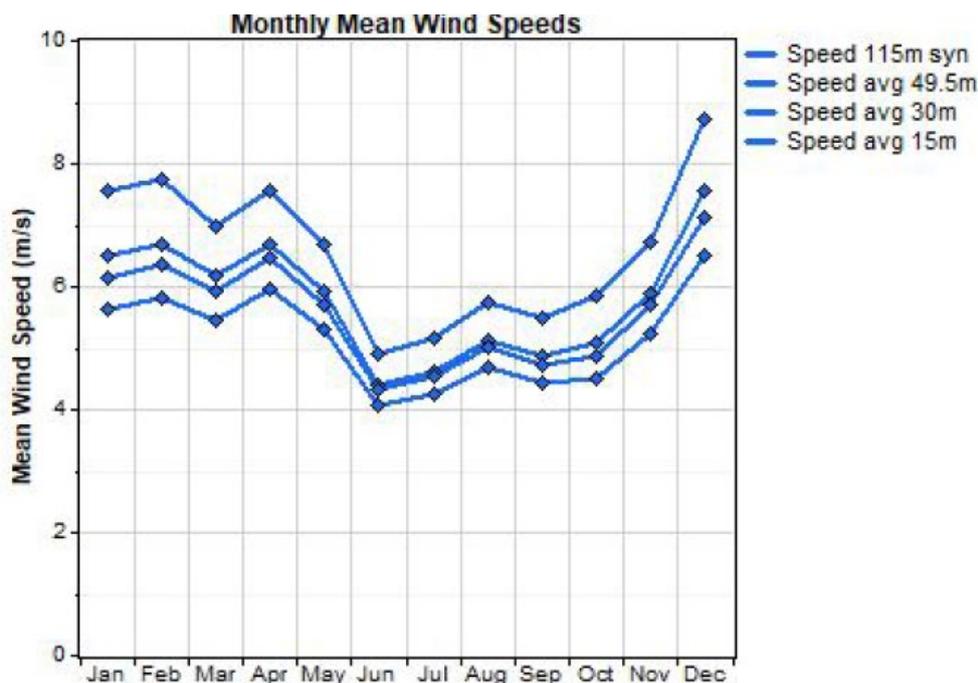


Figura 5-1: Profilo medio mensile di velocità del vento all'altezza del mozzo

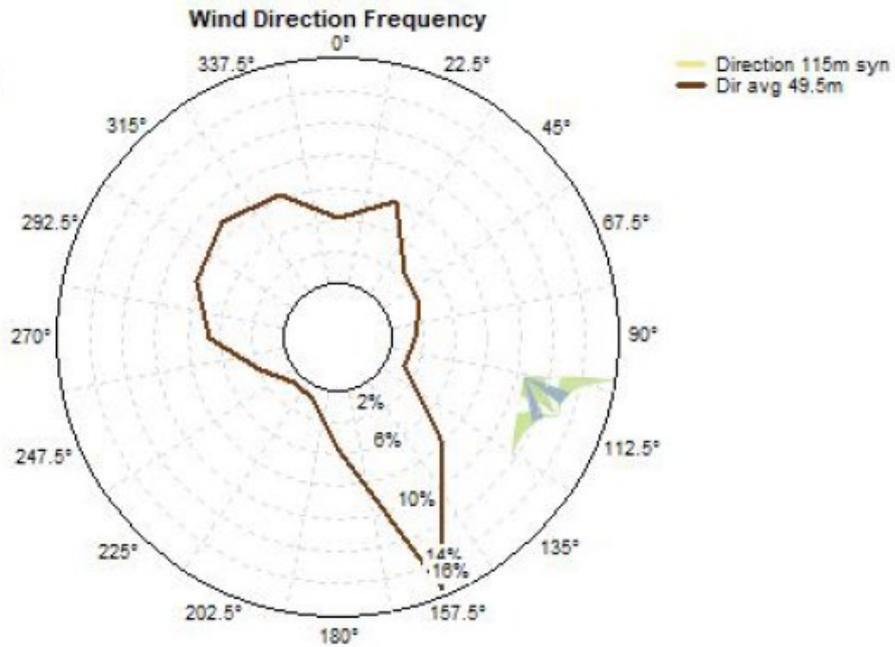


Figura 5-2: Direzione prevalente vento all'altezza di mozzo

Sono riportati di seguito anche il grafico del profilo medio diurno di velocità del vento ed il profilo verticale esteso all'altezza di mozzo:

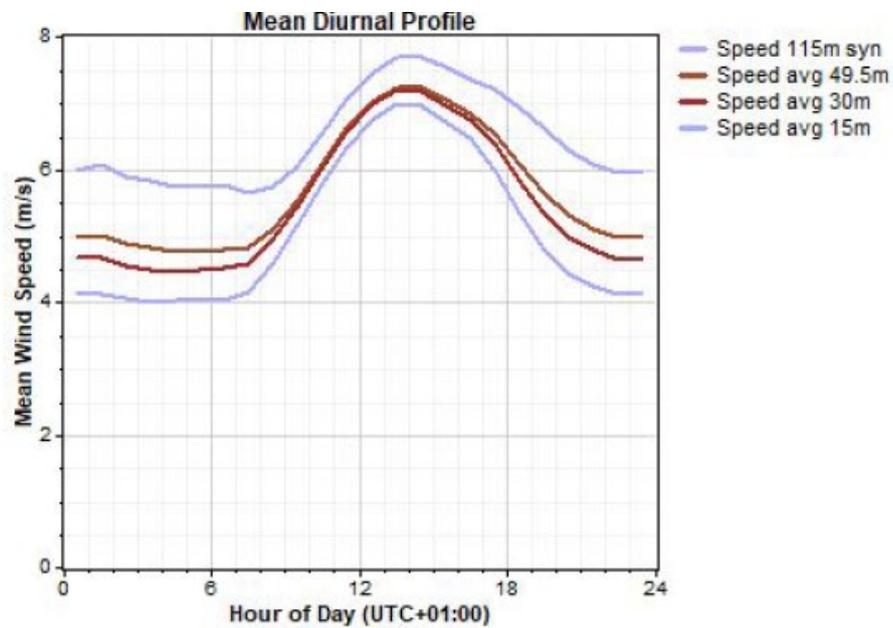


Figura 5-3: Profilo medio giornaliero di velocità del vento all'altezza del mozzo

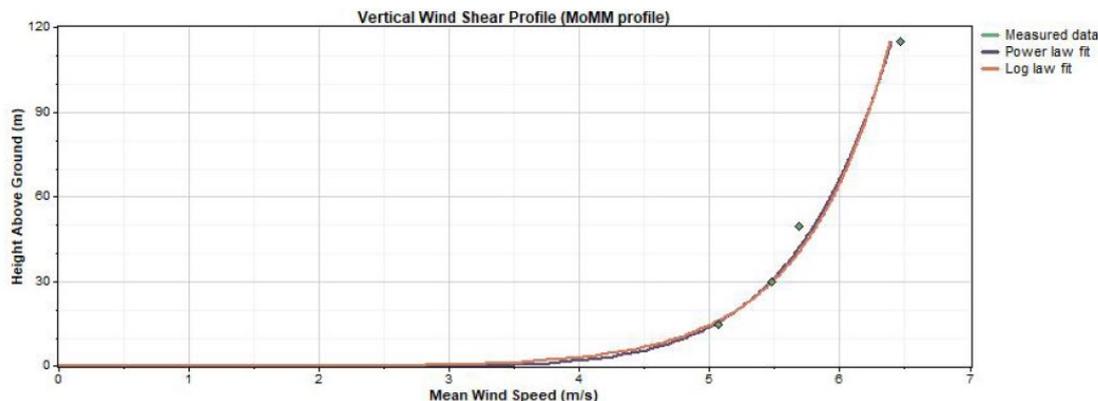


Figura 5-4: Profilo verticale di velocità fino all'altezza di mozzo

Come visibile dalle figure riportate sopra, la velocità del vento aumenta, ma non varia sostanzialmente, una volta raggiunte altezze elevate sopra il livello del terreno.

Dal profilo di velocità del vento è possibile ottenere una distribuzione di frequenza della velocità del vento per il calcolo della producibilità. La distribuzione di frequenza consente di identificare il numero di ore all'anno in cui si registra ciascun range di velocità del vento e calcolare quindi la relativa energia prodotta.

La distribuzione ideale che meglio descrive il comportamento della velocità del vento in un dato sito è la distribuzione probabilistica di Weibull, di cui è riportata la funzione di densità di probabilità sotto:

$$f(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Dove:

- v è la velocità del vento;
- $f(v)$ è la distribuzione di frequenza che indica la probabilità di avere una data velocità del vento;
- k e A rappresentano rispettivamente il parametro di forma e il parametro di scala. k è un parametro adimensionale che indica la distribuzione utilizzata ed è minore di 2 quando si tratta di una distribuzione di tipo Weibull. A è un parametro con unità dimensionale di m/s, così come la velocità del vento: solitamente il parametro A è stimabile sapendo che la velocità media del vento è circa pari a $0,9 \cdot A$. I valori di k e A sono stimabili, in modo più preciso, attraverso una serie di modelli: modello grafico, modello MOM (methods of moments), modello empirico o modello energetico equivalente.

Attraverso lo studio dei dati misurati in sito è possibile ottenere quale sia la distribuzione Weibull che meglio descrive l'andamento della velocità del vento. La distribuzione di Weibull è identificata in figura seguente:

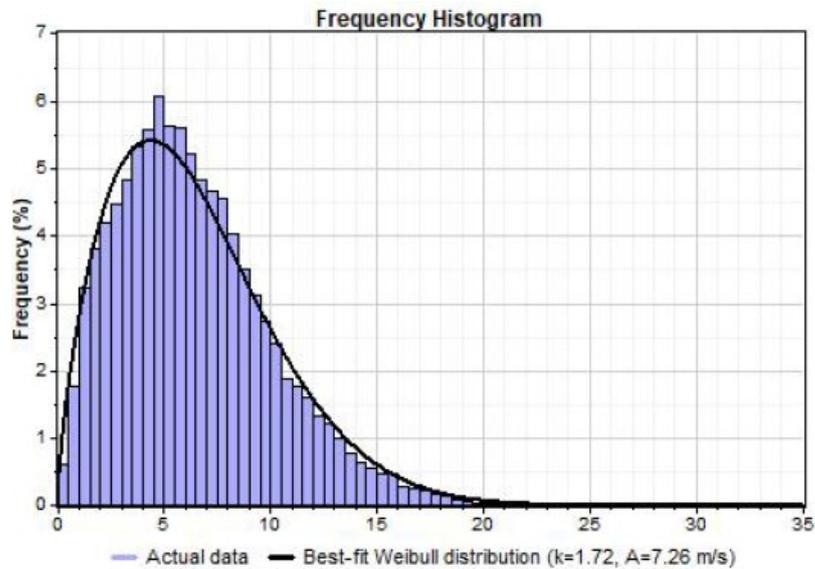


Figura 5-5: Distribuzione di Weibull

Si ottiene quindi una distribuzione probabilistica di velocità durante l’anno. È dunque possibile calcolare l’energia prodotta dall’aerogeneratore moltiplicando, per ogni classe di vento, la potenza prodotta dall’aerogeneratore in quella condizione di vento, ricavata dalla curva di potenza, ed il numero di ore all’anno in cui si verifica quella condizione di vento, ottenibili come il prodotto tra le ore totali in un anno (8760) e la probabilità che vi sia quella condizione di vento ($f(v)$ da distribuzione Weibull).

L’energia specifica del flusso d’aria e la sua direzione sono riportate nella figura seguente:

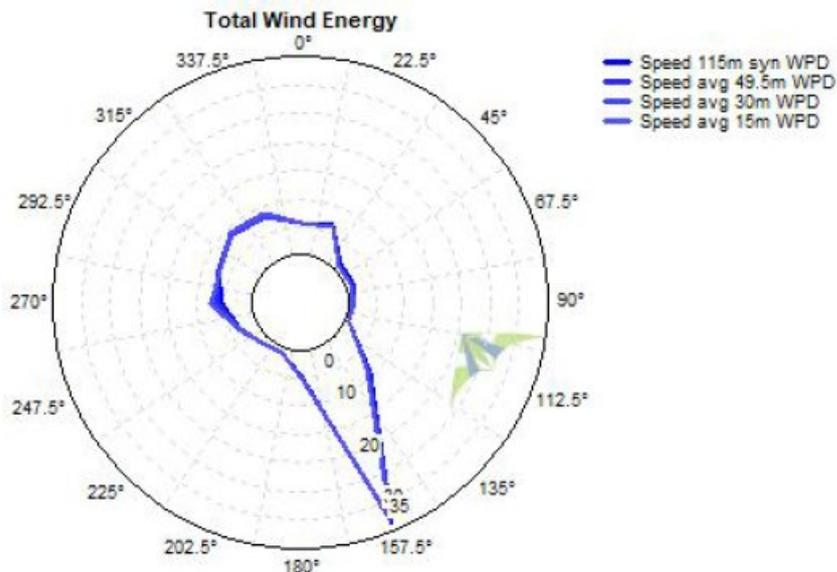


Figura 5-6: Energia dal vento

Non è possibile, tuttavia, calcolare l’energia prodotta da tutto il parco eolico come l’energia prodotta da un aerogeneratore moltiplicata per il numero di aerogeneratori. Infatti, vi sono diverse interazioni tra gli aerogeneratori, che riducono il valore di energia prodotta totale dal campo: effetti di scia e effetti di “schiera”, dovuti alla presenza di numerose turbine che condizionano il vento, anche fuori dall’area di scia.

La modellazione ed il calcolo della producibilità per l’intero parco eolico sono stati effettuati attraverso il software di progettazione e di ottimizzazione di impianti eolici “Openwind”, tramite l’impiego del modello “Deep Array Eddy Viscosity Model”.

L'utilizzo di un modello di tipo "wake" (scia) è necessario poiché per impianti eolici composti da numerose turbine non è possibile ipotizzare che non vi sia correlazione tra i vari aerogeneratori e che la presenza di un aerogeneratore non possa influenzare il vento circostante e le prestazioni degli altri aerogeneratori. La presenza di numerose turbine eoliche in un'area limitata può alterare il profilo del vento anche al di fuori della zona di scia, riducendo così il valore totale di energia prodotta.

6. RISULTATI

La modellazione illustrata al capitolo precedente ha condotto ai seguenti risultati:

Tabella 3: Risultati stima di producibilità

Caratteristica	Valore
Potenza Installata	96 MW
Potenza nominale WTG	6,0 MW
N° di WTG	16
Classe IEC	IIIa
Diametro del rotore	170 m
Altezza del mozzo	115 m
Velocità media del vento all'altezza di mozzo (free)	6,65 m/s
Energia prodotta annua P50	254.124 MWh
Ore equivalenti P50	2647

È stato riportato il percentile P50. Esso rappresenta il valore a cui corrisponde il 50% di probabilità di ottenere, nella realtà, un valore maggiore o uguale a quello riportato.

Al percentile riportato, si stima che l'impianto eolico potrà produrre 254,1 GWh all'anno, per un totale di 2647 ore equivalenti. Come già evidenziato, il sito è caratterizzato da ottimi valori di ventosità che garantiscono un'elevata producibilità.