

Regione
Sicilia



Comune di
Sambuca di Sicilia



Comune di
Contessa Entellina



Comune di
Santa Margherita di Belice



Committente:



Eni Plenitude Technical Services S.r.l.

Via Dismano, 1280
47522 Cesena (FC) - Italy
Tel. centralino + 39 0547 317199
eniplenitude.com

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO

Titolo del Progetto:

PARCO EOLICO "SAMBUCA"

Elaborato:

Studio Anemologico

PROGETTO	DISCIPLINA	AMBITO	TIPO ELABORATO	PROGRESSIVO	SCALA
W-SAM	P	AN	TR	01	-

NOME FILE:

W-SAM-P-AN-TR-01_Studio Anemologico

Progettazione:

Ing. Saverio Pagliuso

Ing. Mario Francesco Perri

Ing. Giorgio Salatino

Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	SETTEMBRE 2023	PRIMA EMISSIONE	ENI PLENITUDE	GEMSA	ENI PLENITUDE

PROGETTO ITALIA IMPIANTO EOLICO SAMBUCA

Eolico – Sambuca di Sicilia

ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

	ID Documento Committente ...	Pagina 2 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

SOMMARIO

1	INTRODUZIONE.....	3
2	DATI DI RIFERIMENTO DI LUNGO TERMINE	3
3	ANALISI DEI DATI.....	3
4	CARATTERISTICHE DELL’AEROGENERATORE	8
5	LAYOUT DEL PARCO EOLICO	9
6	CALCOLO DELLA PRODUZIONE ATTESA DEL PARCO EOLICO.....	11

	ID Documento Committente ...	Pagina 3 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

1 INTRODUZIONE

Il presente documento rappresenta la valutazione preliminare di ventosità e di produzione di energia elettrica del progetto dell'impianto eolico di potenza nominale pari a 90 MW nell'area Sambuca di Sicilia (AG).

2 DATI DI RIFERIMENTO DI LUNGO TERMINE

In assenza di dati misurati l'analisi di producibilità è stata fatta utilizzando dati di mesoscala. Questo modo di procedere presenta un'alta incertezza, che è stata considerata nei risultati riportati in questo documento.

I dettagli dei dati di riferimento considerati sono stati rappresentati nella tabella seguente.

Stazioni disponibili	coordinate UTM	Periodo di misura	Altezza (m)
EMD-WRF EUROPE+	1189304 E 4393101 N	1999 - 2022	75 - 100 - 150
EMD-WRF EUROPE+	1192599 E 4390441 N	1999 - 2022	75 - 100 - 150
EMD-WRF EUROPE+	1186009 E 4395760 N	1999 - 2022	75 - 100 - 150
EMD-WRF EUROPE+	1188994 E 4396072 N	1999 - 2022	75 - 100 - 150
EMD-WRF EUROPE+	1192288 E 4393413 N	1999 - 2022	75 - 100 - 150

Tabella 1: Dati di riferimento di lungo termine utilizzati nell'analisi

EMD – WRF EUROPE +

Nel 2019 EMD ha rilasciato un nuovo dataset mesoscala chiamato 'EMD – WRF Europe + (ERA5)'.

I dati sono ottenuti tramite un modello numerico mesoscala ad alta risoluzione spaziale di 0,03°x 0,03°, corrispondente a circa 3 km x 3 km, con una risoluzione temporale oraria. I dati utilizzati per le condizioni al contorno sono i dati di rianalisi ERA 5 forniti dal Centro Europeo per le Previsioni Meteorologiche di Medio Termine.

Questi dati ricoprono gran parte dell'Europa, inclusa la Turchia e Islanda.

I dati sono disponibili per molti range di altezza da 10m a 300m.

Vista l'elevata qualità dei dati, dove presenti questi mostrano performance sostanzialmente migliori rispetto alle alternative. Per questo sono stati utilizzati come dato primario in questa analisi.

3 ANALISI DEI DATI

L'analisi dei dati condotta per il presente progetto si suddivide nei seguenti passaggi:

- Utilizzando i dati di mesoscala sopra riportati, è stato possibile estrapolare la velocità e direzione oraria del vento alla posizione degli aereogeneratori, tenendo conto dell'orografia del terreno. La velocità è stata riscalata ad altezza mozzo interpolando in dati tra 75 m, 100 m e 150 m.
- la distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento così calcolata nella posizione degli aerogeneratori è stata associata alle curve di potenza di ciascun modello di aerogeneratore considerato, al fine di calcolare la produzione energetica lorda;
- il modello di scia N.O. Jensen è stato adoperato per il calcolo degli effetti di scia interni, esterni e futuri;

	ID Documento Committente ...	Pagina 4 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

- sono stati valutati gli altri fattori di perdita che inficiano sulla produzione energetica tipici di un impianto eolico in condizioni operative;
- sono state calcolate le incertezze associate alla stima di producibilità energetica.

I paragrafi seguenti descrivono l'analisi effettuata con maggiore dettaglio.

Estrapolazione verticale del vento

Al fine di calcolare le condizioni di ventosità del sito all'altezza del mozzo degli aerogeneratori è necessario effettuare un'estrapolazione verticale a partire dai dati ottenuti alla massima altezza di misura.

L'esponente di profilo verticale è definito dalla legge esponenziale seguente:

$$U_2 = U_1 \cdot \left(\frac{h_2 - D}{h_1 - D} \right)^\alpha$$

dove:

- α è l'esponente di "wind shear" secondo la legge di potenza,
- U è la velocità media del vento,
- h è l'altezza sul livello del suolo,
- D è l'altezza dello spostamento effettivo del flusso

La media sui 12 settori del profilo di velocità è stata calcolata utilizzando una risoluzione temporale di 1 ora. Il valore totale del profilo di velocità del vento è stato calcolato come media di tutti i settori. Il "wind shear" è stato determinato considerando le seguenti altezze: 75 m, 100 m e 150 m.

Il coefficiente di shear calcolato è pari a $\alpha=0.11$

La matrice di "wind shear" calcolato per 12 settori direzionali e su base mensile è stata adoperata unitamente alla serie temporale di velocità a 100 m, al fine di calcolare la serie temporale all'altezza mozzo proposta di 113 m. La serie temporale è stata adoperata per la determinazione delle distribuzioni di frequenza di lungo termine della velocità e delle direzioni del vento alla specifica altezza mozzo.

	ID Documento Committente ...	Pagina 5 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

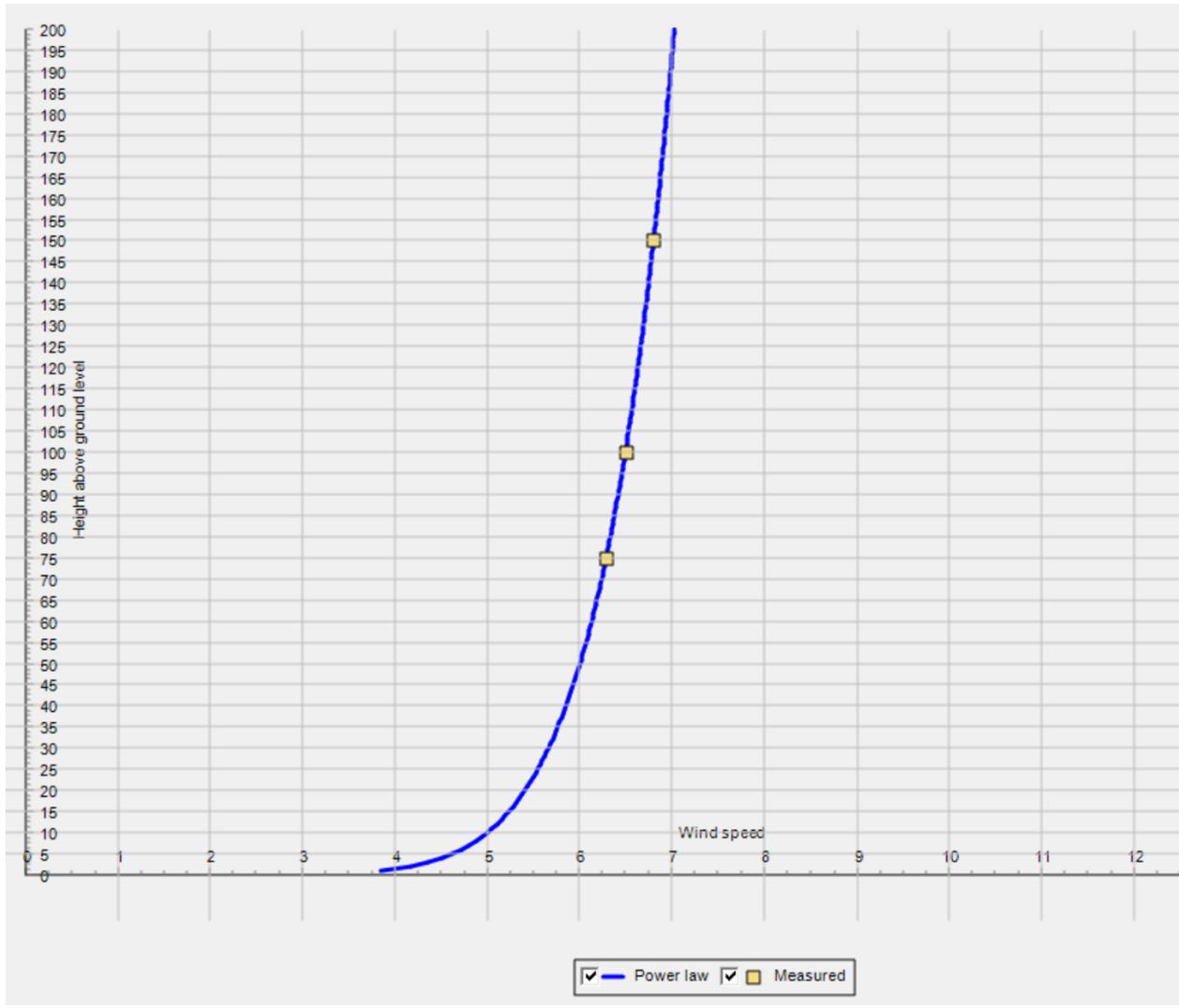


Figura 1: Profilo verticale del vento estrapolato tramite legge di potenza

	ID Documento Committente ...	Pagina 6 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

Regime di ventosità di lungo termine

La distribuzione di frequenza della velocità e direzione del vento è stata derivata e utilizzata ai fini del calcolo della produzione energetica sulla base della estrapolazione verticale del vento, come descritto nella precedente sezione. Un sommario dei parametri principali che sono stati utilizzati per il calcolo della produzione attesa del parco eolico è qui presentato.

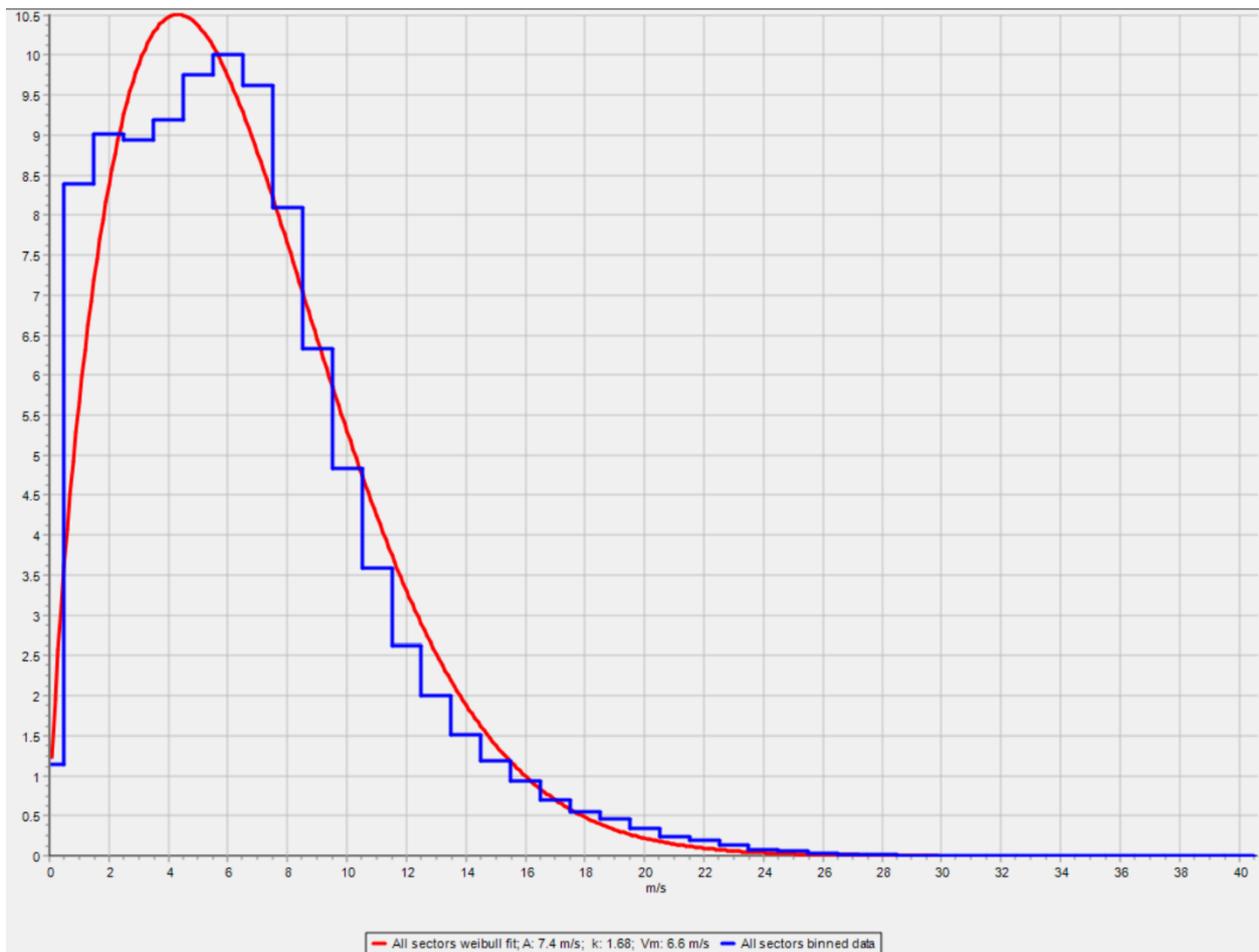


Figura 2: Distribuzione di frequenza e interpolazione di Weibull del vento di lungo periodo alla quota di 113 m

	ID Documento Committente ...	Pagina 7 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

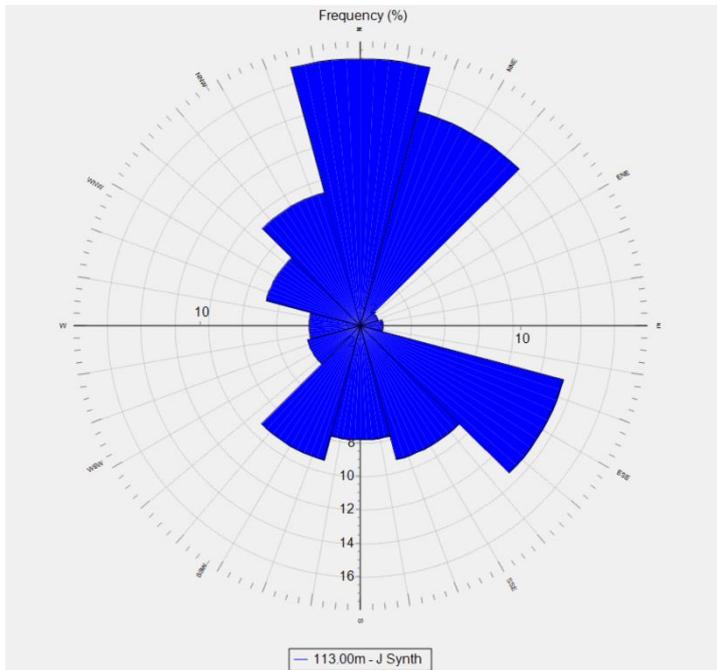


Figure 1: Rappresentazione della frequenza del vento per settore di direzione

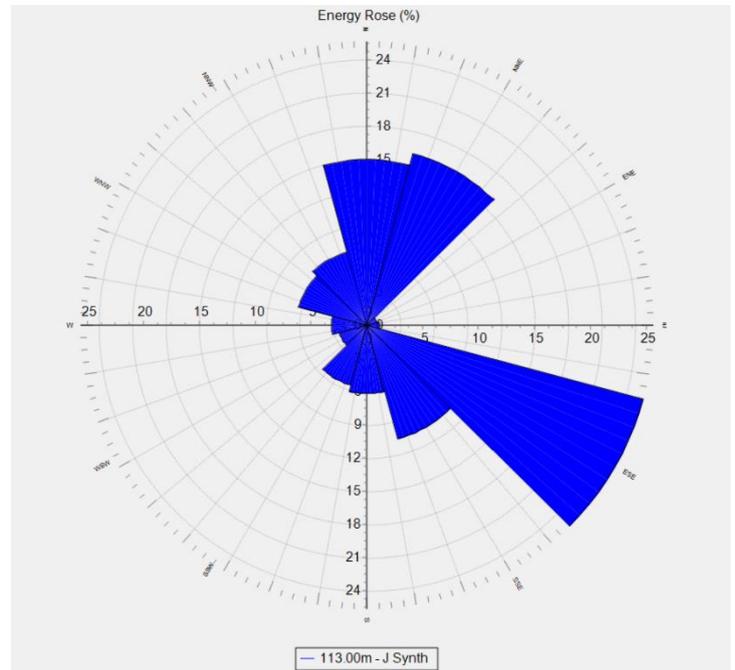


Figure 2: Rappresentazione dell'energia disponibile per settore di direzione

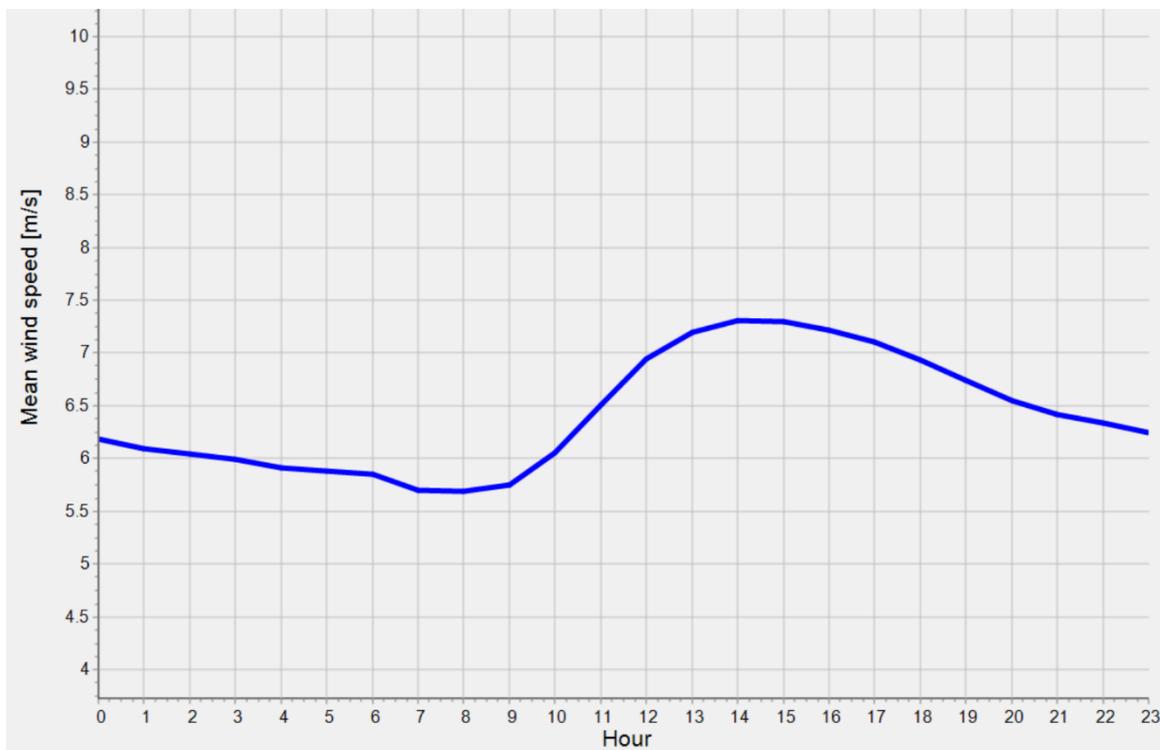


Figure 1: Velocità media del vento misurata in funzione delle ore del giorno misurata alla quota di 113 m

	ID Documento Committente ...	Pagina 8 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

4 CARATTERISTICHE DELL'AEROGENERATORE

La stima di produzione di energia di lungo periodo è stata effettuata utilizzando l'aerogeneratore Vestas-V163 da 4.5MW. Non essendo disponibili curve di potenza o specifiche fornite dal produttore, sono state usate quelle fornite dal database incluso nel software Windpro:

- Altezza mozzo: 113 m
- Diametro rotore: 163 m
- Potenza nominale: 4,5 MW

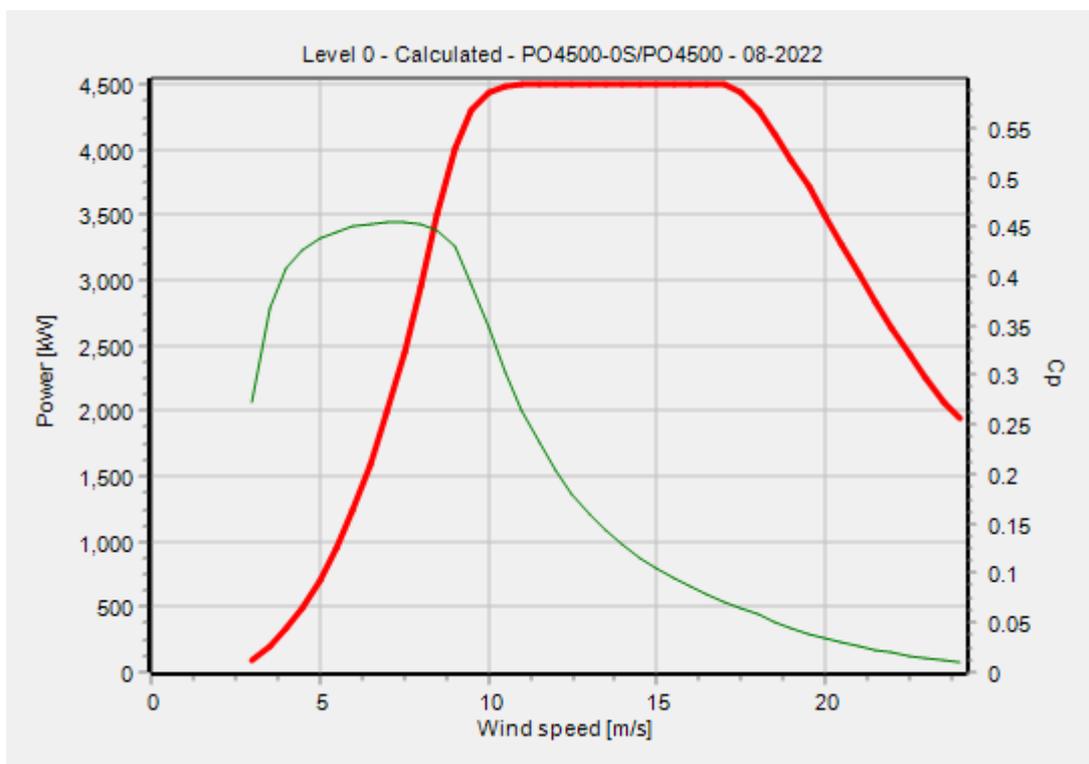


Figura 3: Curva di potenza e coefficiente di potenza Cp della turbina eolica

	ID Documento Committente ...	Pagina 9 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

5 LAYOUT DEL PARCO EOLICO

Per questo studio il layout del parco è stato fissato a priori e non con il fine di massimizzare la producibilità, bensì seguendo altre esigenze costruttive. Come vedremo in seguito nell'analisi dei risultati, le perdite di scia dovute alla disposizione dei generatori non sono affatto trascurabili, e una revisione del layout per minimizzare tali perdite è suggerita.

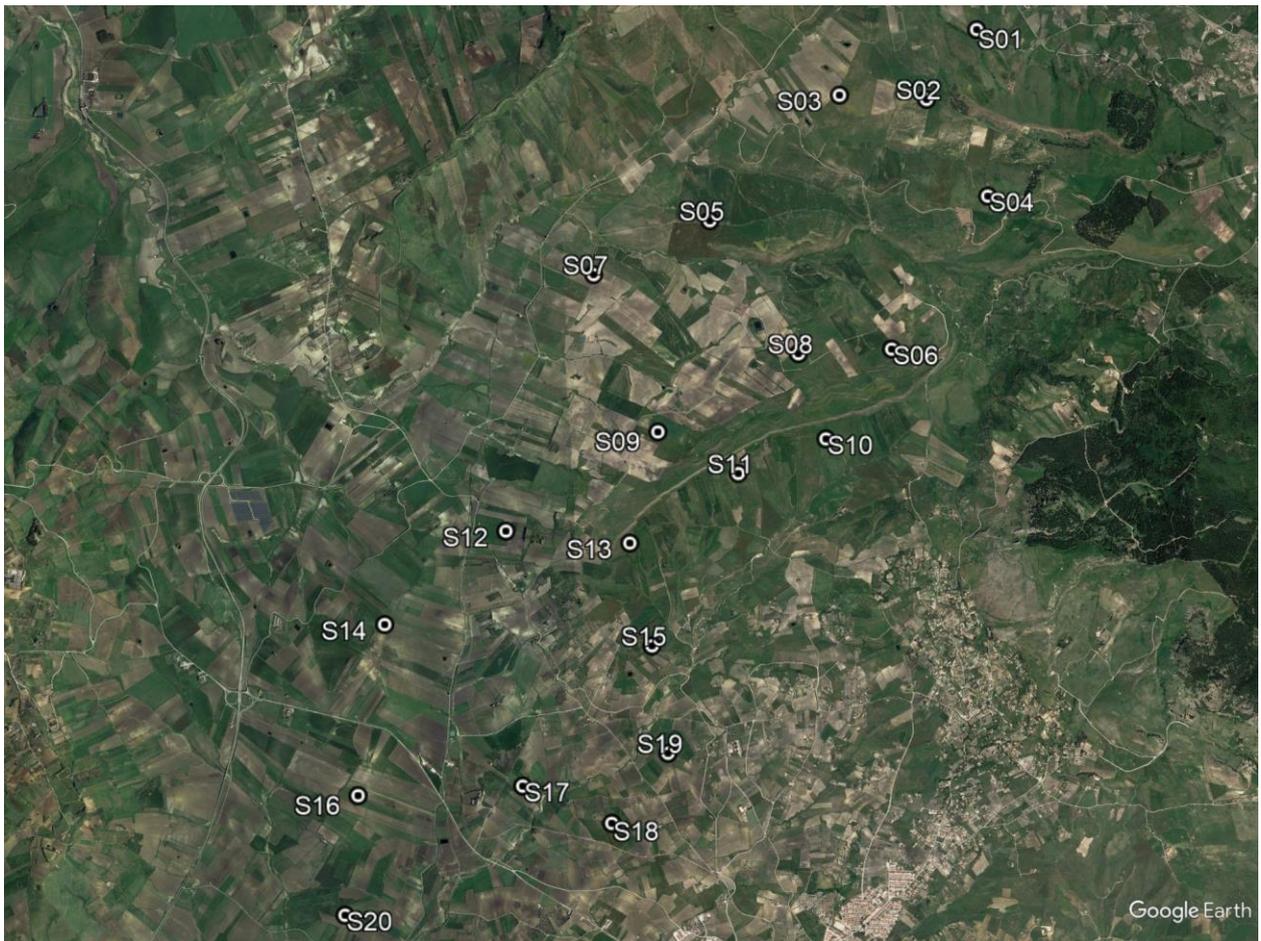


Figura 4: Layout del parco eolico

	ID Documento Committente ...	Pagina 10 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

Nella seguente tabella sono riportate le posizioni dei 20 aerogeneratori considerati per il progetto.

	Est	Nord		Est	Nord
WTG 1	864198	4184152	WTG 11	862150	4179902
WTG 2	863757	4183473	WTG 12	860024	4179274
WTG 3	862944	4183478	WTG 13	861175	4179213
WTG 4	864361	4182591	WTG 14	858945	4178361
WTG 5	861786	4182246	WTG 15	861421	4178272
WTG 6	863523	4181121	WTG 16	858776	4176776
WTG 7	860729	4181695	WTG 17	860287	4176930
WTG 8	862660	4181040	WTG 18	861122	4176624
WTG 9	861389	4180256	WTG 19	861611	4177290
WTG 10	862948	4180259	WTG 20	858709	4175675

Tabella 2: Coordinate aerogeneratori (UTM32 WGS84)

	ID Documento Committente ...	Pagina 11 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

6 CALCOLO DELLA PRODUZIONE ATTESA DEL PARCO EOLICO

Modellazione del flusso del vento

La variazione della velocità del vento al sito è stata stimata utilizzando il software WAsP v12, sviluppato dal Dipartimento di Energia Eolica del Laboratorio Nazionale del Risø in Danimarca (DTU Wind Energy Department), mediante l'interfaccia del software WindPRO v4.0, sviluppato dalla società EMD della Danimarca. Il modello fluidodinamico del vento, inizializzato a partire dalle condizioni misurate nella posizione della torre anemometrica, è stato usato per predire la velocità del vento di lungo termine nelle posizioni dei singoli aerogeneratori.

WAsP è un software che consente di effettuare l'estrapolazione sia verticale che orizzontale delle statistiche di ventosità sfruttando metodi di computazione lineari e quindi usando risorse computazionali limitate. Il software contiene una serie di modelli fisici che descrivono il comportamento del vento in funzione del tipo di terreno e della presenza di ostacoli.

Gli input di base per il modello WAsP sono i seguenti:

- Dati di ventosità di lungo termine,
- Mappa di rugosità,
- Mappa orografica,
- Mappa degli ostacoli e delle foreste (se necessario)

Di seguito è riportata una descrizione dettagliata dei vari input per il modello di simulazione di flusso del vento:

- La mappa di rugosità di dimensioni 30 km x 30 km è stata prodotta a partire dalle mappe messe a disposizione dal software. Il database da cui sono state estratte le informazioni è il Corine Land Cover -100 m aggiornato al 2018.
- La mappa orografica di dimensioni 20 km x 20 km è stata prodotta a partire dalle mappe messe a disposizione dal software. Il database da cui sono state estratte le informazioni è l'Italian Elevation Model (TINITALY 1.1) – 10 m aggiornato al 2023.
- I dati relativi alle zone boschive sono anch'essi stati presi dai database disponibili sul sito. In particolare è stato usato il Global Forest Canopy Height - GLAD 2019 - 30m in un'area di 20 km x 20 km.

Densità dell'aria

Le misure della temperatura in sito derivano dai dati di mesoscala stimate a 100 m. Il valore della pressione è stato ricavato attraverso il modello standard utilizzato all'interno del software WindPRO.

La densità dell'aria è stata calcolata in base alle suddette temperature e pressione dell'aria ed è stata riportata ad altezza mozzo attraverso il software WindPRO attraverso la metodologia in linea con le raccomandazioni della IEC.

	ID Documento Committente ...	Pagina 12 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

La densità dell'aria media, calcolata dal software all'altezza mozzo è pari a 1,153 Kg/m3.

Output

Utilizzando il modello di calcolo sviluppato da Windpro per gestire i dati di mesoscala, è stata stimata la velocità del vento alla posizione di ogni areogeneratore. L'interpolazione tra i vari nodi del modello di mesoscala è stata fatta utilizzando il software WAsP v12, mediante l'interfaccia del software WindPRO. Questo permette di tenere conto di rugosità ed orografia fornite come input in forma di mappe. La presenza di foresta è anch'essa presa in considerazione in questa fase del calcolo, considerando 15 m di offset del terreno nelle zone considerate boschive.

Modellazione dell'effetto di scia

Al fine di calcolare gli effetti di scia dovuti alla presenza degli aerogeneratori, ci si è avvalsi del modello N.O. Jensen (2018), supportato dall'interfaccia WindPRO v4.0 sviluppato dalla società EMD.

Produttività energetica P50

La P50 è intesa come la previsione di produzione annuale che verrà superata con una probabilità del 50%.

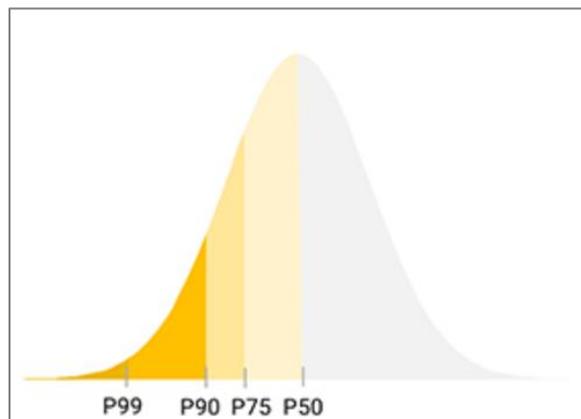


Figura 5: P50, P75, P90 e P99 su curva di distribuzione gaussiana della probabilità

	ID Documento Committente ...	Pagina 13 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

I risultati della valutazione di producibilità energetica sono mostrati nella tabella seguente.

L'output del modello di calcolo fluidodinamico consiste nella produzione netta ai morsetti degli aerogeneratori. Al fine di valutare la produzione lorda consegnata in rete, è necessario considerare vari fattori di perdita che intervengono nel ridurre la produzione, meglio identificati anch'essi nella sottostante tabella.

POTENZA INSTALLATA MW	90
DIAMETRO ROTORE m	163
ALTEZZA MOZZO m	113
GROSS AEP GWH/ANNO	280,9
PERDITE IN SCIA %	94,8%
DISPONIBILITA'	96.0%
WTG	97.0%
BOP	99.5%
RETE	99.5%
EFFICIENZA ELETTRICA	97,20%
AUTOCONSUMI	100,00%
PERDITE DI RETE	97,20%
RENDIMENTO AEROGENERATORI	97,3%
CURVA DI POTENZA	99,00%
ISTERESI VENTOSITA'ESTREMA	99,50%
CONDIZIONI MICROCLIMATICHE	99,30%
CALO PRESTAZIONE	99,50%
CONDIZIONI AMBIENTALI	98,40%
USURA	98,50%
USURA CONDIZIONI GHIACCIO	100,00%
SPEGNIMENTO GHIACCIO	100,00%
SPEGNIMENTO PER TEMPERATURA	99,90%
MODIFICAZIONI VEGETAZIONE IN SITO	100,00%
LIMITAZIONI POTENZA	100,00%
LIMITAZIONE PER SETTORI DIREZIONALI	100,00%
LIMITAZIONE POTENZA OPERATORE RETE	100,00%
ALTRO	100,00%
EFFICIENZA TOTALE	84,6%
CAPACITY FACTOR	30,1%
P50 AEP GWH/ANNO	237,7

Tabella 3: Producibilità energetica P50 ed efficienza totale del parco eolico

	ID Documento Committente ...	Pagina 14 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

- Ogni progetto è caratterizzato da **effetti scia** interni ed esterni. Questi sono suddivisi in 3 sotto categorie:

- Interno: perdite dovute alla disposizione delle macchine,
- Esterno: perdite dovute alla presenza di turbine in esercizio appartenenti ad altri impianti,
- Futuro: perdite dovuto allo sviluppo di ulteriori impianti eolici nelle vicinanze, che siano in fase di progetto o in fase di costruzione ma non ancora in esercizio. Il contributo di impianti futuri non è stato considerato data l'incertezza relativa alla realizzazione degli stessi.

Nel caso specifico di questo parco eolico non sono state prese in considerazioni né turbine già esistenti oltre al quelle del progetto, né l'impatto di possibili nuovi sviluppi nelle vicinanze.

- La **disponibilità** si considera come la perdita associate alla non operatività degli aerogeneratori, degli ausiliari d'impianto (BoP) e della rete elettrica, a causa di errori di funzionamento oppure a causa di manutenzione programmata o straordinaria.

- La disponibilità della turbina tiene conto della disponibilità media dovuta a operazioni di manutenzione di routine, errori e malfunzionamenti dei componenti, che ricadano all'interno o all'esterno dei casi di responsabilità del costruttore. Sono stati considerati dei valori tipicamente garantiti dai costruttori per turbine simili a quelle considerate nel progetto.
- La disponibilità dei sistemi ausiliari (BoP) è connessa prevalentemente alla disponibilità del Sistema elettrico per l'esportazione dell'energia, dal punto di raccolta fino al punto di consegna. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.
- La disponibilità della rete elettrica tiene conto della disponibilità della connessione che non ricade sotto la responsabilità del proprietario dell'impianto, ma inficia sulla produzione elettrica esportata. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.

- Una **perdita elettrica** si verifica tra il terminale a bassa tensione di ciascun aerogeneratore e il punto di consegna dell'impianto eolico, tipicamente posizionato all'interno di una stazione di controllo della centrale.

- Le perdite di rete, ossia le perdite elettriche interne dal trasformatore al punto di consegna, includono perdite interne dei trasformatori dentro la turbina, del generatore, del cablaggio e della sottostazione. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.
- Autoconsumo: tiene conto del consumo di elettricità dell'aerogeneratore durante il normale esercizio. Si è ipotizzata una perdita nulla, equivalente a un valore di 100% di efficienza, in quanto l'autoconsumo è stato preliminarmente stimato come trascurabile.

	ID Documento Committente ...	Pagina 15 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

- Le **prestazioni delle turbine** eoliche sono variabili e dipendono in larga parte dalle condizioni climatiche al sito. Considerato che queste ultime sono molto variabili, è chiaro come sia particolarmente difficile utilizzare una curva di potenza che sia rappresentativa del sito.
 - Curva di Potenza: queste perdite sono determinate tenendo conto che la turbina non riproduce le prestazioni della curva di potenza ottenuta da test di misurazione specifici. È stato considerato un valore pari a 99,0% ipotizzando una corretta ottimizzazione della macchina da parte del costruttore per il sito in esame.
 - Isteresi della velocità: perdite dovute alla produzione energetica causate dall'esercizio della macchina durante l'avvicinarsi di venti molto variabili in termini di velocità, che oscillano tra la velocità di cut-off e quella di restart.
 - Condizioni microclimatiche: Presso alcuni siti possono verificarsi delle condizioni climatiche che differiscano profondamente dalle condizioni dei siti di riferimento, ad esempio (i) densità dell'aria o umidità; (ii) intensità della turbolenza al di fuori del range ottimale, tipicamente pari a 10-15 %; (iii) angolo d'incidenza verticale; (iv) profilo di velocità del vento, che potrebbe non essere simile a quello rilevato durante la misurazione della curva di potenza. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.
 - Usura: normalmente si osserva una degradazione nel tempo delle prestazioni della macchina, tipicamente dovuta a problemi legati all'hardware e al software che possono portare gli aerogeneratori ad operare in condizioni non ottimali nei primi anni di esercizio. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.

- Le **perdite ambientali** sono costituite generalmente da riduzione delle prestazioni o di disponibilità legate all'ambiente in relazione a:
 - Degradazione per sporco sulle pale – tiene conto dell'accumulo di insetti, polvere e generica degradazione della superficie pale. È stato tenuto in considerazione un valore standard basato su esperienze precedenti in impianti simili.
 - Usura per ghiaccio – determinate dalla degradazione aerodinamica delle pale a causa della presenza del ghiaccio (formazione di ghiaccio sulle pale o sugli anemometri di navicella). Il valore considerato è basato sulla posizione del progetto e sulla base di variazioni di temperatura. Non è stato identificato alcun evento di formazione di ghiaccio al sito sulla base al clima tipico della zona.
 - Spegnimento per ghiaccio e fulmini – perdita correlata alla disponibilità della macchina nella quale le turbine sono tecnicamente operative, ma non in produzione a causa di (i) episodi di accrescimento del ghiaccio sulle pale (ii) fulmini impattanti sulla navicella o sulle pale che causano l'interruzione del funzionamento. Si ritiene che queste perdite siano trascurabili in relazione alla posizione del progetto.
 - Spegnimento per temperatura – perdita correlata alla disponibilità della macchina dove le turbine sono tecnicamente operative, ma non in produzione a causa di temperature ambientali

	ID Documento Committente ...	Pagina 16 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

al di fuori del range operativo di funzionamento. Le perdite sono state stimate a partire dalle temperature riportate nei dati di mesoscala, considerando un range di opertività della macchina tra i -20 °C e in 35 °C.

- Modificazioni vegetazione in sito – perdite correlate alla mutazione dello scenario futuro del sito, dovuto alla crescita o alla rimozione di alberi nei pressi delle posizioni degli aerogeneratori. Infatti la presenza degli alberi viene considerata nell’analisi di ventosità e ha la capacità di influenzare la produzione energetica. Si ritiene che non ci saranno mutazioni di rilievo nello scenario del sito.
- Le **perdite per limitazione** sono dovute a una singola turbina o a tutto l’impianto eolico quando la produzione energetica viene ridotta a causa di:
 - Limitazioni per settori direzionali, imposta dal costruttore per salvaguardare la sicurezza dell’esercizio delle machine in funzione dell’analisi dei carichi delle machine. Non sono disponibili dati a riguardo al momento.
 - Limitazioni potenza operatore di rete imposte dal gestore della rete elettrica attraverso una richiesta di riduzione della Potenza Attiva o di una richiesta di assorbimento o produzione di Potenza Reattiva. Non essendo note particolari limitazioni del distributore sulla rete esistente è stato considerato un valore nullo.
 - Altro, impatto sonoro, visivo e altri, possono influire sulla produzione energetica a causa dell’implementazione di strategie richieste per la mitigazione degli impatti. Non sono disponibili informazioni a riguardo al momento.

	ID Documento Committente ...	Pagina 17 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

Producibilità energetica P75 e P90

La P75 è intesa come la previsione di produzione annuale che verrà superata con una probabilità del 75%.

La produzione energetica è caratterizzata da un certo numero di **incertezze**, attribuite sia alla velocità del vento che all'energia prodotta, che contribuiscono alla stima della P75 e della P90.

INCERTEZZE MISURA DEL VENTO	WS%
ERRORE SUI DATI DI MESOSCALA	9,00%
VARIABILITA' ANNO PER ANNO	3,00%
VARIABILITA' FUTURA	1,50%
ERRORI ESTRAPOLAZIONE VERTICALE	4,62%
ERRORI ESTRAPOLAZIONE ORIZZONTALE	0,80%
INCERTEZZE SULLA PRODUZIONE	AEP%
CURVA DI POTENZA	5,00%
RENDIMENTO IMPIANTO E PERDITE	4,08%
Standard deviation (AEP)	16,69%
P75/P50	88,73%
P75 GWH/anno	211,1

Tabella 4: Producibilità energetica P75 e stima delle incertezze

Sono state considerate sei categorie di incertezza, quattro delle quali sono incertezze sulla velocità del vento. I valori riportati nella tabella sopra riflettono l'analisi dell'incertezza, condotta sulla base delle informazioni fornite, al fine di stimare la deviazione standard e i diversi intervalli fiduciarî rispetto alla stima centrale dell'energia P50.

Tutti i valori di incertezza sono stati sommati sotto radice quadrata secondo l'ipotesi tale per cui tutti gli errori sono indipendenti e distribuiti normalmente.

Ciascun elemento fonte di incertezza è descritto in dettaglio qui di seguito.

- L'incertezza sui **dati di mesoscala** riflette la qualità dei dati disponibili. Non sono disponibili misure in sito, e per quanto i dati di mesoscala possano dare un'idea piuttosto precisa della distribuzione della risorsa vento in una data zona, hanno un'alta variabilità sul valore medio di velocità del vento, che può arrivare a discostarsi parecchio dal dato reale. Per questo è stata assegnata un'incertezza del 15%.
- L'**interpolazione verticale** (lungo l'asse Z) dei dati, richiede l'ipotesi che la distribuzione di velocità e direzione del vento ad altezza mozzo (113 m) sia simile a quella disponibile più vicina (100 m).
 - Estrapolazione ad altezza mozzo. È stato calcolato un valore di 1,32% per l'altezza del mozzo proposta. Questo valore è basato sull'interpolazione tramite legge di potenza delle velocità tra i 150 m e i 75 m per ottenere la velocità ad altezza mozzo.
- **Regime di ventosità futuro (variabilità)**. Anche se il clima storico risulta perfettamente definito, esiste comunque un'incertezza associata alla previsione del clima nel futuro e alla situazione in cui le vere condizioni di lungo periodo si verificheranno durante la vita attesa del progetto (generalmente

	ID Documento Committente ...	Pagina 18 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
			00

oltre i 10 anni). Ciò dipende in larga parte dalle fluttuazioni della ventosità annuale (media della velocità / distribuzione).

- Variabilità annuale – l'incertezza associata alla variabilità di un periodo specifico nel futuro rispetto alle condizioni di lungo periodo. È stato assegnato un valore del 3% sulla base di esperienze precedenti.
- Variabilità futura – l'incertezza associata all'assunzione che i dati vento degli anni passati siano rappresentativi del futuro. È stato assegnato un valore di 1.5% sulla base di valutazioni fatte su altri progetti.
- **Modellizzazione del flusso di ventosità.** L'estrapolazione delle condizioni dalla posizione della torre anemometrica alla posizione degli aerogeneratori è spesso una delle fonti di incertezza maggiori legata al modello utilizzato e agli input che non sono legati alla ventosità.
 - Estrapolazione orizzontale – incertezza risultante da errori nel modello del flusso del vento funzione della complessità del terreno e flusso del vento locale, distanza tra misurazioni e posizione delle turbine, presenza di pendenze significative che possono causare distacco del flusso, effetti termici etc. È stato calcolato un valore di 0,8%.
- Esiste un'incertezza sulla **curva di potenza** degli aerogeneratori, in quanto questi potrebbero non riprodurre le caratteristiche misurate nei test, per via di condizioni sito-specifiche. È stato stimato un valore di incertezza del 5% sulla produzione di energia annuale.
- Esiste un'incertezza significativa legata al calcolo, alla stima o all'assunzione di ciascuno dei **fattori di perdita** presentati. Le incertezze considerate tengono conto di qualunque obbligo contrattuale conosciuto o atteso, così come della grandezza delle perdite e delle informazioni a supporto di questi risultati. Si sottolinea che la grandezza delle perdite può essere in alcuni casi più piccola dell'incertezza associata. Tutte queste considerazioni sono state considerate accuratamente nella modellazione delle incertezze.