



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Dipartimento di Ingegneria Industriale e Scienze Matematiche

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**Analisi della risorsa eolica di un sito italiano ad orografia
complessa**

*Wind resource analysis of an Italian site with complex
orography*

Relatore:

Prof. Ing. Renato Ricci

Correlatore:

Ing. Andrea Fantini

Laureando:

Colameo Edoardo

Anno accademico 2023\2024

Indice

INTRODUZIONE	5
CAPITOLO 1: LA RISORSA EOLICA	6
1.1 COME SI FORMA IL VENTO	6
1.2 CLASSIFICAZIONE DEL VENTO	7
1.3 I SISTEMI DI MISURAZIONE DEL VENTO	8
CAPITOLO 2: SOPRALLUOGO PRESSO SANT'AGATA DI PUGLIA	11
2.1 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO E DESCRIZIONE DELL'AREA DI INTERESSE	11
2.2 ISPEZIONE NEI SITI PREVISTI PER L'INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI	13
2.3 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S09	15
2.4 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S08	18
2.5 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S10	21
2.6 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S06	23
2.7 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S05	25
2.8 PUNTO DI INSTALLAZIONE DELL'AEROGENERATORE S11	28
CAPITOLO 3: ANALISI DEL TERRITORIO TRAMITE GLOBAL MAPPER	31
3.1 LOCALITÀ E ANALISI DEL TERRITORIO	31
CAPITOLO 4: LA TECNOLOGIA LIDAR	38
4.1 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	39
4.2 VERIFICA PREINSTALLAZIONE E POST-INSTALLAZIONE DEL LIDAR	39
4.2.2 <i>Verifica post-installazione</i>	40
4.3 LINEE GUIDA PER L'INSTALLAZIONE DEL LIDAR WINDCUBE V2.1	41
4.3.1 <i>Validazione dell'installazione del lidar</i>	43
4.4 MONITORAGGIO DEL SISTEMA E MANUTENZIONE	45
4.5 RECUPERO DEI DATI	46
4.6 COSTI DEI LIDAR	47
4.7 LIDAR INSTALLATO SU NAVICELLA	48
CAPITOLO 5: VALUTAZIONE DELLA RISORSA EOLICA	49
5.1 ESTRAZIONE E FILTRAGGIO DEI DATI	49
5.2 DATI A DISPOSIZIONE	49
5.3 ANALISI DEI DATI	51
5.3.1 <i>Effetto dell'altezza dal suolo: profilo di velocità</i>	52
5.3.2 <i>Analisi della direzione del vento: rosa dei venti</i>	56
5.3.4 <i>Analisi della direzione del vento: angolo di inflow</i>	60
5.3.5 <i>Classificazione del sito in esame</i>	67
CAPITOLO 6: LE TURBINE EOLICHE	69
6.1 EVOLUZIONE DELLE TURBINE EOLICHE NEL CORSO DELLA STORIA	69
6.2 CLASSIFICAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE	73
6.2.1 <i>Classificazione in base alla taglia</i>	73
6.2.2 <i>Classificazione in base all'azione aerodinamica</i>	73
6.2.3 <i>Classificazione in base all'orientamento dell'asse</i>	74
6.2.4 <i>Classificazione in base al piano rotorico</i>	76

6.2.5 Classificazione in base alla solidità	77
6.2.6 Classificazione in base al controllo	77
CAPITOLO 7: TURBINE EOLICHE MULTI-MW	78
7.1 DESCRIZIONE TECNICA DELL'AEROGENERATORE GE 3.6-137	78
7.1.1 Il rotore	79
7.1.2 Le pale	79
7.1.3 Il mozzo	82
7.1.4 La navicella	82
7.1.5 Il generatore elettrico	83
7.1.6 La torre di sostegno	85
7.2 LIMITI OPERATIVI DELL'AEROGENERATORE GE 3.6-137	86
7.3 DESCRIZIONE TECNICA DELL'AEROGENERATORE SG 5.0-132	88
7.3.1 Il rotore	88
7.3.2 Le pale	89
7.3.3 Il mozzo	89
7.3.4 La navicella	89
7.3.5 Il generatore elettrico	90
7.3.6 La torre di sostegno	90
7.4 LIMITI OPERATIVI DELL'AEROGENERATORE SG 5.0-132	91
7.5 DESCRIZIONE TECNICA DELL'AEROGENERATORE V 136-4.0	92
7.5.1 Il rotore	92
7.5.2 Le pale	93
7.5.3 Il mozzo	93
7.5.4 La navicella	93
7.5.5 Il generatore elettrico	94
7.5.6 La torre di sostegno	94
7.4 LIMITI OPERATIVI DELL'AEROGENERATORE V 136-4.0	95
CAPITOLO 8: IL CONTROLLO DELLE TURBINE EOLICHE MULTI-MW	97
8.1 LETTURA DELLE CURVE PRESTAZIONALI DI UN AEROGENERATORE	97
8.1.1 Curva di Potenza	97
8.1.2 Coefficiente di potenza (C_P)	100
8.1.3 Coefficiente di trust (C_T)	101
8.2 DIVERSE SOLUZIONI FINALIZZATE AL CONTROLLO DELLA POTENZA IN USCITA	105
8.2.1 Controllo a stallo passivo	105
8.2.2 Controllo a stallo attivo	106
8.2.3 Sistema a imbardata	106
8.2.4 Controllo dell'angolo di pitch (β)	107
8.4 LA MIGLIOR STRATEGIA DI CONTROLLO: GIRI VARIABILI E PITCH VARIABILE	109
CAPITOLO 9: IL SOFTWARE WINDSIM	111
9.1 PANORAMICA DI WINDSIM	111
9.1.1 Terrain	111
9.1.2 WindFields	112
9.1.3 Objects	113
9.1.4 Results	114
9.1.5 Wind Resources	114

9.1.6 Energy.....	114
9.2 MODELLO DIGITALE DEL TERRENO	115
9.3 ANALISI DELLA MACROAREA	117
9.3.1 Terrain	117
9.3.2 Windfield.....	119
9.3.3 Object.....	120
9.4 ANALISI DELLA MICROAREA	123
9.4.1 Terrain	123
9.4.2 WindField.....	125
9.4.3 Objects	126
9.4.4 Results e Wind Resource	131
9.4.5 Analisi dei profili di velocità del vento e verifica dell'idoneità degli aerogeneratori	134
CAPITOLO 10: STIME DI PRODUCIBILITÀ MEDIANTE WINDSIM	138
10.1 LAYOUT E AEROGENERATORI	139
10.2 STIMA PRODUCIBILITÀ E VALUTAZIONE DELLE INTERFERENZE ENERGETICHE: GE 3.6-137	143
10.3 STIMA PRODUCIBILITÀ E VALUTAZIONE DELLE INTERFERENZE ENERGETICHE: SG 5.0-132	147
10.4 STIMA PRODUCIBILITÀ E VALUTAZIONE DELLE INTERFERENZE ENERGETICHE: V 136-4.0	149
10.4 CALCOLO DELLE PERDITE DI IMPIANTO.....	151
CONCLUSIONI.....	154
BIBLIOGRAFIA.....	157

Introduzione

Attualmente, gran parte dell'energia utilizzata viene prodotta attraverso la combustione di combustibili fossili come petrolio, carbone e metano. È noto che questo approccio comporta la generazione di sostanze inquinanti che, immesse nell'atmosfera, danneggiano l'ambiente.

Negli ultimi anni si stanno compiendo significativi sforzi per fronteggiare i numerosi problemi ambientali, cercando di soddisfare la crescente domanda di energia, non solo con le tecniche produttive tradizionali, ma anche con l'integrazione di soluzioni innovative e sostenibili. Questo approccio ha favorito lo sviluppo e la diffusione degli impianti rinnovabili, come l'impianto eolico analizzato in questo studio. Queste tecnologie sfruttano le fonti rinnovabili, quali sole, acqua e vento, per la produzione di energia elettrica senza impattare in maniera significativa sull'ambiente.

Lo studio condotto in questa trattazione riguarda un progetto eolico da 21,6 MW, da poco autorizzato dal MiTE (Ministero della Transizione Ecologica), da realizzare nel comune di Sant'Agata di Puglia (FG) nella località "Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo". In collaborazione con la Blu Solar Servizi S.r.l., mi sono occupato della valutazione della risorsa eolica nel sito di interesse, a partire da dati anemometrici provenienti da Lidar, e della stima delle prestazioni del parco eolico.

La valutazione della risorsa eolica è un aspetto fondamentale nella progettazione di un parco eolico poiché consente di determinare le caratteristiche del vento nel sito di interesse e stabilirne l'idoneità all'installazione degli aerogeneratori candidati. Per fare ciò sono stati utilizzati dati anemometrici rilevati con tecnologia Lidar e il software Matlab, attraverso il quale sono stati realizzati diversi script finalizzati a definire: il profilo di velocità verticale del vento, la rosa dei venti, la rosa delle energie, l'angolo di inflow e l'indice di turbolenza del sito.

Dopo aver valutato la risorsa eolica e aver fornito nozioni teoriche riguardo gli strumenti di misurazione Lidar e gli aerogeneratori candidati per l'installazione del sito, lo studio si è incentrato sulla stima delle prestazioni dell'impianto in tre differenti configurazioni. A tale scopo è stato utilizzato il software WindSim, con il quale è stato dapprima calcolato il campo di vento che caratterizza il sito di interesse e, successivamente, tramite l'inserimento di dati anemometrici sperimentali e dei modelli degli aerogeneratori candidati, è stata stimata l'energia elettrica prodotta dal parco eolico.

Lo studio si è concluso con la stima delle perdite di impianto che influenzano il rendimento del parco eolico e con la valutazione delle metriche P50, P75 e P90 fondamentali per la redazione di un business plan accurato.

Capitolo 1: La risorsa eolica

Il capitolo in questione si occupa della descrizione della risorsa rinnovabile sfruttata dagli aerogeneratori per la produzione di energia elettrica. In particolare, viene spiegato a seguito di quali fenomeni si forma il vento, come può essere classificato in base alla sua intensità e quali strumenti sono utilizzati per valutarne le caratteristiche.

1.1 Come si forma il vento

Il vento è definito come il movimento di masse d'aria rispetto alla superficie terrestre all'interno della troposfera, lo strato di atmosfera più vicino alla superficie terrestre, all'interno del quale si verificano i fenomeni meteorologici.

Il movimento delle masse di aria è dovuto alla combinazione di due fenomeni principali: il riscaldamento del suolo terrestre per opera della radiazione solare e la rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse.

- Il Sole irradia la Terra con un'energia pari a 1367 W/m^2 . Questa energia, distribuita tra l'aria, acqua e terreno, causa il riscaldamento della superficie terrestre e dell'aria sovrastante.

L'aria riscaldata si espande, diminuendo la propria densità. Di conseguenza, diventa più leggera e sale verso l'alto attraverso moti convettivi, creando una depressione vicino al suolo. Tale depressione viene compensata dall'arrivo di aria più fredda e densa proveniente da zone circostanti, generando un ciclo continuo.

Questo processo porta alla formazione di tre principali anelli di circolazione di aria: le *celle di Hadley* in prossimità dell'equatore, le *celle Polari* in prossimità dei poli e le *celle di Ferrel*.

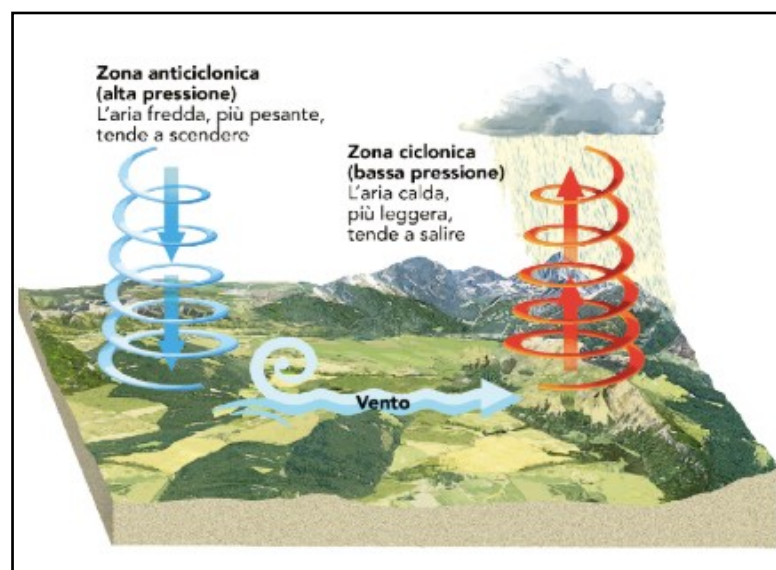


Figura 1.1 Moto delle masse di aria a seguito dell'irraggiamento solare

- I fenomeni descritti nel punto precedente fanno riferimento solo al riscaldamento del suolo per opera della radiazione solare, ma, come è stato detto in precedenza, la formazione dei venti è anche influenzata dalla rotazione della Terra attorno al proprio asse.

La rotazione della terra attorno al proprio asse causa uno slittamento delle masse d'aria nella direzione opposta rispetto alla rotazione terrestre, influenzando ulteriormente il movimento dei venti.

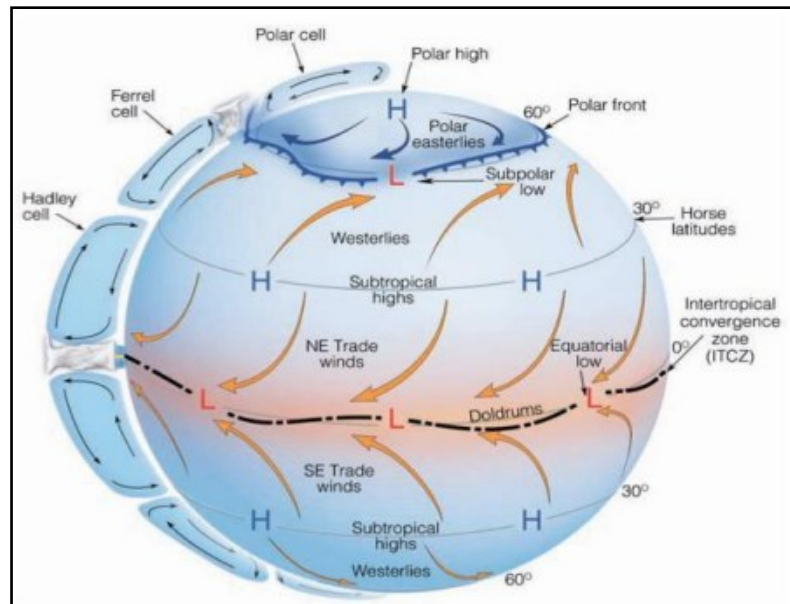


Figura 1.2 Circolazione globale

1.2 Classificazione del vento

Nel momento in cui si parla del vento è opportuno andarlo a classificare in base alla sua regolarità e alla sua intensità. Per quanto riguarda la prima abbiamo:

- **Venti costanti:** particolare tipologia di venti che spirano sempre nella stessa direzione, alcuni esempi potrebbero essere: i venti alisei (NE ->SW e SE->NW), i venti occidentali (provengono sempre da Ovest) e i venti polari.
- **Venti periodici:** particolare tipologia di venti che spirano alternativamente in due sensi opposti, alcuni esempi potrebbero essere: i monsoni, le brezze di mare e le brezze di terra.
- **Venti variabili:** particolare tipologia di venti che spirano occasionalmente, come per esempio lo scirocco o la bora.

Generalmente, per classificare il vento in base all'intensità si fa riferimento alla scala Beaufort, introdotta dall'ammiraglio inglese Francis Beaufort nel 1806, visibile nella Tabella 1.3.

GRADO	DESCRIZIONE	VELOCITÀ (nodi)	VELOCITÀ (km/h)
0	Calma	0 - 1	0 - 1
1	Bava di vento	1 - 3	1 - 5
2	Brezza leggera	4 - 6	6 - 11
3	Brezza	7 - 10	12 - 19
4	Brezza vivace	11 - 16	20 - 28
5	Brezza tesa	17 - 21	29 - 38
6	Vento fresco	22 - 27	39 - 49
7	Vento forte	28 - 33	50 - 61
8	Burrasca moderata	34 - 40	62 - 74
9	Burrasca forte	41 - 47	75 - 88
10	Tempesta	48 - 55	89 - 102
11	Fortunale	56 - 63	103 - 117
12	Uragano	> 64	> 118

Tabella 1.1 Scala di Beaufort

In ambito eolico, però, si preferisce far riferimento a classificazioni più funzionali per caratterizzare la capacità delle turbine di tollerare venti di diversa intensità. Lo standard utilizzato attualmente dai costruttori di turbine eoliche è quello IEC (International Electrotechnical Commission), attraverso il quale è possibile individuare tre classi di vento come visibile nella Tabella 1.2.

Classe	v annua media [m/s]	Raffiche estreme [m/s]	Classi di turbolenza (intensità a 15 m/s)
I IEC	10	70	A:It≤18%; B:It≤16%
II IEC	8,5	59,5	A:It≤18%; B:It≤16%
III IEC	7,5	52,5	A:It≤18%; B:It≤16%

Tabella 1.2 Classificazione del vento mediante la norma IEC

1.3 I sistemi di misurazione del vento

Gli strumenti meccanici, elettrici ed elettronici finalizzati alla misura della direzione e dell'intensità del vento sono denominati anemometri. È possibile suddividerli in diverse tipologie:

- **Anemometri a coppette:** L'anemometro a coppette è costituito da due o più coppette emisferiche, ognuna montata all'estremità di bracci orizzontali, che lavorano per resistenza e ruotano proporzionalmente alla velocità del vento.

Gli anemometri a coppette solitamente sono associati a delle banderuole necessarie per misurare la direzione del vento (in quanto essi sono in grado di misurare solo il modulo della velocità), esse basano il loro principio di funzionamento su un potenziometro.

Il potenziometro presenta al suo interno un selettore che cambia la propria direzione con il vento, c'è il rischio di confondere il N con il S e per tale motivo si utilizza la funzione matematica “ $\arctan2()$ ”.



Figura 1.3 Anemometro a coppette munito di banderuola

- **Anemometri ottici:** Gli anemometri ottici sono strumenti più sofisticati e costosi della categoria precedente, essi basano il loro principio di funzionamento su un diodo (che funge da emettitore) e su un fototransistor (che funge da ricevitore). Il segnale in uscita da un anemometro ottico è un segnale ad onde quadre.

Gli anemometri in questione sono caratterizzati dalla presenza di una “alimentazione galvanicamente separata dal contenitore”, necessario per scongiurare il rischio di dispersione di corrente nella struttura.



Figura 1.4 Anemometro ottico multiparametrico

- **Anemometri sonici:** Basati sulla deviazione del percorso delle onde sonore causata dal vento, questi strumenti tridimensionali misurano sia la velocità del vento che le sue componenti spaziali. Sono costituiti da tre coppie di trasduttori che emettono e ricevono onde sonore.



Figura 1.5 Anemometro sonico triassiale

Con il passare degli anni e l'evoluzione del settore eolico si è registrata anche un'evoluzione nell'ambito della sensoristica e dei sistemi di misurazione. Attualmente si sta riponendo sempre più fiducia nei sistemi di misurazione da remoto come Lidar, caratterizzati da ottime prestazioni e numerosi vantaggi rispetto ai sistemi di misurazione classici.

Capitolo 2: Sopralluogo presso Sant'Agata di Puglia

Dopo la descrizione della risorsa eolica, ci si è concentrati sul sopralluogo condotto, in data 25/10/2024, presso il comune di Sant'Agata di Puglia. Il fine ultimo del sopralluogo era quello di osservare e valutare le aree destinate all'installazione futura degli aerogeneratori, con l'obiettivo di comprendere come l'orografia del terreno incida sul flusso del vento.

Il presente lavoro consente di verificare alcuni risultati emersi da analisi precedenti, come la rugosità del terreno determinata tramite MATLAB. Inoltre, riveste un ruolo centrale per l'attività di stima della producibilità, che sarà effettuata con il software WindSim, permettendo di valutare l'affidabilità degli output generati dal programma.

2.1 Inquadramento geografico e descrizione dell'area di interesse

Il parco eolico sorgerà in provincia di Foggia e, più precisamente, nel territorio del Comune di Sant'Agata di Puglia (FG). L'area interessata dal parco è collocata a Nord-Est del centro urbano ad una distanza di circa 5,5 km in linea d'aria dal centro abitato di Sant'Agata di Puglia (FG).

L'area presenta un'altitudine media di circa 330 m s.l.m., una struttura orografica moderatamente complessa e si estende su una superficie di circa 325 ettari. Al suo interno sono presenti piccoli insediamenti abitativi, per lo più piccoli agglomerati di pochi casolari ad uso prettamente agricolo per il ricovero di attrezzature. Sono presenti poi alcune masserie dislocate nel territorio, solo alcune di queste sono attualmente utilizzate o abitate [37].



Figura 2.1 Esempi di insediamenti antropici nell'area di interesse

Gli aerogeneratori sono stati posizionati lungo il sito tenendo conto, principalmente, delle condizioni di ventosità dell'area (direzione, intensità e durata) quindi della natura geologica del terreno oltre che del suo andamento plani altimetrico. La disposizione degli aerogeneratori è prevalentemente “in linea”, tale da evitare il cosiddetto “effetto selva” dai punti di osservazione principali.

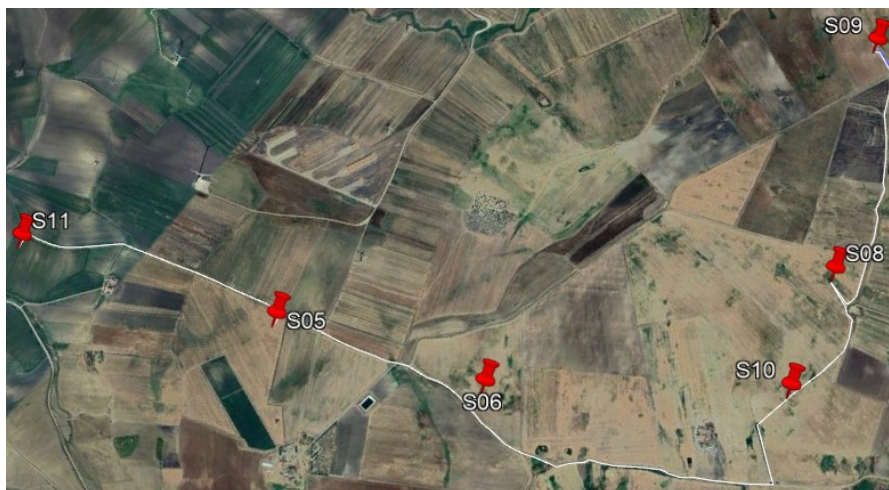


Figura 2.2 Disposizione in linea degli aerogeneratori

Come visibile dalla Figura 2.2 il progetto prevede l'installazione di sei aerogeneratori ognuno di potenza nominale pari a 3,6 MW. Il modello dell'aerogeneratore previsto è una GE 3.6-137, o similari, avente altezza al mozzo 111,5 m e diametro del rotore 137 m. Tutti gli aerogeneratori, denominati con le sigle S05, S06, S08, S09, S10, S11 ricadono sul territorio di Sant'Agata di Puglia (FG) località "Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo".

Le aree d'impianto sono servite dalla viabilità esistente costituita da strade statali, provinciali, comunali e da strade sterrate. Il parco eolico è circoscritto dalle seguenti strade provinciali:

- SP 101 - Quadrivio Candela - Sant'Agata – Accadia;
- SP 102 - Quadrivio Candela – Deliceto;
- SP 119 - Palazzo d'Ascoli – Bastia.

Dal punto di vista cartografico invece gli aerogeneratori sono collocati alle seguenti coordinate, espresse con sistema di riferimento WGS 84 UTM 33 Nord.

AEROGENERATORE	X (m)	Y (m)	H (m.s.l.m.)
S05	539069	4556951	306
S06	539958	4557278	299
S08	540850	4558589	292
S09	540387	4559531	299
S10	541000	4558069	289
S11	537973	4556530	303

Figura 2.3 Coordinate geografiche WGS 84 UTM 33 Nord dei sei aerogeneratori

2.2 Ispezione nei siti previsti per l'installazione degli aerogeneratori

L'obiettivo principale del sopralluogo era quello di realizzare un rilevamento fotografico dettagliato per ciascun punto di installazione, così da comprendere la conformazione del terreno circostante, valutare l'influenza dell'orografia del terreno sul flusso ventoso e individuare le criticità presenti nell'area di interesse.

Per perseguire l'obiettivo posto, si è utilizzata una fotocamera professionale, più precisamente una "Reflex EOS 4000D" con obiettivo "Canon Zoom Lens EF-S 18-55 mm f". Oltre alla fotocamera sono stati utilizzati un cavalletto regolabile e una bussola, strumenti che hanno permesso di velocizzare e condurre in maniera più rigorosa l'analisi.



Figura 2.4 "Reflex EOS 4000D" munita di obiettivo "Canon Zoom Lens EF-S 18-55 mm f"



Figura 2.5 Cavalletto regolabile e bussola

Per svolgere il rilevamento fotografico, la prima operazione svolta per ciascun punto è stata posizionarsi esattamente nelle coordinate spaziali previste per l'installazione. Successivamente, il cavalletto è stato collocato in una posizione stabile, sfruttando l'opportuna livella integrata. Infine, si è montata la macchina fotografica sul supporto e orientata in direzione 0° (N) con l'ausilio della bussola.



Figura 2.6 Setup necessario per condurre il rilevamento fotografico

Dopo aver realizzato il setup è iniziato il rilevamento fotografico. Per ogni punto di installazione sono state realizzate dodici foto con un intervallo angolare di 30° . La prima foto fa sempre riferimento alla direzione 0° (N), mentre le successive sono state realizzate ruotando la macchinetta fotografica in senso orario.

In questo modo, per ogni punto di installazione, si dispone di dodici foto attraverso cui è stato possibile realizzare un layout (visibile nelle pagine successive) per visualizzare l'orografia del terreno circostante.



Figura 2.7 Orografia del terreno delle turbine S06-S08 in direzione 60° (NE)

A questo stadio, si procede con la descrizione dettagliata di ciascun punto di installazione. In primo luogo, vengono fornite le coordinate geografiche e l'altitudine che lo contraddistinguono; successivamente, si espone il percorso per raggiungere il punto di installazione e, infine, si illustrano le criticità specifiche dell'area in esame.

2.3 Punto di installazione dell'aerogeneratore S09

L'aerogeneratore S09 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 540387 m X e 4559531 m Y ad un'altitudine di 299 m sul livello del mare.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 200 metri.

Una volta sul sito, si evince immediatamente che l'aerogeneratore verrà installato alla base di una piccola altura, che fa parte di una collina principale alta 410 m. Analizzando la zona circostante il punto di installazione non si notano particolari problematiche, l'unico aspetto sul quale soffermare l'attenzione è l'elevata acclività che caratterizza il terreno in direzione N, SE, S, SW, W, NW.

Di questo aspetto se ne terrà conto all'interno della simulazione in WindSim, in modo tale da capire come l'orografia del terreno influenza la risorsa eolica e, di conseguenza, l'attività dell'aerogeneratore.



Figura 2.8 Inquadramento punto di installazione S09

Attraverso il sopralluogo è stato possibile verificare il valore di rugosità del terreno proveniente dall'analisi condotta in Mathlab (Capitolo 7). La suddetta analisi riporta che la rugosità del terreno in questa zona era circa 0.003m, compatibile con un terreno caratterizzato da erba falciata.

Nella pagina successiva sono illustrate le immagini del terreno nelle dodici direzioni principali (0° , 30° , 60° , 90° , 120° , 150° , 180° , 210° , 240° , 270° , 300° , 330°), che permettono di osservare con maggiore chiarezza la morfologia circostante in ciascuna direzione.

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°



Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Elevata acclività del terreno in direzione N, NW, W, SW, S e SE.



Turbina S09

Coordinate UTM (WGS84):

Z: 33T E:540371.521 N:4559529.165

Altezza s.l.m.:299 m

Strada di accesso

SP 119

E

SOLUZIONI:

- Infitimento della griglia di calcolo su WindSim.

Direzione di osser.: 90°



Direzione di osser.: 240°



Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



2.4 Punto di installazione dell'aerogeneratore S08

L'aerogeneratore S08 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 540850 m X e 4558589 m Y ad un'altezza dal livello sul mare di 292 m.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 50 metri.

Una volta raggiunto il punto di installazione, si percepisce immediatamente che anche questo secondo aerogeneratore sarà posizionato alla base dell'altura di 410 metri. A differenza del caso precedente, il punto esatto di installazione è collocato sul declivio principale della collina.

Dall'inquadramento realizzato tramite Google Earth Pro e dalla foto provenienti dal sopralluogo emergono alcune criticità che caratterizzano il punto di installazione in questione.

Una prima criticità rilevante per questa area è rappresentata dalla presenza di una stazione elettrica di proprietà di Enel situata a 130 m dal punto di installazione previsto. La principale problematica potrebbe verificarsi in caso di guasto dell'aerogeneratore, poiché una pala della turbina o un suo frammento potrebbero cadere sulla stazione, causando danni significativi e possibili interruzioni del servizio per la popolazione locale.

All'interno della documentazione ufficiale del parco eolico è possibile trovare un'analisi finalizzata alla determinazione della gittata massima degli elementi rotanti dell'aerogeneratore, caratterizzato da un mozzo alto 111,5 m e pale lunghe 67,2m, in caso di rottura.

I risultati hanno evidenziato che nella peggiore delle ipotesi, con angolo di inclinazione di 30° e una velocità angolare massima di 13,1 giri/min, la gittata massima della pala, o di un suo elemento, in caso di rottura può raggiungere i 299,42 m. A seguito di questa analisi si raccomanda di posizionare l'aerogeneratore ad una distanza minima di 299,42 m dagli ostacoli circostanti per garantire condizioni di sicurezza adeguate [36].

La seconda criticità è legata all'orografia del terreno che caratterizza l'area in esame. Dalle fotografie provenienti dal sopralluogo è possibile notare come il terreno sia caratterizzato da un'elevata acclività in direzione N, NW, W, SW. Di questo aspetto se ne terrà conto all'interno delle simulazioni in

WindSim e si cercherà di capire come viene influenzata la risorsa eolica e la produzione dell'aerogeneratore.



Figura 2.9 Inquadramento punto di installazione S08

Analizzando il rilevamento fotografico presente nella pagina successiva, è possibile confermare il risultato di rugosità derivante dall'analisi condotta in MATLAB, poiché il terreno non presenta alcun tipo di asperità significativa. L'unica eccezione è rappresentata da una piccola porzione (circa 5 m²) di erba alta e molto sottile situata a nord-est, la quale, tuttavia, non dovrebbe influenzare il flusso del vento.

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°

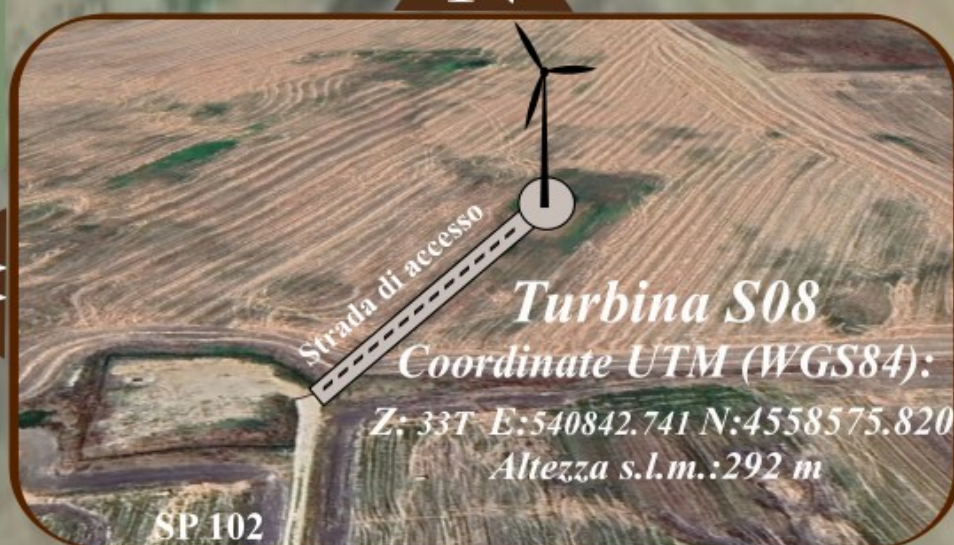


Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Distanza ridotta da una stazione elettrica di Enel.
- Elevata acclività del terreno in direzione N, NW, W, SW.



E

SOLUZIONI:

- Valutazione gittata massima degli elementi rotanti.
- Infittimento griglia di calcolo su WindSim.

Direzione di osser.: 90°



Direzione di osser.: 240°



Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



2.5 Punto di installazione dell'aerogeneratore S10

L'aerogeneratore S10 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 541000 m X e 4558069 m Y ad un'altezza dal livello sul mare di 289 m.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 100 metri.

Il punto preciso di installazione è collocato a circa 1,4 Km dal punto di installazione dell'aerogeneratore S08 e la conformazione del terreno risulta molto simile. Dalle immagini presenti nella pagina successiva è possibile notare come, similmente al caso precedente, la zona ad Est è caratterizzata da un dolce declivio, mentre la zona ad Ovest è caratterizzata da un acclivio piuttosto pronunciato. Di questo aspetto se ne terrà conto durante le simulazioni in WindSim.

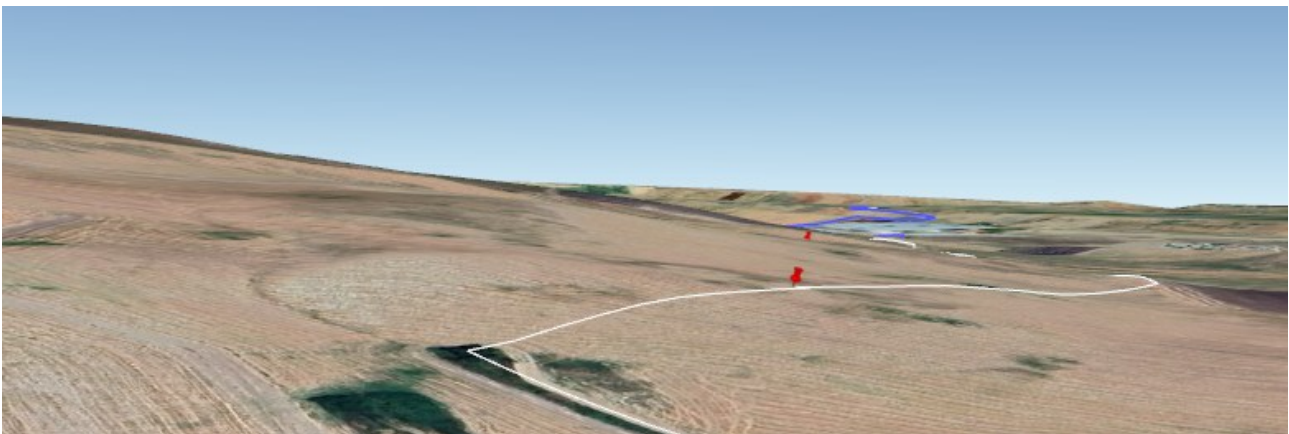


Figura 2.10 Inquadramento punto di installazione S10

Analizzando il rilevamento fotografico, si nota la presenza, alla base dell'altura, di un bosco di latifoglie [38] collocato sulle due sponde del Torrente Carapelle, a oltre 1 km dal punto di installazione dell'aerogeneratore. Nonostante ciò, considerando l'area nella sua interezza, è possibile confermare il valore 0.003m di rugosità ottenuto dall'analisi condotta in MATLAB.

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°



Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Elevata acclività del terreno
in direzione N, NW, W e SW.



E

SOLUZIONI:

- Infitimento della griglia di
calcolo su WindSim.

Direzione di osser.: 90°



Direzione di osser.: 240°



Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



2.6 Punto di installazione dell'aerogeneratore S06

L'aerogeneratore S06 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 539958 m X e 4557278 m Y ad un'altezza dal livello sul mare di 299 m.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 50 metri.

Il punto esatto di installazione dista circa due chilometri dal sito dell'aerogeneratore S10. È importante sottolineare che l'aerogeneratore S06 verrà installato sul versante sud dell'altura, mentre gli aerogeneratori precedenti sono collocati sul versante est.

Dal rilevamento fotografico si evince che, in direzione est, sud e ovest, il terreno presenta un dolce declivio, mentre in direzione nord-ovest, nord e nord-est si osserva un acclivio piuttosto pronunciato. In seguito, sarà necessario tener conto di questo aspetto all'interno di WindSim in modo tale da capire l'impatto sulla produzione energetica.

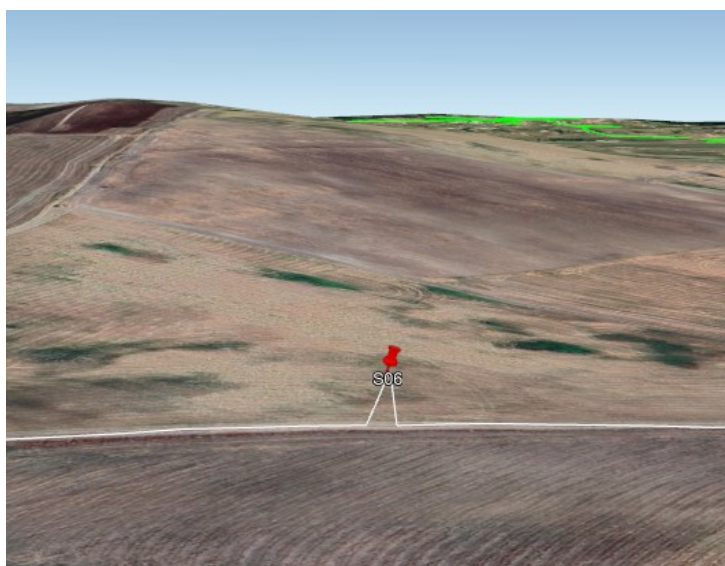


Figura 2.11 Inquadramento punto di installazione S06

Per quanto riguarda il valore di rugosità che caratterizza il territorio in quella zona è possibile confermare il valore calcolato in Matlab (0.003 m), poiché nelle dodici le fotografie analizzate non si riscontra la presenza di alcun elemento che entri in contraddizione con il valore calcolato analiticamente

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°



Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Distanza ridotta da altri aerogeneratori.
- Elevata acclività del terreno in direzione N, NE, W, NW.



E

SOLUZIONI:

- Valutazione gittata massima degli elementi rotanti.
- Infitimento della griglia di calcolo su WindSim.

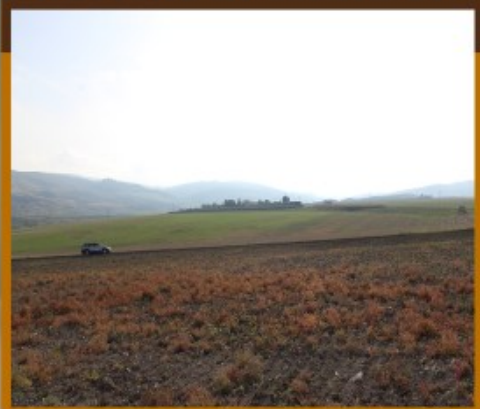
Direzione di osser.: 90°



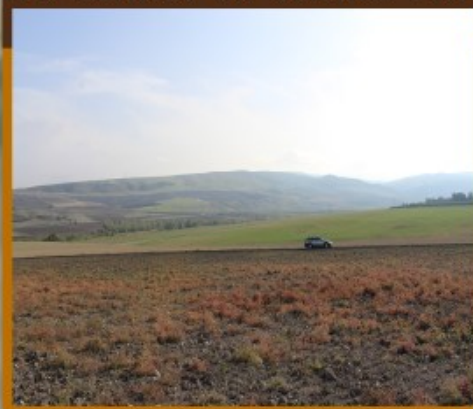
Direzione di osser.: 240°



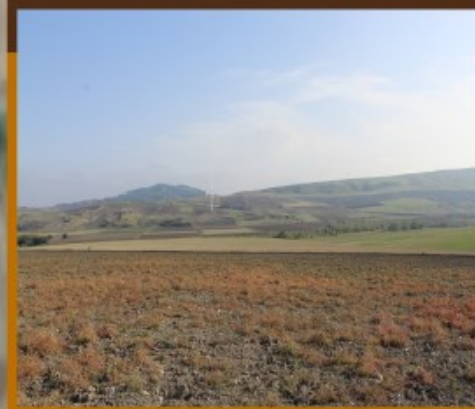
Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



2.7 Punto di installazione dell'aerogeneratore S05

L'aerogeneratore S05 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 539069 m X e 4556951 m Y ad un'altezza dal livello sul mare di 306 m.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 50 metri.

Il punto preciso di installazione dista circa 1 Km dal punto inerente all'aerogeneratore S06. Dalle immagini è possibile notare come lungo le direzioni S, SW, W, NW e N la conformazione del terreno è pianeggiante; pertanto, il flusso ventoso non dovrebbe essere alterato dall'orografia del terreno. Lungo le direzioni NE, E e SE si evidenzia un significativo aumento della pendenza, di ciò se ne terrà conto nelle simulazioni in WindSim in modo tale da capire come influenza la produzione energetica.

Una criticità rilevante per questa area è rappresentata dalla presenza di una linea elettrica ad alta tensione situata a 240 m dal punto di installazione previsto. La principale problematica potrebbe verificarsi in caso di guasto dell'aerogeneratore, poiché una pala della turbina o un suo frammento potrebbero cadere sulla linea, causando danni significativi e possibili interruzioni del servizio per la popolazione locale.

All'interno della documentazione ufficiale del parco eolico è possibile trovare un'analisi finalizzata alla determinazione della gittata massima degli elementi rotanti dell'aerogeneratore, caratterizzato da un mozzo alto 111,5 m e pale lunghe 67,2m, in caso di rottura.

I risultati hanno evidenziato che nella peggiore delle ipotesi, con angolo di inclinazione di 30° e una velocità angolare massima di 13,1 giri/min, la gittata massima della pala, o di un suo elemento, in caso di rottura può raggiungere i 299,42 m. A seguito di questa analisi si raccomanda di posizionare l'aerogeneratore ad una distanza minima di 299,42 m dagli ostacoli circostanti per garantire condizioni di sicurezza adeguate [36].

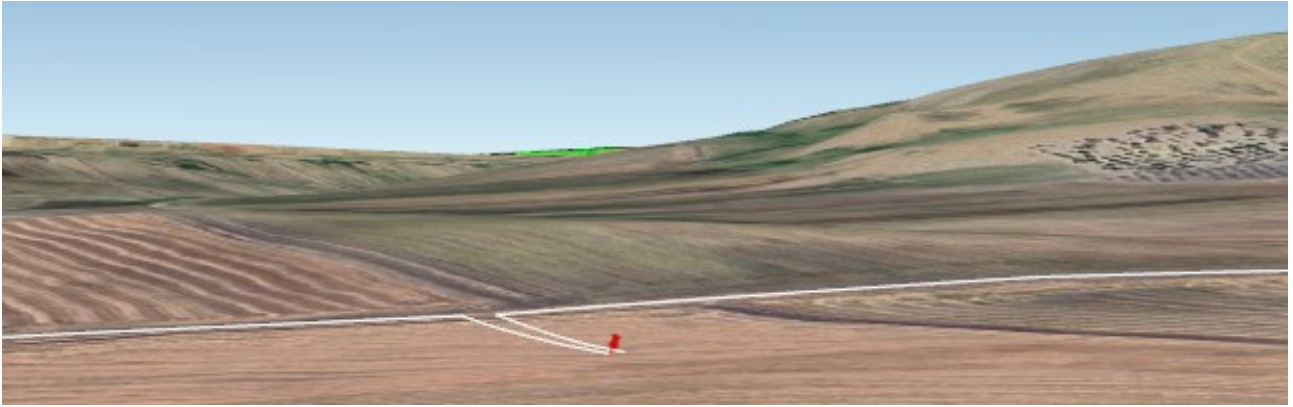


Figura 2.12 Inquadramento punto di installazione S05

Per quanto concerne il valore di rugosità che caratterizza il sito, è possibile confermare il valore calcolato in Matlab (0.003 m), dato che non si riscontra la presenza di alcun elemento che entri in contraddizione con il valore calcolato analiticamente.

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°



Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Distanza ridotta da altri aerogeneratori.
- Distanza ridotta dalla linea elettrica di HV.
- Elevata acclività del terreno in direzione E, SE, S.



E

SOLUZIONI:

- Valutazione gittata massima degli elementi rotanti.
- Infittimento della griglia di calcolo su WindSim.

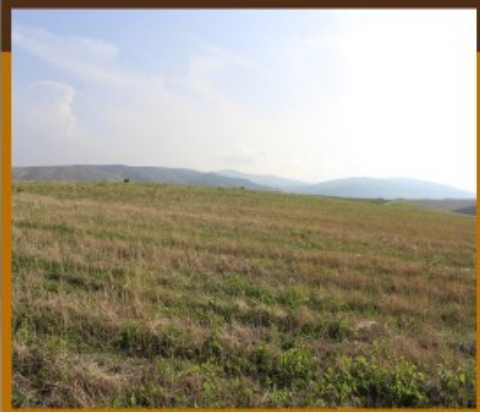
Direzione di osser.: 90°



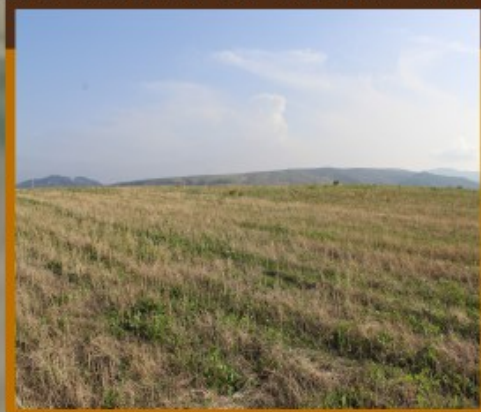
Direzione di osser.: 240°



Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



2.8 Punto di installazione dell'aerogeneratore S11

L'aerogeneratore S11 verrà installato alle coordinate WGS 84 UTM 33 Nord: 537973 m X e 4556530 m Y ad un'altezza dal livello sul mare di 303 m.

Partendo da Pescara per raggiungere il punto di installazione, si percorre l'autostrada Adriatica A14 in direzione Foggia. Dopo l'uscita al casello si percorre la Tangenziale SS673 fino alla rampa per Napoli/Canosa/Potenza e, successivamente, si imbecca la SS655 fino all'uscita per Deliceto.

Arrivati a Deliceto si percorrono, in sequenza, le strade provinciali: SP105, SP 119 e la SP102. Poiché il punto preciso di installazione non è accessibile in auto, è necessario parcheggiare e percorrere a piedi gli ultimi 100 metri.

Dalle immagini provenienti dal sopralluogo è facile constatare come N, NE e W il terreno sia caratterizzato da una forte acclività, questo aspetto può alterare notevolmente le caratteristiche della risorsa eolica; per tale motivo è necessario tener conto di questo aspetto all'interno delle simulazioni in WindSim.

Un altro elemento da considerare nelle simulazioni effettuate con WindSim è la presenza di altri aerogeneratori nell'area esaminata; l'attenzione dovrà focalizzarsi sulle perdite di scia, che influenzano negativamente la produzione.

L'ultima criticità che caratterizza l'area in esame è la presenza della linea elettrica ad alta tensione ad una distanza di 70 m dal punto di installazione previsto. La principale problematica potrebbe verificarsi in caso di guasto dell'aerogeneratore, poiché una pala della turbina o un suo frammento potrebbero cadere sulla linea, causando danni significativi e possibili interruzioni del servizio per la popolazione locale.

All'interno della documentazione ufficiale del parco eolico è possibile trovare un'analisi finalizzata alla determinazione della gittata massima degli elementi rotanti dell'aerogeneratore, caratterizzato da un mozzo alto 111,5 m e pale lunghe 67,2m, in caso di rottura.

I risultati hanno evidenziato che nella peggiore delle ipotesi, con angolo di inclinazione di 30° e una velocità angolare massima di 13,1 giri/min, la gittata massima della pala, o di un suo elemento, in caso di rottura può raggiungere i 299,42 m. A seguito di questa analisi si raccomanda di posizionare l'aerogeneratore ad una distanza minima di 299,42 m dagli ostacoli circostanti per garantire condizioni di sicurezza adeguate [36].

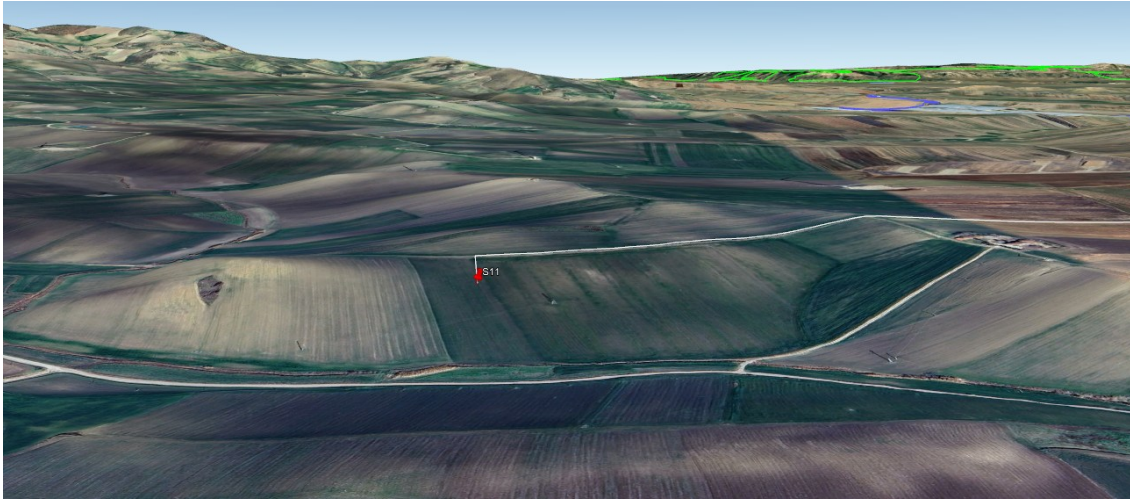


Figura 2.13 Inquadramento punto di installazione S11

Per quanto concerne il valore di rugosità che caratterizza il sito, è possibile confermare il valore calcolato in Matlab (0.003 m), dato che non si riscontra la presenza di alcun elemento che entri in contraddizione con il valore calcolato analiticamente.

Direzione di osser.: 300°



Direzione di osser.: 330°



Direzione di osser.: 0°



Direzione di osser.: 30°



Direzione di osser.: 60°



Direzione di osser.: 270°



PROBLEMATICHE:

- Distanza ridotta da altri aerogeneratori.
- Distanza ridotta dalla linea elettrica di HV.
- Elevata acclività del terreno in direzione N, NE e W.



E

SOLUZIONI:

- Valutazione gittata massima degli elementi rotanti.
- Infittimento della griglia di calcolo su WindSim.

Direzione di osser.: 90°



Direzione di osser.: 240°



Direzione di osser.: 210°



Direzione di osser.: 180°



Direzione di osser.: 150°



Direzione di osser.: 120°



N

S

W

Capitolo 3: Analisi del territorio tramite Global Mapper

Dopo aver condotto il sopralluogo, abbiamo ritenuto opportuno supportare le nostre osservazioni mediante l'utilizzo del software Global Mapper. Grazie a questo strumento, è possibile effettuare un'analisi orografica e della rugosità dell'area di interesse utilizzando un file DEM.

Successivamente, i file generati all'interno di Global Mapper saranno esportati in un formato compatibile con WindSim e utilizzati per condurre la stima di producibilità.

3.1 Località e analisi del territorio

Si indica con il termine “località” l'area (una zona collinare, una montagna, una valle ecc.) dove si decide di installare uno o più aerogeneratori, mentre con l'espressione “sito” si intende l'esatto posto dove vengono costruiti.

Generalmente la scelta della località si effettua consultando mappe territoriali che forniscono la distribuzione di velocità del vento a varie altezze dal terreno. A partire dalla Figura 3.1 si nota come le località scelte, ossia “Viticone Palino, Serro Lucarelli e Monte Rotondo” (FG), sono particolarmente favorevoli ad accogliere un parco eolico in quanto caratterizzate da una velocità media annua è pari a 8m/s.

L'area in esame è collocata tra Sant'Agata di Puglia e Ascoli Satriano (FG). Essa dista circa 5,3 km dal comune di Sant'Agata di Puglia, 4,8 km dal comune di Candela, 6,7 km dal comune di Ascoli Satriano, 7,4 km dal comune di Deliceto e 6,3 km dal comune di Rocchetta Sant'Antonio [1].

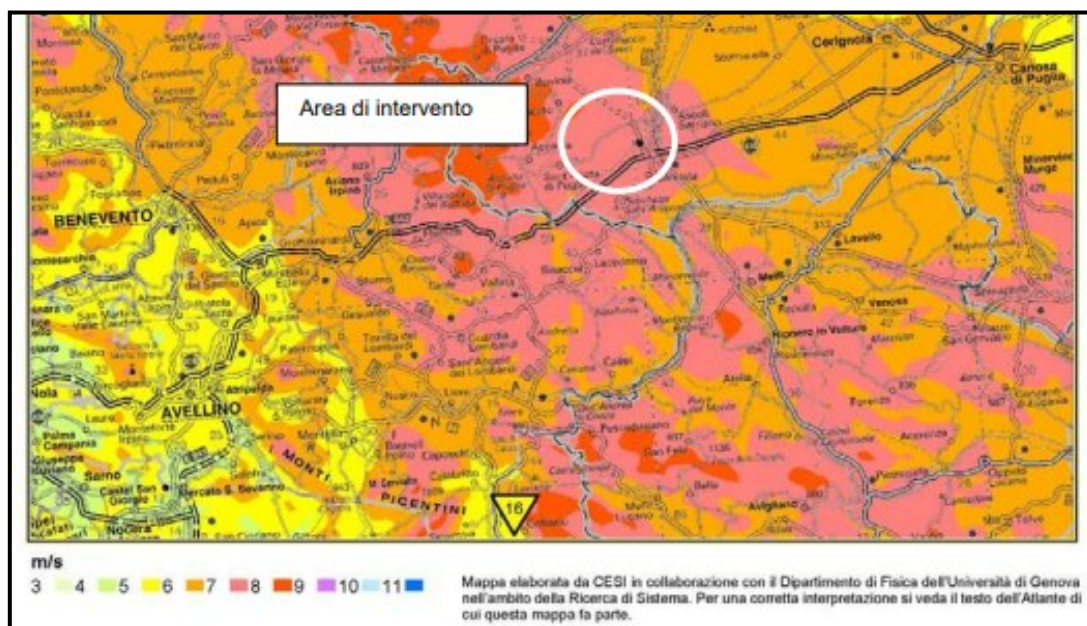


Figura 3.1 Mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t [1]

In primo luogo, si è condotta un'analisi della orografia e della rugosità del terreno al fine di valutare l'idoneità del sito nel quale è stata installata la stazione anemometrica e dove, successivamente, verranno installati gli aerogeneratori.

Per effettuare l'analisi si è utilizzata la fonte Earth Explorer (SRTM) 1 Arc-Second Global, una campagna di acquisizione dati molto precisa effettuata in collaborazione con la National Aeronautics and Space Administration (NASA). A partire da ciò, è possibile scaricare una immagine DEM (Digital Elevation Model) a 30 m di distanza dal suolo della zona di interesse (Figura 3.2).

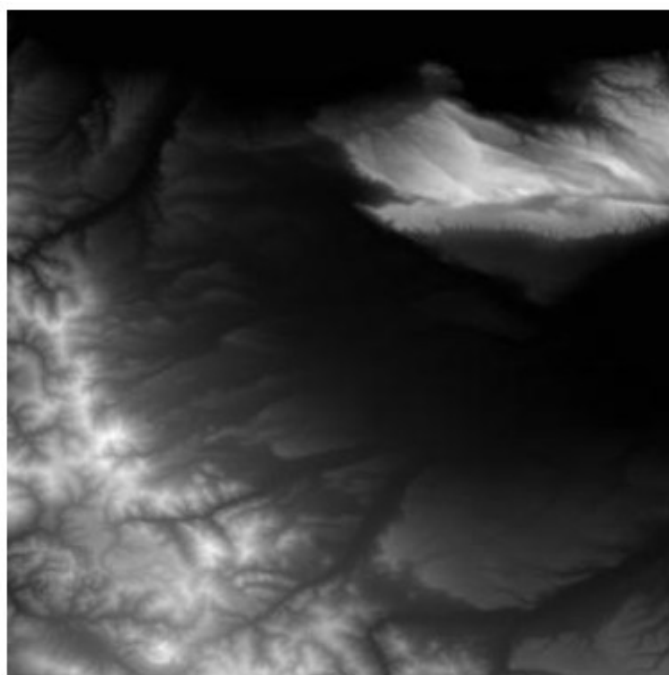


Figura 3.2 Immagine DEM a 30m della zona di interesse

Dopo aver aperto l'immagine DEM all'interno del software è stato individuato il preciso punto di installazione della stazione anemometrica e degli aerogeneratori, mediante l'inserimento delle coordinate in formato UTM WGS84. Successivamente, seguendo le indicazioni fornite dalla norma IEC61400-12-1, è stato individuato il settore di interesse su cui condurre l'analisi del territorio.

Il paragrafo A.3 dell'Annex A della norma IEC61400-12-1, pur non trattando direttamente l'analisi del territorio, fornisce un'idea su come condurre lo studio di ciò che circonda la stazione anemometrica o gli aerogeneratori.

In particolar modo viene suggerito di individuare quattro circonferenze concentriche (il cui centro è rappresentato dal punto di installazione della stazione anemometrica) di raggio $2L$, $4L$, $8L$ e $16L$ (dove $L=380m$ è la distanza tra la stazione anemometrica e l'aerogeneratore più vicino).

A seguire, per facilitare l'analisi, si è deciso di lavorare esclusivamente sul settore di interesse andando a esportarlo in un secondo file DEM (Figura 3.3).

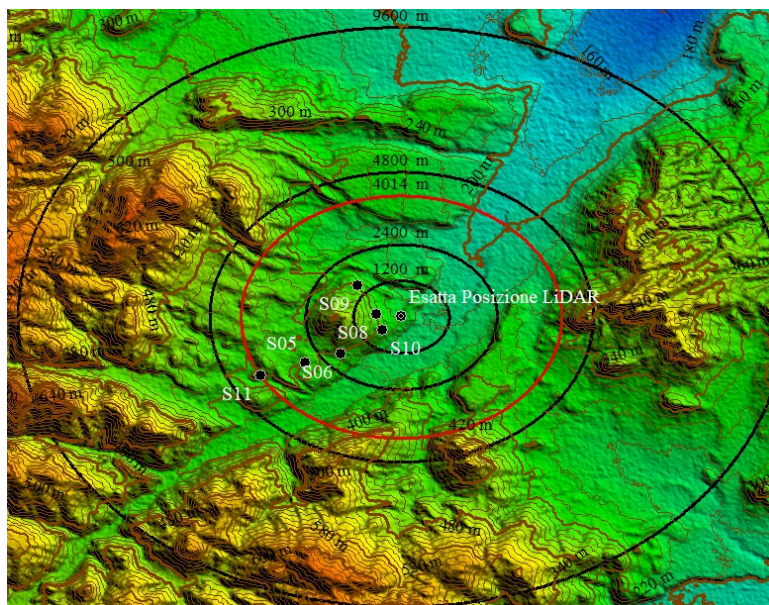


Figura 3.3 Individuazione settore di interesse

A partire dai file KMZ, gentilmente forniti dalla “Blusolar Servizi Srl”, aperti all'interno di Google Earth (Figura 3.9), è possibile constatare che l'aerogeneratore più lontano è collocato ad una distanza di 4 km dalla stazione anemometrica. Per tale motivo si è deciso di analizzare nel dettaglio l'area che ospiterà gli aerogeneratori.

Inizialmente sono state individuate le linee di iso-livello che caratterizzano il territorio (Figura 3.4) ed è possibile osservare come l'area di interesse è caratterizzata da una altitudine compresa tra i 250m e i 600m.

Si nota come la stazione anemometrica sia stata installata ad una altitudine di circa 260m tra due curve di iso-livello distanti tra loro, questo sta a rappresentare che la pendenza del terreno in quel punto non è elevata e il vento risentirà meno degli effetti orografici.

Dall'immagine è possibile individuare un'altura di 400 metri di altezza, corrispondente a quella menzionata nel Capitolo 2, alla base della quale verranno installati gli aerogeneratori, caratterizzata da una pendenza significativa, come indicato dall'addensamento delle curve di iso-livello.

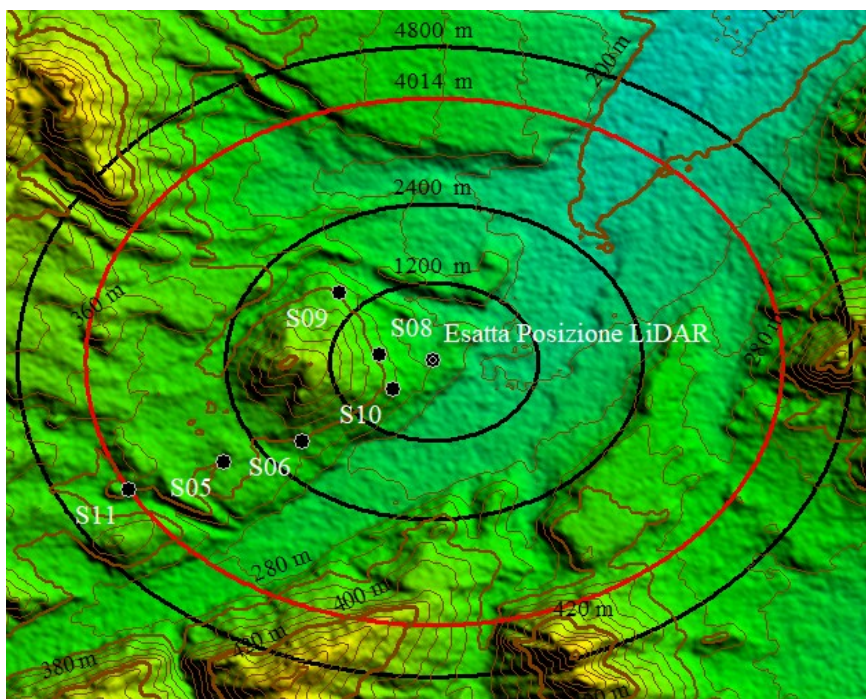


Figura 3.4 Punto di installazione della stazione anemometrica

Tramite il comando “Raster Analysis” presente in Global Mapper, è stata condotta una analisi della pendenza del territorio preso in considerazione (Figura 3.5). A partire dall’immagine è possibile notare come il territorio sia caratterizzato da una pendenza massima di 15° , questo dato, in accordo con la brochure del lidar installato (Figura 3.6), ci permette di classificare il territorio come moderatamente complesso.

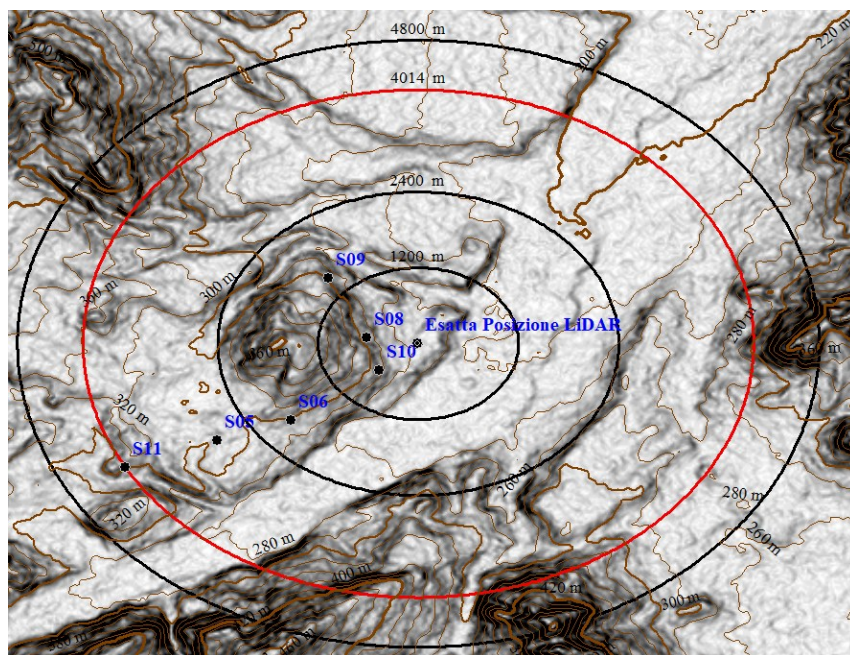


Figura 3.5 Pendenza del territorio

Terrain situation	Site criteria
Simple terrain	Slopes of max 5°
Moderately complex terrain	Slopes of max 15° (preferably non-forested sites)
Very complex terrain	Slopes over 15°

Figura 3.6 Classificazione del territorio secondo la brochure del lidar WindCube v2.1

Il territorio in esame non può essere classificato come “simple terrain” nonostante la stazione anemometrica sia stata collocata in una zona con la pendenza del terreno inferiore ai 5°. Questo perché gran parte degli aerogeneratori verranno installati in punti caratterizzati da una pendenza superiore ai 5°, rendendo necessario considerare la condizione più restrittiva tra le due.

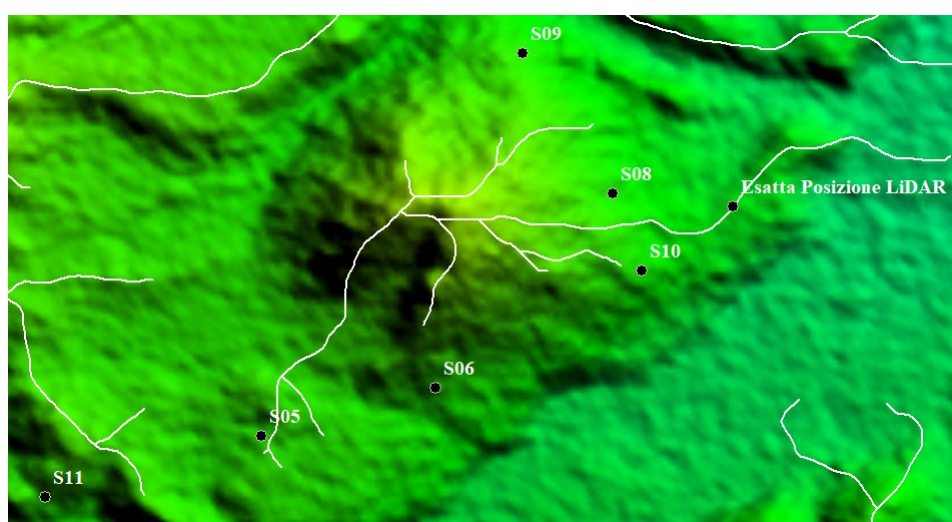


Figura 3.7 Analisi delle creste

Dalla Figura 3.7 è possibile confermare alcune osservazioni fatte durante il sopralluogo. L'immagine mostra chiaramente come gli aerogeneratori saranno installati alla base dell'altura, senza che nessuno di essi sia posizionato sulla cresta di alcun crinale.

La presenza di una pendenza può influire sulla velocità del vento, determinando un incremento o una riduzione. Nella parte iniziale del pendio, a causa della forza centrifuga diretta verso il basso, si genera un aumento di pressione, che provoca un rallentamento del flusso d'aria. Durante il superamento della collina, la forza centrifuga è invece rivolta verso l'alto, riducendo la pressione e generando un'accelerazione del flusso.

È importante sottolineare che, se il pendio è ripido (superiore ai 16°) o ha una superficie irregolare (non è questo il caso), si verifica molto probabilmente il distacco della vena fluida in corrispondenza della sommità e si formano vortici, con la conseguente diminuzione delle velocità del vento [2].

L'altura in questione è caratterizzata da un declivio non molto ripido che affaccia su un terreno caratterizzato da una pendenza ridotta. Questo significa che l'effetto di accelerazione del vento in prossimità degli aerogeneratori sarà particolarmente ridotto.

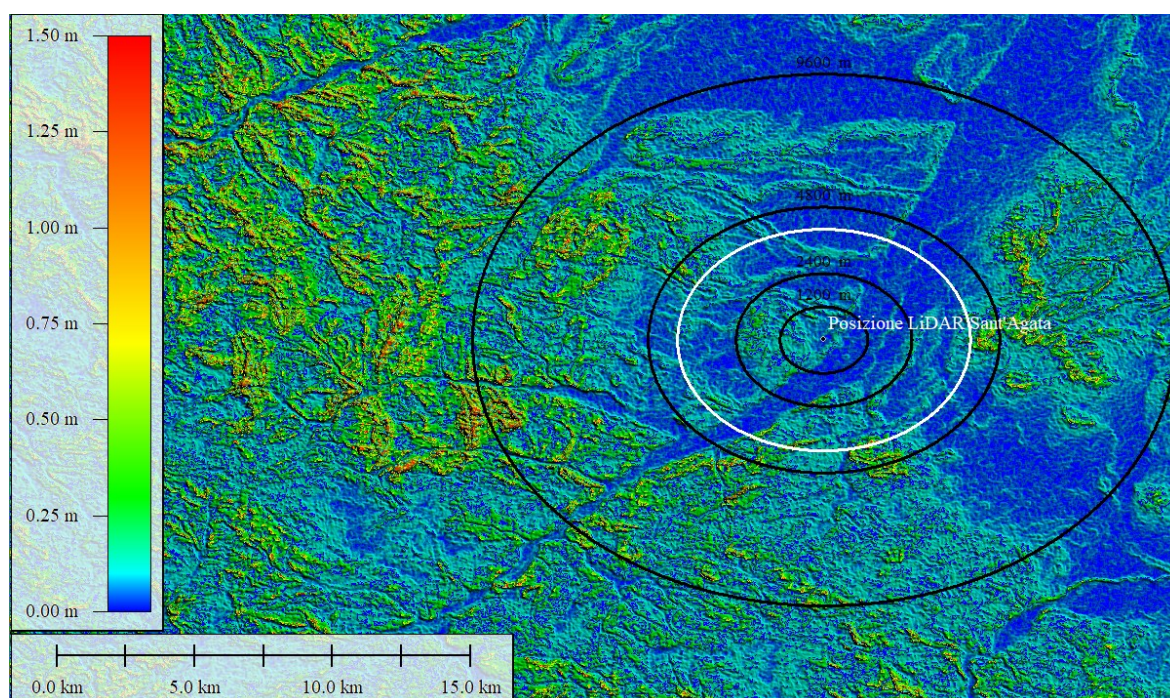


Figura 3.8 Rugosità del territorio in analisi tramite DEM a 30m

L'analisi del territorio si conclude con un focus sulla rugosità, un elemento cruciale nella progettazione di un impianto eolico. La presenza di ostacoli può infatti ridurre la produttività dell'impianto, generando una maggiore turbolenza e rallentando il flusso d'aria nelle vicinanze degli ostacoli stessi. Per mitigare i problemi legati alla diminuzione di efficienza causata da un terreno irregolare, si raccomanda di privilegiare installazioni in aree libere da ostacoli significativi [3].

Dall'analisi della Figura 3.8, emerge come l'area circostante la stazione anemometrica presenti un valore di rugosità piuttosto basso: considerando un raggio di 4.000 metri dal punto di installazione, la rugosità risulta compresa tra 0,00 m e 0,25 m. Questi valori sono confermati dal sopralluogo condotto ed indicano che il territorio circostante è privo di numerosi ostacoli rendendo così l'area particolarmente adatta per l'installazione di aerogeneratori.



Figura 3.9 Inquadramento stazione anemometrica e aerogeneratori tramite Google Earth

La figura sovrastante mostra l'inquadramento della stazione anemometrica e degli aerogeneratori eseguito tramite Google Earth Pro. Analizzando la figura si evince che l'area circostante si presenta nel complesso libera da ostacoli e/o vegetazione arborea di alto fusto, in modo particolare nelle direzioni Nord, Est ed Ovest.

L'unico dubbio che potrebbe insorgere riguarda un piccolo bosco di latifoglie [38] a circa 700m dalla stazione in direzione Sud; successivamente, tramite l'analisi del profilo di velocità e della rosa dei venti verrà dimostrato che la sua influenza sul vento risulterà essere minima.

Capitolo 4: La tecnologia Lidar

Informazioni specifiche riguardo le caratteristiche della risorsa eolica influenzano la collocazione e la progettazione del parco, per tale motivo è necessario entrare nel merito della sua valutazione.

Man mano che le turbine diventano più alte è importante raccogliere con precisione dati sul vento alle altezze necessarie per ridurre al minimo l'incertezza, compito svolto da strumenti di misurazione a distanza che prendono il nome di “lidar”.

Il lidar (Light Detection And Ranging) è una tecnologia che sta trovando un uso sempre maggiore per le misurazioni della velocità del vento poiché è in grado di migliorare lo sviluppo di progetti eolici pre-costruzione e aumento dell'affidabilità e delle prestazioni dei progetti operativi. Questi strumenti presentano due vantaggi principali rispetto ad altre tecnologie di misurazione del vento:

- Consentono di interrogare più posizioni e più altezze di misurazione con un'unica configurazione;
- La loro capacità a lungo raggio consente misurazioni in luoghi inaccessibili.

Ciò può aiutare a ridurre i costi e gli sforzi logistici, ad esempio quando si misura la velocità del vento sul mare da località costiere, oppure quando si interrogano più località in un'ampia area di pianificazione con accesso e infrastrutture limitati [23].

Nel settore dell'energia eolica ci sono due tipi principali di lidar: sistemi basati a terra e sistemi montati su navicella. Inizialmente viene trattata solamente la prima categoria che è utilizzata per:

- Determinazione del potenziale eolico di un'area di interesse;
- Raccolta di misurazioni della velocità del vento per stimare la produzione di energia di un progetto di energia eolica pianificato;
- Misurazione delle caratteristiche della velocità del vento per stimare i carichi strutturali su una turbina eolica;
- Misurazione delle caratteristiche del vento in un progetto eolico operativo per valutare il potenziale energetico e le prestazioni della turbina.

I lidar basati a terra sono progettati per funzionare in aree remote per mesi o anni. Affinché siano commercialmente validi è necessario che essi forniscano misurazioni accurate, siano affidabili, abbiano un basso consumo energetico e un prezzo competitivo nel mercato.

I lidar moderni sono in grado di misurare fino ad altezza di 200 m, ciò è sufficiente per la maggior parte delle applicazioni di energia eolica perché i rotori delle turbine eoliche raggiungono altezze fino a 100 m e le punte delle pale delle turbine circa i 150 m [24].

4.1 Principio di funzionamento

I lidar misurano la velocità e la direzione del vento emettendo dei raggi laser in diverse direzioni dell'area di interesse. Le particelle nell'aria disperdono la luce emessa e una parte, successivamente, verrà ricevuta dal lidar. Il segnale retrodiffuso viene analizzato dal lidar e il cambiamento di frequenza tra i segnali emessi e quelli ricevuti (che prende il nome di effetto Doppler) fornisce informazioni sulla velocità del vento.

Le misurazioni della velocità del vento da più fasci e le informazioni sulla geometria del fascio vengono combinate per determinare la velocità del vento tridimensionale (velocità del vento orizzontale, direzione del vento e velocità del vento verticale). Le misurazioni Lidar sono in genere utilizzate come supplemento alle misurazioni tradizionali [24].

È importante precisare che il lidar non lavora su un singolo punto nello spazio per reperire le informazioni sul vento, ma su un volume d'aria. Esso è delimitato orizzontalmente dalle posizioni delle singole misurazioni radiali da ogni raggio e verticalmente dalla profondità del raggio; in questo modo il lidar è in grado di misurare le componenti del vento lungo più raggi per acquisire informazioni sufficienti per calcolare il vettore tridimensionale della velocità del vento [23].

Questi strumenti forniscono molti dati oltre alle misurazioni del vento, come per esempio: informazioni sui livelli di segnale e rumore a ogni altezza e in ogni raggio di misurazione e altri dati che possono essere utilizzati per valutare la qualità dei dati.

4.2 Verifica preinstallazione e post-installazione del lidar

Nel campo della valutazione delle risorse eoliche, misurazioni accurate e affidabili sono fondamentali per garantire il successo di qualsiasi campagna. Pertanto, si consiglia di eseguire una verifica approfondita dei lidar prima di ogni campagna. Inoltre, se durante la campagna si presenta una qualsiasi fonte di dubbio sulla validità delle misurazioni, si consiglia di eseguire una verifica post-campagna per garantire che le prestazioni dei lidar non siano cambiate durante il periodo di esercizio.

Lo scopo della verifica è verificare e documentare che il lidar funzioni correttamente e quantificare le incertezze associate alla misurazione della velocità del vento.

Per garantire una verifica accurata e affidabile dei sistemi lidar, si raccomanda di soddisfare determinati requisiti nel sito di verifica scelto: disponibilità di uno strumento di riferimento, un allineamento geometrico appropriato e una posizione di installazione lidar adatta.

Per quanto riguarda il primo requisito è necessario che lo strumento di riferimento, generalmente un anemometro, soddisfi i seguenti criteri:

- Misurazione eseguita ad almeno 60m dal suolo;
- Il terreno circostante la misurazione di riferimento dovrebbe essere il più possibile conforme alla definizione di terreno semplice IEC 61400-50-3;
- Se lo strumento di riferimento è un anemometro, deve essere tarato e l'installazione deve essere conforme alle linee guida stabilite nella norma IEC 61400-50-1. In caso contrario, deve essere eseguita una taratura appropriata e documentata in linea con gli standard pertinenti.
- Lo strumento di riferimento dovrebbe disporre anche della capacità di misurazione della direzione del vento [23].

In secondo luogo, è necessario che la posizione di installazione del lidar sia consona, affinché ciò si verifichi è fondamentale che vengano rispettati i seguenti requisiti di installazione: accessibilità, alimentazione elettrica e una base stabile. Inoltre, è essenziale che le misure di riferimento e lidar non vengano influenzate dalla scia di una turbina vicina o di un ostacolo.

Infine, è consigliabile osservare attentamente la risposta del lidar alle variabili ambientali durante il processo di verifica, alcuni esempi potrebbero essere: temperatura ambiente, pressione, umidità, velocità verticale del vento, taglio del vento e CNR (Carrier to Noise Ratio) [26].

4.2.2 Verifica post-installazione

Nel caso in cui vi siano indicazioni che le prestazioni del lidar sono cambiate nel corso della campagna, si consiglia di effettuare una verifica post-campagna.

Una delle sfide principali è come determinare i cambiamenti nelle prestazioni di misurazione durante la campagna. Ciò potrebbe includere l'installazione di un riferimento indipendente o il confronto del lidar con uno strumento simile. Altre alternative potrebbero includere una verifica in situ semplificata all'inizio e alla fine della campagna, con lo svantaggio, se viene identificato un cambiamento, di non sapere quando durante la campagna si è verificato [23].

4.3 Linee guida per l'installazione del lidar Windcube v2.1

Quando si installano i sistemi di scansione lidar per una campagna anemometrica, si consiglia di seguire le linee guida del produttore sull'installazione standard del sistema e di registrare la procedura. Nel caso in questione si è preso come riferimento la brochure del lidar Windcube v2.1.

Il lidar Windcube è entrato nel mercato nel 2007 ed è stato sviluppato da Leosphere, un'azienda francese che sviluppa lidar aerosol e vento per applicazioni meteorologiche, aeroportuali ed eoliche.

Il lidar Windcube V2.1 è un sensore remoto attivo che basa il proprio principio di funzionamento sulla misurazione dello spostamento delle radiazioni laser retrodiffuse dalle particelle presenti nell'aria (polvere, gocce d'acqua, aerosol...), finalizzata alla conoscenza delle condizioni del vento nell'ambiente.

Il lidar invia nell'atmosfera quattro fasci laser invisibili e infrarossi lungo un angolo di scansione conico di 28° , seguiti da un quinto raggio verticale. Gli impulsi laser vengono retrodiffusi dagli aerosol presenti nell'aria (polvere, goccioline d'acqua, ecc.) che si muovono alla velocità e alla direzione del vento.

La luce retrodiffusa raccolta consente il calcolo della velocità e della direzione del vento a partire dallo spostamento della lunghezza d'onda del laser. È possibile misurare simultaneamente la velocità e la direzione del vento a 20 altezze differenti (range: 40 to 200m) [26].

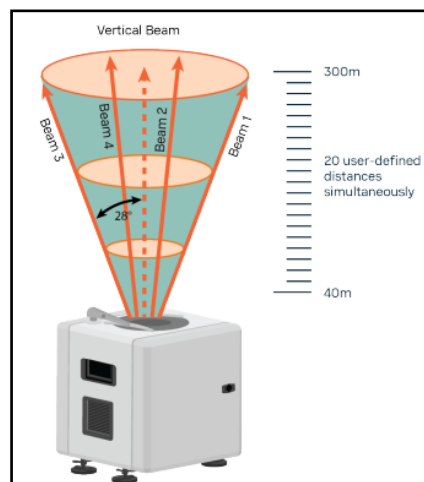


Figura 4.1 Angolazione degli impulsi laser [26]

Il lidar Windcube V2.1 è composto da tre elementi principali:

- **Unità ottica:** l'unità ottica contiene l'ottica di emissione e di ricezione;
- **Unità elettronica:** l'unità elettronica contiene elementi optoelettronici (dispositivi elettronici che interagiscono con la luce) dalla sorgente laser al rilevatore;
- **Computer:** il computer è finalizzato all'acquisizione dei dati, al processo dei segnali e al salvataggio dei dati; il processore che caratterizza il computer in questione è "Pentium Mobile 1.8GHz con 1024 Mb di RAM.

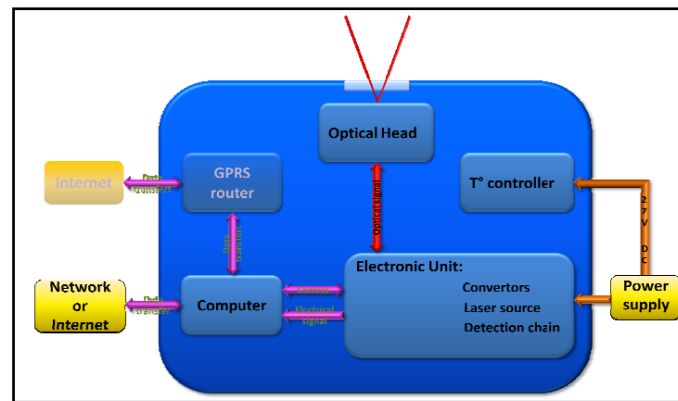


Figura 4.2 Windcube Block Diagram [27]

Per completezza, nella pagina successiva, viene mostrata una immagine nella quale si riassumono le performance e le specifiche tecniche del lidar utilizzato durante la campagna anemometrica.

Performances	
Range	40 to 200m
Accumulation Time	0.5 s
Data output frequency	1 Hz
Probed length	20m
Scanning cone angle	~30°
Speed Accuracy	0.2m/s
Speed range	Up to 45m/s
Direction Accuracy	1.5°
Data Availability	> 95% up to 150 m*
Laser	
Wavelength	1,54 μm
Pulse energy	10 μJ
Eye safety	IEC 60825-1
Environmental	
Temperature Range	-15 to +40°C with Temperature Control Unit*
Operating humidity	IP65
Rain protection	Wiper (with water pump)
Compacity	Portable (2persons)
Dimensions	
Weight	60 Kg
Dimensions	900X550X550mm
Power Supply Specifications	
Electric Power Supply	27 DC
Power consumption	111W (without wiper, window heating ruban and temperature control)/ 375W Total with Temperature Control/ 400W Peak
Data	
Format	ASCII/Binary
Transfer	GPRS/Ethernet

Figura 4.3 Performance e specifiche del lidar Windcube V2.1 [25]

4.3.1 Validazione dell'installazione del lidar

Alla descrizione del principio di funzionamento e delle specifiche tecniche del lidar, segue la validazione del processo di installazione dello strumento, passaggio di fondamentale importanza poiché un'errata installazione andrebbe a compromettere l'affidabilità dei dati raccolti.

La validazione è stata condotta prendendo come riferimento la brochure del lidar, all'interno della quale vengono messe in evidenza tutte le accortezze da adottare durante la fase di installazione.

Condizione 1: La prima condizione è che il lidar venga collocato in una località nella quale *“il cambiamento dell'ambiente naturale o costruito non vada ad interferire, momentaneamente o in modo permanente, con uno o più fasci laser”*. Inoltre, è necessario che lo strumento venga installato ad una opportuna distanza di sicurezza (Figura 4.4) da ostacoli naturali o artificiali.

Obstacle Height	Setback distance
5m	15m
10m	30m
15m	45m

Figura 4.4 Distanza di sicurezza in funzione dell'altezza dell'ostacolo [26]

Attraverso le immagini fornite da DNV (Figura 4.5) si può constatare come i fasci laser emanati dallo strumento non vengano intercettati o disturbati da alcun oggetto, d'altro canto però si può notare come in direzione Est non sia stata rispettata la distanza di sicurezza di 15m dal casolare. La motivazione principale di questa scelta è legata al fatto che la prima altezza utile a cui misura il lidar è 40m; inoltre, l'ostacolo non si trova nella direzione preferenziale da cui proviene il vento nella zona (sud-ovest) [41].



Figura 4.5 Ambiente circostante al lidar nelle otto direzioni cardinali [25]

Condizione 2: All'interno della brochure viene specificato che per ricavare correttamente la direzione del vento è necessario che il lidar venga allineato con il nord magnetico (direzione in cui punta l'ago di una bussola); laddove il sito di installazione non permette tale orientazione è possibile anche prendere come riferimento il nord geografico. In questo secondo caso, però, è necessario stabilire una “direction offset” per garantire il corretto utilizzo dell'algoritmo FCR (necessario per la correzione dei dati acquisiti) [26].

Questa condizione è stata rispettata, si è scelto di orientare lo strumento verso il nord geografico con una “direction offset” (Figura 6.6) pari a $+12.6^\circ$.

Direction offset [°]	+12.6
----------------------	-------

Figura 5.6 Direzione di offset del lidar [25]

Condizione 3: Leggendo la brochure si evince come un corretto livellamento durante l'installazione dello strumento è fondamentale per raggiungere una elevata qualità dei dati misurati, per tale motivo vengono forniti i valori accettabili inerenti al livellamento e agli angoli di tilt/roll (inclinazione/rotazione), quest'ultimi devono essere compresi tra 0 e $\pm 1^\circ$.

Consultando il report interamente dedicato al lidar è possibile verificare la presenza della struttura di supporto e che gli angoli di tilt e roll assumono valori consoni.

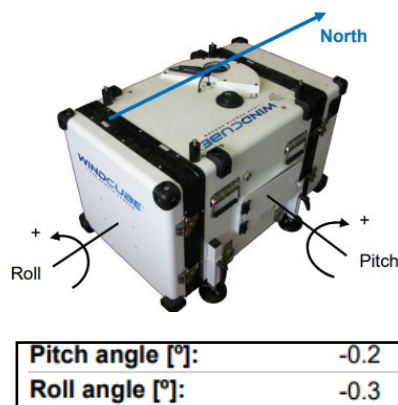


Figura 4.7 Tilt and roll angles [25]

Condizione 4: L'ultima condizione da rispettare riguarda le linee guida legate all'ambiente in cui deve essere collocato lo strumento. Nella brochure viene specificato che, durante la fase di installazione, è necessario mettere in sicurezza l'area attraverso le seguenti accortezze:

- Installare una recinzione caratterizzata dalla presenza di un cancelletto, per accedere all'area interna in cui è collocato lo strumento, opportunamente chiuso con un lucchetto.
- Ancorare lo strumento al terreno utilizzando un lucchetto e delle catene.

- Garantire uno spazio interno di almeno 1 m² necessario per svolgere le opportune fasi di manutenzione.
- Installare un'opportuna protezione dai fulmini.

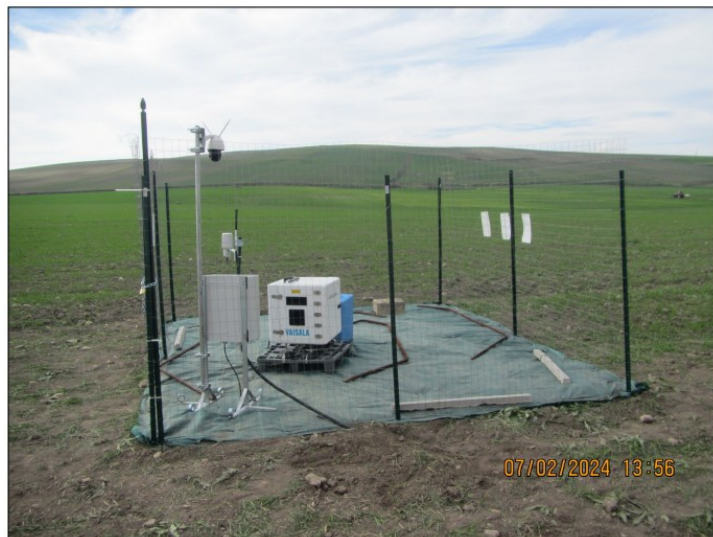


Figura 4.8 Installazione lidar [25]

4.4 Monitoraggio del sistema e manutenzione

Durante la campagna si raccomanda di monitorare frequentemente diversi aspetti del funzionamento dei lidar, sia da remoto che in loco. Ciò garantirà il funzionamento ottimale del lidar e consentirà all'utente di essere avvisato il più rapidamente possibile se sono necessarie azioni correttive. Devono essere monitorati tre parametri chiave del sistema:

- **Stabilità del sistema:** per garantire che la posizione dei punti di misurazione non vari nel tempo;
- **Salute del laser:** per garantire la continuità delle performance;
- **Disponibilità del sistema e dei dati:** per garantire che i dati vengano trasferiti in modo affidabile.

Si raccomanda di attuare un programma di manutenzione preventiva di routine, secondo le linee guida del produttore, per mantenere il lidar nelle migliori condizioni di funzionamento possibili, aumentandone l'affidabilità.

Se un lidar malfunzionante è sostituito, si raccomanda che lo strumento sostitutivo abbia subito lo stesso processo di verifica pre-campagna del lidar originale. Se non è disponibile un lidar pre-verificato, è necessario condurre una verifica post-campagna dell'unità sostitutiva [23].

4.5 Recupero dei dati

Quando il lidar è in funzione, il recupero dei dati può essere ridotto da fattori correlati al meteo, alle condizioni atmosferiche e all'affidabilità del lidar. Analizziamo le varie cause separatamente:

- Per le aree di misurazione in cui è presente la nebbia il raggio del lidar viene assorbito e disperso prima di raggiungere le altezze di misurazione superiori. Di conseguenza, il segnale di retrodiffusione disponibile per il rilevamento della velocità del vento è molto debole. Si prevede che la perdita di dati dovuta alla nebbia vari da quasi lo 0% di perdita al 10% di perdita, a seconda della frequenza e della concentrazione della nebbia nel luogo di misurazione [24].
- In caso di pioggia il lidar riceve un segnale retrodiffuso molto forte che, però, non corrisponde alla vera velocità del vento, questo perché il lidar sta rilevando la velocità delle gocce di pioggia che cadono. Generalmente l'effetto della pioggia può essere filtrato, ma in caso di pioggia intensa è prevista una perdita di dati che si aggira intorno al 2% [24].
- Le nuvole, nel momento in cui si trovano all'interno del volume di misurazione, generano una retrodiffusione indesiderata che può contaminare il segnale di velocità del vento. Generalmente, l'interferenza delle nuvole può essere identificata ed eliminata, consentendo di misurare con precisione la velocità del vento, grazie ad algoritmi di elaborazione dei dati. Si stima che la perdita di dati dovuta alle nubi basse sia inferiore all'1%, ma si prevede che vari a seconda del sito di misurazione [24].
- Infine, un lidar può registrare dati errati a causa di errori hardware e software, come per esempio: il rumore elettrico che interferisce con l'elaborazione del segnale, la scrittura non riuscita dei dati nella memoria, il guasto del tergicristallo finalizzato a mantenere pulita la lente del lidar.

4.6 Costi dei lidar

Nel momento in cui si decide di impiegare un lidar per condurre una campagna anemometrica risulta essere di fondamentale importanza la valutazione dei costi che devono essere affrontati. Essi possono essere ripartiti in:

- **Costi delle attrezzature:** un lidar terrestre costa in genere tra \$ 150.000 e \$ 250.000. Il prezzo di acquisto in genere include una garanzia di base, formazione e può includere l'installazione; il sistema di alimentazione ha un costo aggiuntivo che può variare tra \$ 5.000 e \$ 20.000.
- **Assistenza e manutenzione:** i contratti di garanzia estesa e manutenzione sono spesso venduti separatamente dall'unità lidar e si stima che costino circa \$ 10.000 - \$ 20.000 per un contratto da 1 a 2 anni.
- **Installazione e rilocalizzazione:** si stima che l'installazione o la ricollocazione, se non comprese nel prezzo di acquisto, costino tra \$ 2.000 e \$ 10.000, ma potrebbero essere di più a seconda della distanza di viaggio e della difficoltà di accesso al sito.
- **Raccolta e analisi dati:** i costi di monitoraggio e analisi dei dati variano a seconda della frequenza e della completezza dell'analisi. Si stima che per monitoraggio, analisi e reporting i costi siano compresi tra \$ 500 e \$ 2.000 al mese.

La maggior parte dei lidar vengono acquistati piuttosto che noleggiati. Tuttavia, il noleggio lidar è un'opzione fornita dai produttori lidar, dai consulenti di energia eolica e dai venditori di apparecchiature. Il costo del noleggio varia in genere tra \$ 8.000 e \$ 12.000 al mese [24].

Cost	Typical	Low	High
Lidar Unit	\$180,000	\$150,000	\$250,000
Power Supply	\$10,000	\$5,000	\$20,000
Service and Maintenance	\$20,000	\$10,000	\$40,000
Relocation, Installation	\$8,000	\$2,000	\$20,000
Data Collection, Analysis	\$800	\$500	\$2,000
Lidar Rental	\$10,000	\$6,000	\$12,000
Total Costs	\$225,000	\$175,000	\$350,000

Figura 4.9 Tabella rappresentante i costi che caratterizzano i lidar [24]

4.7 Lidar installato su navicella

Un sistema LIDAR (Light Detection and Ranging) montato su navicella è una tecnologia avanzata di telerilevamento progettata specificamente per il mercato dell'energia eolica con lo scopo di migliorare la cattura di potenza della turbina eolica e ridurre i carichi durante la vita di una turbina. Le applicazioni dei lidar montati su navicella includono:

- Test della curva di potenza. Attualmente, le misurazioni lidar non sono accettate per i test sulle prestazioni di potenza della turbina conformi alla Commissione elettrotecnica internazionale (IEC). Tuttavia, si prevede che l'uso del lidar sarà affrontato nelle future versioni dello standard IEC 61400-12 per i test sulle prestazioni di potenza della turbina eolica.
- Integrazione nel sistema di controllo della turbina eolica per il controllo dell'imbardata e del beccheggio per ridurre i carichi e catturare maggior potenza.

Il design e le capacità dei lidar montati su navicella sono attualmente molto simili ai lidar basati a terra. In alcuni casi, un lidar montato su navicella è un lidar basato a terra orientato orizzontalmente (piuttosto che verticalmente) con poche altre modifiche [24].

Si stanno osservando rapidi miglioramenti tecnici nel mercato dei LIDAR montati su navicella per migliorare la precisione e l'affidabilità del sistema. Misurazioni più accurate della direzione e della velocità del vento sono rese possibili dai progressi nella tecnologia laser, negli algoritmi di elaborazione del segnale e nelle metodologie di analisi dei dati [28].



Figura 4.10 Lidar installato sulla navicella di una turbina eolica [29]

Capitolo 5: Valutazione della risorsa eolica

La fase di acquisizione dei dati anemometrici rappresenta il punto di partenza per l'analisi della ventosità dell'area di interesse. Per ottenere misurazioni rappresentative, è fondamentale ridurre gli effetti di variabilità, in particolare quelli legati alla stagionalità dei fenomeni meteorologici. Pertanto, il campionamento dovrebbe coprire almeno un anno. Inoltre, la ventosità andrebbe registrata a intervalli di un'ora o di dieci minuti, frequenze ritenute dagli esperti sufficienti per evitare variazioni significative nella direzione e nella velocità del vento.

I dati relativi alle caratteristiche del vento per il sito di Sant'Agata di Puglia provengono da un sistema lidar, con rilevazioni effettuate nell'arco di undici mesi. A tal proposito, è utile specificare che è stato utilizzato il lidar Windcube v2.1, posizionato nel comune di Sant'Agata di Puglia (FG), a un'altitudine di 262 m s.l.m., con coordinate geografiche 45°58'50.9 N e 14°46'4 E.

5.1 Estrazione e filtraggio dei dati

La misurazione continua del lidar genera un grande volume di dati, il cui trasferimento può richiedere molto tempo e, in alcuni casi, superare la capacità di archiviazione integrata del computer. Si consiglia pertanto un trasferimento dati regolare e un programma di backup locale per scongiurare la perdita di dati [27].

I filtri dei dati possono essere applicati in più fasi durante l'elaborazione, per rimuovere i dati che sono errati o presentano troppa incertezza. In genere, il primo set di filtri viene applicato ai cosiddetti dati "grezzi". Durante il processo di filtraggio, si consiglia di conservare una copia invariata dei file di dati di misurazione originali, per garantire la tracciabilità e consentirne la rielaborazione [27].

5.2 Dati a disposizione

Il dispositivo Windcube v2.1 acquisisce e riporta, sottoforma di file “.STA”, vari parametri mediati su un lasso di tempo di 10 minuti, inerenti alla ventosità di un sito; i dati a nostra disposizione fanno riferimento alla campagna anemometrica che si estende dal 07/02/2024 al 07/01/2025.

È importante precisare che il lidar fornisce in output un singolo file “.STA” per ogni giorno della campagna anemometrica. Inizialmente ogni file “.STA” è stato convertito in un file “.csv” per poi realizzare un unico file contenente tutti i dati per facilitare l'analisi.

Una volta aver fatto ciò, aprendo il file in questione ci si trova davanti ad un'ampia mole di dati organizzati in diverse colonne:

- La prima colonna mostra la data e l'ora esatta in cui il dato è stato acquisito;

- Dalla seconda alla quinta colonna vengono mostrati i dati inerenti alla temperatura (interna ed esterna), pressione e umidità relativa;
- Dalla ottava alla diciottesima colonna vengono mostrati i dati inerenti alla prima altezza a cui misura lo strumento (40 metri), i dati, colonna per colonna, includono:
 - Valore della componente orizzontale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Deviazione standard della componente orizzontale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Valore minimo della componente orizzontale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Valore massimo della componente orizzontale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Direzione del vento mediata su 10 minuti (°);
 - Valore della componente verticale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Deviazione standard della componente verticale del vettore velocità del vento mediata su 10 minuti (m/s);
 - Valore del CNR (dB). L'espressione CNR è l'acronimo di "Carrier to Noise Ratio" e si tratta di una diagnosi del rapporto segnale/rumore, dove il termine "rumore" rappresenta i disturbi che possono alterare i dati.
 Il rapporto portante/rumore (CNR) è uno dei principali parametri che possono essere utilizzati per contrassegnare le misure di vento di un lidar come valide, affinché esse lo siano è necessario che il valore del CNR sia compreso tra -19 dB e +10 dB.
 - Soglia minima del CNR (dB) al di sotto della quale il dato viene rifiutato;

- Valore del Dopp Spect Broad (m/s);
- Disponibilità del dato del dato grezzo durante i 10 minuti precedenti (%).
- La diciannovesima colonna è vuota.
- Dalla ventesima colonna in poi vengono mostrati i dati inerenti alle altezze di misurazione successive che arrivano fino a 200 metri.

5.3 Analisi dei dati

L'analisi dei dati provenienti dalla campagna anemometrica è stata condotta attraverso l'impiego del software Matlab, al suo interno sono stati scritti diversi codici (script) attraverso i quali sono stati ottenuti:

- **Profilo verticale di velocità del vento:** Si vuole valutare la variazione della velocità del vento con l'altezza e ricavare il valore di rugosità del terreno al fine di verificare che esso corrisponda ai valori attesi per la zona.
- **Rosa dei venti e delle energie:** analizzare la distribuzione delle direzioni prevalenti del vento, fondamentale per orientare correttamente gli aerogeneratori.
- **Angolo di inflow:** L'angolo di inflow rappresenta l'angolo che il vettore velocità del vento forma con la direzione orizzontale vicino al rotore, la sua analisi è cruciale per determinare se sia necessario applicare un coefficiente di riduzione della potenza estraibile dal vento.
- **Analisi della turbolenza:** finalizzata a classificare il sito in accordo con la norma IEC 61400-1.

5.3.1 Effetto dell'altezza dal suolo: profilo di velocità

Una delle prime cose da valutare è come la natura del vento in quota sia influenzata dal suolo. Il vento, come tutti i fluidi in movimento su di una superficie solida, è soggetto ad attrito, lo spessore all'interno del quale si risente di quest'effetto si chiama strato limite ambientale (oppure Atmospheric Boundary Layer/ABL).

All'interno dello strato limite la velocità media cresce col crescere della quota fino ad arrivare ad una altezza di gradiente (δ), oltre il quale la velocità rimane costante. L'altezza di gradiente non è costante e dipende, in primo luogo, dalla velocità dell'aria e dal tipo di superficie terrestre su cui essa fluisce.

Per luoghi con piccole asperità, quali zone desertiche o superfici del mare, lo strato limite ambientale arriva ad altezze di circa 300 metri; per regioni a elevata rugosità, come zone fortemente urbanizzate, si arriva a valori di circa 1000 metri. Tali valori si riferiscono a condizioni di stabilità termica atmosferica, ovvero situazioni in cui sono assenti i gradienti termici verticali dell'aria [2].

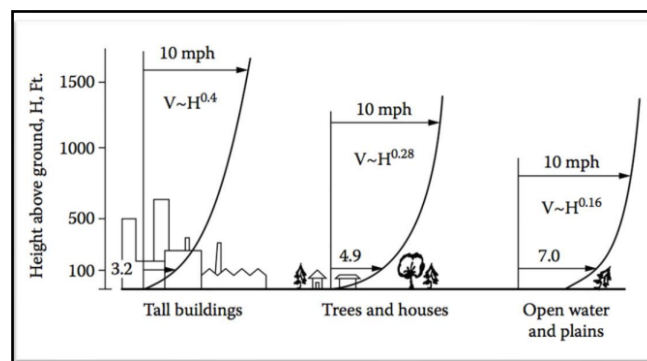


Figura 5.1 Variazione del profilo di velocità in base all'orografia del terreno [2]

L'andamento della velocità del vento con la quota è fortemente influenzato dalla forma del terreno e dagli ostacoli presenti (Figura 5.1): alberi, cespugli, erba, rocce, edifici, ecc. Più il terreno è pieno di ostacoli o scabroso, più lentamente il vento raggiunge il valore nullo di velocità e minore sarà la velocità all'altezza della macchina.

Le principali formule che descrivono l'andamento di velocità media in funzione della quota sono due: la legge esponenziale e la legge logaritmica. Tali leggi descrivono accuratamente l'andamento del profilo verticale della velocità media del vento fino a quote di 100-200 metri dal suolo (ovvero nella parte più bassa dell'ABL, denominata Atmospheric Surface Layer).

- **Legge esponenziale:** Storicamente la prima legge che ha descritto il profilo verticale di velocità è stata una legge esponenziale; questa è una legge empirica, che deriva da dati sperimentali e viene utilizzata in fase di progettazione degli aerogeneratori imponendo, generalmente $\alpha=0.2$.

$$U(z) = U(z_{rif}) \left(\frac{z}{z_{rif}} \right)^\alpha \quad (5.1)$$

- **Legge logaritmica:** La legge logaritmica ha basi teoriche (deriva dalla teoria dello strato limite completamente turbolento) e riesce a descrivere molto bene il profilo di velocità fino a quote di circa 100m dal suolo ed in alcuni casi, in presenza di venti con velocità superiori ai 20 m/s, la sua validità può essere estesa fino ai 300m di altezza [2].

$$U(z) = \frac{u^*}{k} * \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (5.2)$$

Dove:

- Il termine u^* corrisponde alla “velocità di attrito” che si ottiene da un’analisi degli sforzi per un profilo turbolento;
- Il termine k prende il nome di “costante di Prantl” ed è pari a 0.41;
- Il termine z rappresenta l’altezza di riferimento;
- Il termine z_0 rappresenta la rugosità superficiale che dipende dall’orografia attorno al sito.

La differenza delle due leggi è minima, con la legge esponenziale si ottiene una lieve sovrastima rispetto a quella logaritmica, quindi, viene generalmente adottata per il calcolo strutturale mentre la seconda viene adottata per la stima dell’energia prodotta [2].

Il profilo di velocità risulta essere influenzato anche da altri due importanti fattori: condizioni climatiche e direzione del vento. Non tenendo conto di questi due aspetti all’interno dei modelli utilizzati, non è possibile garantire l’esatta previsione.

Per questi motivi è opportuno assumere valori leggermente ridotti di velocità rispetto a quelli previsti dai modelli, che non possono essere utilizzati in zone con orografie molto complesse. Se si volessero ottenere risultati maggiormente attendibili sarebbe consigliato sfruttare modelli di calcolo numerico complessi che, sulla base di misurazioni anemometriche nelle zone interessate, della natura del suolo e dell’orografia permettono di simulare le caratteristiche del vento ad altezze diverse nei vari siti.

Si osservi che la conoscenza del profilo di velocità del vento è fondamentale anche per stabilire l’entità dell’asimmetria a cui è soggetta la pala nel ruotare passando da una velocità minima in basso ad una massima nella posizione superiore. Questa asimmetria genera delle forze sulle pale e sulla struttura, che causano a loro volta sollecitazioni a fatica, abbassando la resa energetica globale.

Risultati inerenti al sito in esame

La determinazione del profilo di velocità per il sito in esame è stata condotta attraverso uno script Matlab all'interno del quale è stata presa come riferimento la legge logaritmica descritta in precedenza. Nel codice, vengono seguiti i seguenti passi:

- **Importazione e preparazione dei dati:** I dati di velocità del vento vengono importati da un file CSV contenente le misurazioni della velocità del vento a diverse altezze.
- **Calcolo delle velocità medie:** Viene calcolata la velocità media del vento per ciascuna altezza disponibile, ignorando i valori non validi (NaN).
- **Regressione polinomiale:** Una regressione polinomiale di secondo grado viene applicata ai dati logaritmici delle altezze per approssimare il profilo della velocità del vento.
- **Calcolo della rugosità del terreno:** Il calcolo della lunghezza di rugosità avviene a partire dai coefficienti derivanti dalla regressione polinomiale, tale calcolo risulta necessario per verificare che esso corrisponde ai valori attesi per la zona (visibile in Figura 5.2).

Rugosità Calcolata Z_0 [m]	0.0025
--	---------------

Figura 5.2 Valore della rugosità calcolata

Il valore della rugosità calcolato può essere tranquillamente approssimato a 0.003; per verificare che esso corrisponda ai valori attesi per la zona lo abbiamo confrontato con il valore presente all'interno della tabella delle rugosità superficiali in Figura 5.3.

Orografia	Z_0
Superficie ghiacciata	0.00001 ÷ 0.0001
Sabbia e mare aperto senza onde	0.0001 ÷ 0.001
Superficie nevosa	0.001 ÷ 0.006
Erba falciata	0.001 ÷ 0.01
Terreno incolto	0.02 ÷ 0.03
Erba alta	0.04 ÷ 0.1
Foresta di pini	0.9 ÷ 1.0
Periferie urbane poco abitate	0.2 ÷ 0.4
Periferie urbane abitate	0.8 ÷ 1.2
Centri urbani	2.0 ÷ 3.0

Figura 5.3 Tabella delle rugosità superficiali [31]

Confrontando il valore approssimato ottenuto con i valori presenti all'interno della tabella si rientra nella condizione orografica di “erba falciata”, tale definizione rispecchia le condizioni del sito (visibili nel capitolo 2), dunque, è possibile ritenere attendibile il valore di rugosità ottenuto.

- **Visualizzazione dei risultati:** Si conclude l'analisi con la visualizzazione del profilo di velocità (Figura 5.4) inerente al sito in esame. I dati a nostra disposizione permettono costruire la variazione di velocità del vento in funzione dell'altezza a partire da una altitudine di 40m. A partire dall'immagine sottostante è possibile osservare che il profilo di velocità del vento è caratterizzato da una pendenza piuttosto ridotta; questo sta a significare che la rugosità del terreno ha un'influenza limitata sul profilo di velocità del vento e possiamo collocarci nella situazione di destra visibile nella figura 5.1.

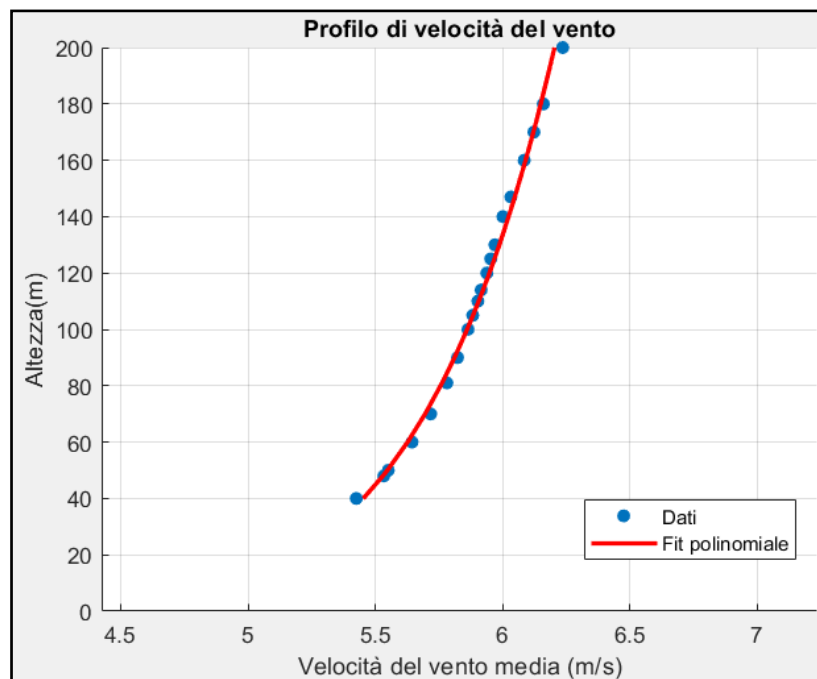


Figura 5.4 Profilo di velocità verticale del vento

5.3.2 Analisi della direzione del vento: rosa dei venti

La direzione del vento è un ulteriore parametro fondamentale per la valutazione del sito. Il caso ottimale è un sito con un'unica direzione preferenziale del flusso ventoso con altissima frequenza relativa, così che gli aerogeneratori non debbano effettuare eccessive regolazioni di angolo durante l'esercizio [31].

La rosa dei venti è un grafico circolare che mostra la distribuzione delle direzioni del vento per un determinato periodo. Ogni settore della rosa dei venti rappresenta una direzione cardinale o intercardinale (come Nord, Nord-Est, etc.), e la lunghezza del settore indica la frequenza con cui il vento proviene da quella direzione.

Per condurre un'analisi accurata si è scelto di suddividere le misure di velocità del vento e di direzione del vento in 12 settori circolari rappresentanti le 12 possibili direzioni del vento.

All'interno della Figura 5.5 viene mostrata una tabella, inerente all'altezza di 114m (molto vicina all'altezza di hub della turbina di 111.5m) all'interno della quale sono presenti 5 differenti colonne che contengono: il settore, il range angolare inerente al settore ($^{\circ}$), la frequenza assoluta dei dati, la frequenza relativa dei dati in percentuale e la velocità media del vento per ogni settore (m/s).

Settore	Range	Frequenza Assoluta	Frequenza Relativa	Velocità Media	Densità Potenza Media
	[$^{\circ}$]	[n]	[%]	[m/s]	[W/m ²]
N	{[348,7500]} {[11,2500]}	4869	10,23	4,92	153,24
NNE	{[11,2500]} {[33,7500]}	2265	4,76	3,43	53,94
NE	{[33,7500]} {[56,2500]}	1397	2,93	3,42	48,05
E	{[56,2500]} {[101,2500]}	1557	3,27	3,55	58,28
ESE	{[101,2500]} {[123,7500]}	730	1,53	3,79	112,62
SE	{[123,7500]} {[156,2500]}	1205	2,53	3,51	58,13
S	{[156,2500]} {[201,2500]}	2286	4,8	4,23	192
SSO	{[201,2500]} {[223,7500]}	5101	10,71	5,69	231,08
SO	{[223,7500]} {[246,2500]}	11691	24,55	8,12	567,97
O	{[246,2500]} {[281,2500]}	5132	10,78	6,41	337,26
ONO	{[281,2500]} {[303,7500]}	1098	2,31	2,76	41,34
NO	{[303,7500]} {[348,7500]}	10279	21,59	6,13	312,02

Figura 5.5 Tabella riassuntiva inerente ai settori angolari per altezza 114m

I dati riportati nella precedente figura possono essere visualizzati tramite una rosa dei venti (Figura 5.6) che mostra: le direzioni preferenziali da cui proviene il vento, la frequenza con la quale si verifica il vento in una determinata direzione e l'intensità che esso raggiunge.

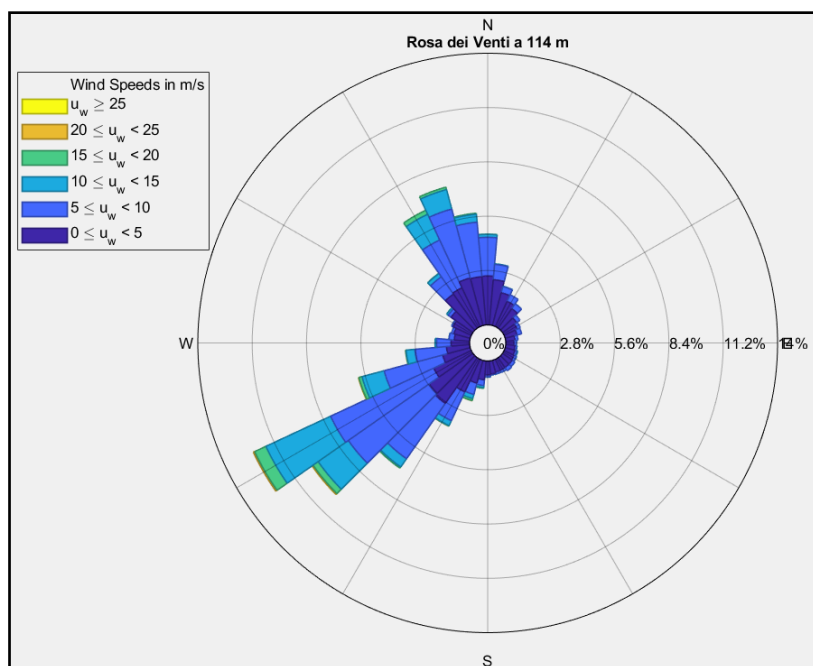


Figura 5.6 Rosa dei venti inerente all'altezza 114m

Analizzando i risultati ottenuti è possibile notare come, in prossimità dell'hub dell'aerogeneratore, le direzioni prevalenti del vento sono SO e NO con una frequenza relativa del 24.55% e 21.59%, si nota, inoltre, la presenza di una terza e una quarta direzione preferenziale (O e SSO) le cui frequenze relative percentuali sono rispettivamente 10.78% e 10.71%.

La frequenza del vento in una specifica area è un elemento rilevante da considerare per formulare le prime ipotesi sull'orientamento futuro degli aerogeneratori; tuttavia, da sola, non è sufficiente per trarre conclusioni definitive sul sito. Per questo motivo, l'analisi è stata approfondita attraverso la rappresentazione della rosa delle energie, al fine di individuare la direzione dalla quale è possibile ottenere la massima quantità di energia.

Rosa delle energie

Per completare l'analisi inerente alla direzione del vento si è deciso di calcolare e mostrare anche la rosa delle energie, ovvero una variante della rosa dei venti, che rappresenta la quantità di energia estratta dall'aerogeneratore in funzione della direzione del vento e della sua frequenza.

Per poter ottenere un grafico rappresentante la quantità di energia estratta dal vento nelle diverse direzioni è necessario seguire diversi passaggi:

- Per ogni settore angolare, gli stessi presenti in Figura 5.5, è necessario condurre un'analisi bin della velocità andando ad individuare diversi bin caratterizzati da uno spessore di 0.5 m/s.

Una volta aver fatto ciò, all'interno di ogni bin è necessario calcolare il valore medio della velocità.

- Successivamente si procede con il calcolo della potenza estraibile all'interno di ogni bin mediante la formula analitica della densità di potenza.

La densità di potenza del vento è una misura dell'energia che il vento può trasferire a un sistema di generazione (ad esempio, una turbina eolica) ed è calcolata in questo modo:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.3)$$

dove:

- ρ è la densità dell'aria (tipicamente 1.225 kg/m^3),
 - A è l'area del rotore,
 - v è la velocità del vento.
- A seguire, sapendo che il passo temporale di acquisizione dei dati è pari a 10 minuti, è possibile calcolare il tempo durante il quale ogni campione si manifesta all'interno dei diversi bin. Il risultato ottenuto verrà poi convertito in ore.
- A questo punto per ottenere l'energia estratta all'interno di ogni bin è sufficiente moltiplicare la densità di potenza, calcolata in precedenza, per il tempo associato ad ogni bin.
- Infine, sommando tutte le energie di ogni bin è possibile ottenere l'energia totale estratta in ogni direzione del vento come visibile in Figura 5.7.

Settore	Energia Totale
	[kWh/m ²]
N	124,2
NNE	20,3
NE	11,2
E	15,1
ESE	13,7
SE	11,6
S	73,1
SSO	196,3
SO	1103,8
O	288,3
ONO	75,5
NO	534,2

Figura 5.7 Energia totale estratta per ogni settore di direzione del vento

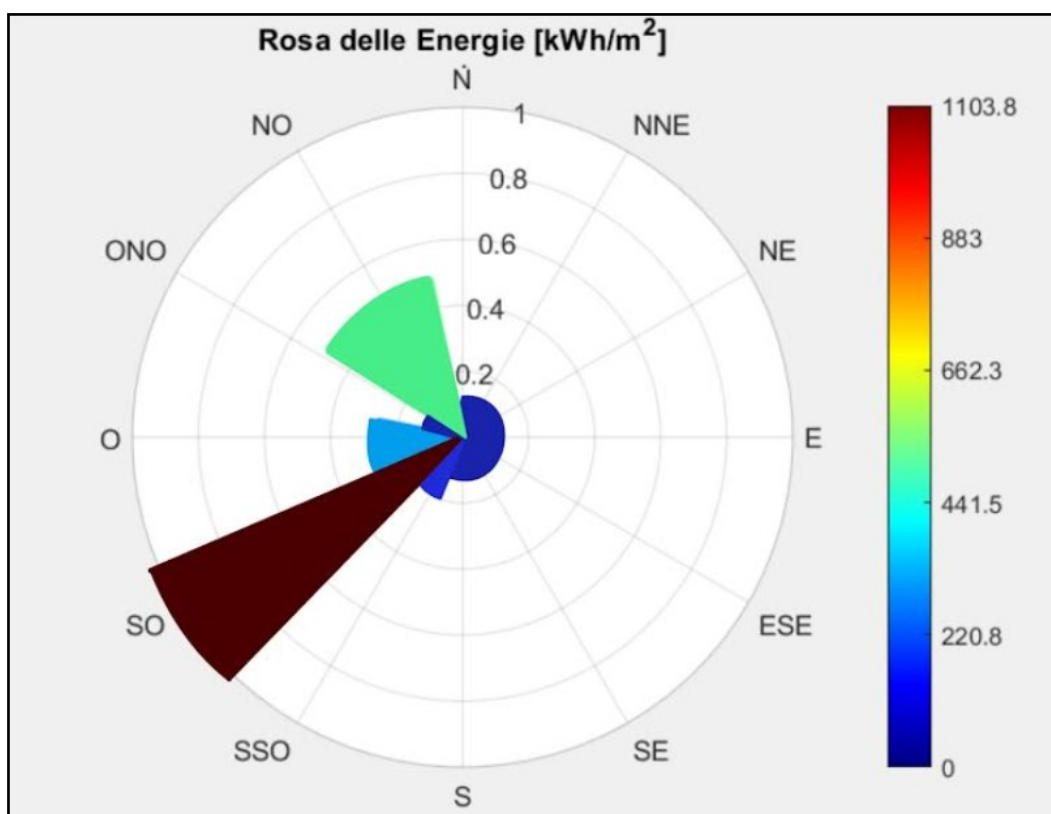


Figura 5.8 Rappresentazione su un grafico polare dell'energia estratta in ogni direzione del vento

La rosa delle energie riportata nella figura 5.8 e la tabella in figura 5.7 confermano i risultati emersi dall'analisi della rosa dei venti. Il grafico evidenzia che la maggiore quantità di energia specifica viene generata quando il vento proviene da SO, mentre solo la metà di tale energia viene prodotta con vento da NO. Questi dati indicano che l'orientamento ottimale per gli aerogeneratori è in direzione SO.

5.3.4 Analisi della direzione del vento: angolo di inflow

L'angolo di inflow, positivo o negativo che sia, può essere definito come l'angolo rispetto al piano orizzontale con cui il flusso medio del vento entra nel rotore.

Gli aerogeneratori sono certificati per angoli di afflusso solitamente compresi entro $\pm 8^\circ$, come richiesto dalla norma IEC 61400-1 [32]. È fondamentale che la collocazione degli aerogeneratori sia conforme a questo requisito per garantire che essi siano soggetti a un'usura ragionevole durante la loro vita utile prevista (20-25 anni).

Gli angoli di afflusso possono essere misurati in loco con anemometri sonici; tali misurazioni sono limitate alle posizioni dei pali su cui sono installati gli anemometri e possono esistere differenze significative tra l'angolo di inflow nella posizione dei sensori e l'angolo di inflow nelle posizioni delle turbine [32]. Gli attuali modelli di fluidodinamica computazionale (CFD) consentono di prevedere gli angoli di afflusso nelle posizioni scelte per le turbine all'interno di un parco eolico, sulla base dei dati del vento e delle informazioni sul terreno.

Un buon livello di previsione sembra essere ottenibile in terreni complessi senza vegetazione fitta, ma le previsioni diventano inaffidabili quando sul sito o nelle vicinanze sono presenti foreste, in quanto l'effetto di tale vegetazione sul flusso del vento è più difficile da modellare.

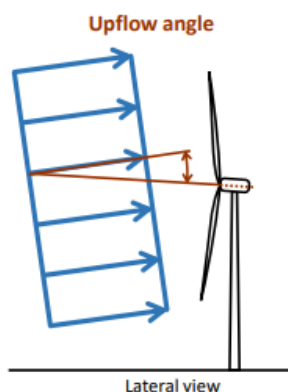


Figura 5.9 Esempio di flusso ventoso inclinato rispetto all'asse della turbina [33]

La conoscenza dell'angolo di inflow risulta essere fondamentale per la progettazione di un parco eolico visto che l'inclinazione del flusso comporta una riduzione del vento che attraversa l'area del rotore con conseguente riduzione della potenza prodotta dall'aerogeneratore.

L'analisi in questione è stata condotta con lo scopo di valutare il valore assunto dall'angolo di inflow alle diverse altezze, come scritto in precedenza le turbine eoliche sono progettate per lavorare con

angoli di inflow compresi tra $\pm 8^\circ$. Se l'angolo assume valori esterni a questo range è necessario introdurre un fattore di riduzione della potenza.

Risultati inerenti al sito in esame

L'analisi dell'angolo di inflow è stata condotta attraverso uno script in Matlab nel quale vengono eseguiti i seguenti passaggi:

- **Lettura del dataset:** Il codice inizia caricando il file CSV che contiene i dati di velocità e direzione del vento a diverse altezze.
- **Scomposizione della velocità orizzontale del vento nelle sue componenti u e v:** A partire dai dati inerenti alla velocità orizzontale del vento e la sua direzione vengono calcolate le componenti u e v della velocità del vento per ogni altezza e per ogni fascia oraria mediante le seguenti formule:

$$u = WindSpeed * \cos(WindDirection) \quad (5.4)$$

$$v = WindSpeed * \sin(WindDirection)$$

Successivamente le nuove colonne sono state aggiunte al dataset iniziale per facilitare l'analisi dei dati.

- **Calcolo dell'angolo di inflow:** Il codice in questione filtra i dati del vento in base a specifici intervalli di direzione del vento, in accordo con la rosa dei venti calcolata in precedenza, al fine di calcolare l'angolo di inflow a partire dalla seguente espressione:

$$Inflow\ Angle = atan2\left(w, \sqrt{(u^2 + v^2)}\right) \quad (5.5)$$

- **Visualizzazione dei risultati:** A conclusione dell'analisi in questione vengono creati degli istogrammi, per le diverse altezze, che mostrano la distribuzione di probabilità degli angoli di inflow.

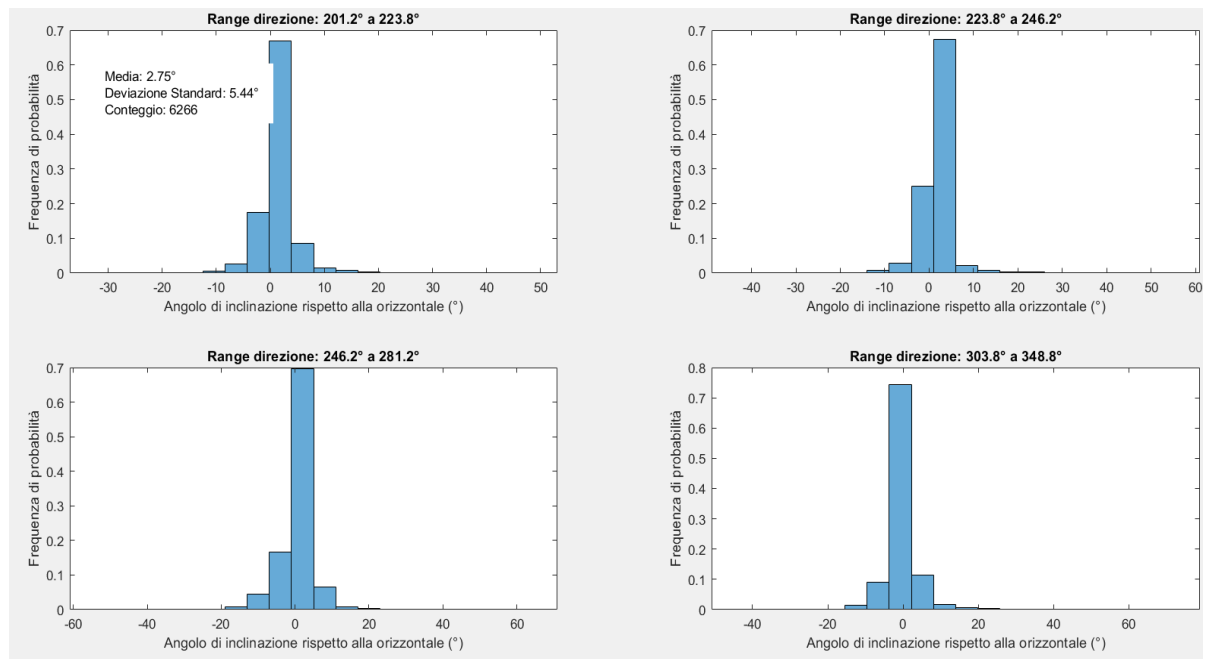


Figura 5.10 Angolo di inflow a 114 m e lungo quattro direzioni preferenziali (SSO, SO, O, NO)

Analizzando la figura sovrastante si nota come, all'altezza dell'hub dell'aerogeneratore, la distribuzione di probabilità dell'angolo di inflow differisce, seppur non in maniera significativa lungo i tre range di direzioni.

Sommariamente è possibile concludere che la più alta distribuzione di probabilità dell'angolo di inflow riguarda l'intervallo $\pm 10^\circ$, questo range di valori inerenti all'angolo di inflow risulta essere accettabile nonostante non rientri nel range $\pm 8^\circ$.

Gli angoli di inflow che rientrano in questo intervallo andranno sicuramente ad influenzare la produzione energetica annuale (AEP) degli aerogeneratori, è anche vero che sperimentalmente si è dimostrato che in condizioni di questo tipo l'AEP subisce variazioni massime del 10% in condizioni di turbolenza al 15%, che è un valore complessivamente accettabile [34].

Per concludere l'analisi inerente all'angolo di inflow, in Figura 5.11 viene mostrato l'andamento del valore medio dell'angolo di inflow al variare delle diverse altezze.

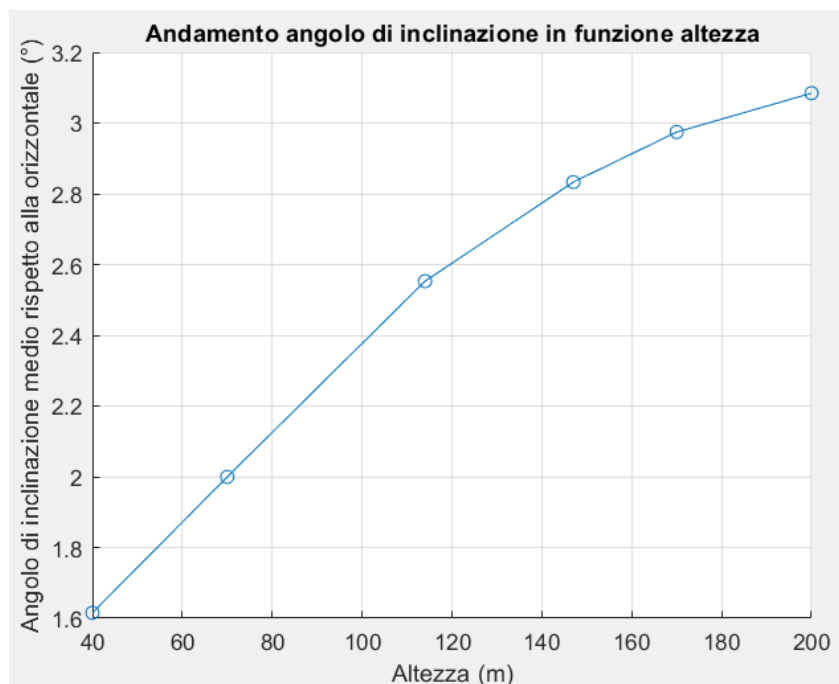


Figura 5.11 Variazione del valore medio dell'angolo di inflow lungo le direzioni di interesse (SSO, SO, O, NO) con l'altezza

5.3.5 Analisi della turbolenza

La parola "turbolenza" si riferisce alle fluttuazioni nella velocità del vento su una scala di tempo relativamente breve, tipicamente di 10 minuti o meno.

Per comprendere meglio i fenomeni atmosferici di turbolenza è possibile rappresentare l'andamento dello spettro della velocità del vento in funzione delle frequenze caratteristiche. Nel grafico rappresentato in Figura 5.12 è possibile notare come le ordinate rappresentino la densità spettrale della velocità del vento (PSD), ovvero la porzione di energia associata ai vortici di determinata grandezza e determinato periodo temporale (frequenza); mentre le ascisse rappresentano i periodi temporali e, quindi, le frequenze di variazione della velocità del vento [2].

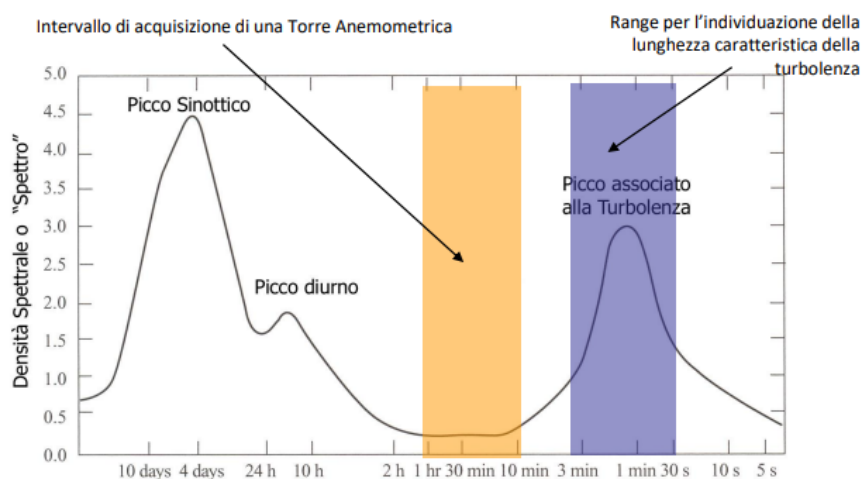


Figura 5.12 Densità spettrale di turbolenza in funzione del tempo [2]

Analizzando la figura si nota come siano presenti due differenti picchi di densità separati da una zona, caratterizzata da un basso contenuto energetico, che comprende il range temporale 10 min-1h.

Questo spiega perché i dati acquisiti dagli anemometri o dai lidar vengano mediati su 10 minuti oppure su 1 ora, per limitare al massimo i disturbi che andrebbero ad alterare l'affidabilità dei dati acquisiti.

La turbolenza atmosferica, contrariamente a quanto accade per la velocità, aumenta all'avvicinarsi del suolo. L'incremento del suo valore è legato alla rugosità del terreno sottostante che determina la dimensione media dei vortici ed il loro stiramento [31].

Una zona desertica o uno specchio d'acqua inducono nel flusso una turbolenza decisamente minore rispetto a quella di un'area suburbana; da un punto di vista eolico questo significa sottoporre la macchina ad una serie di sollecitazioni periodiche che ne condizionano il funzionamento, la resa energetica e la vita utile, specialmente per quel che riguarda le pale.

Per far lavorare le pale e la turbina in condizioni ottimali si valuta la turbolenza ad una velocità del vento di 15 m/s e ciò lo si fa a partire dalla distribuzione di velocità. Ciò che si fa è ricostruire la distribuzione di velocità e suddividerla in bin, calcolare la deviazione standard, rapportarla alla velocità per calcolare la turbolenza e in questo modo è possibile ottenere la turbolenza a 15m/s.

Risultati inerenti al sito in esame

L'analisi di turbolenza inerente al sito in esame si è concentrata sul parametro denominato "intensità di turbolenza" (TI). L'intensità di turbolenza è il parametro più semplice da prendere in considerazione durante un'analisi di turbolenza, esso può essere definito come il rapporto tra la deviazione standard della velocità del vento inerente ad un passo temporale e la velocità media del vento nello stesso passo temporale.

$$TI = \frac{\sigma_i}{U_i} \quad (5.6)$$

Dove σ_i è la deviazione standard della velocità del vento nel passo di tempo i-esimo e la U_i è la media della velocità del vento.

Per giungere al calcolo dell'intensità di turbolenza è stata prima condotta un'analisi bin, ovvero un approccio statistico che divide i dati in intervalli discreti (chiamati "bin") per facilitare la loro analisi e visualizzazione. Nel caso in questione l'utilizzo dei bin di velocità del vento permette di esaminare la distribuzione e le caratteristiche della velocità del vento e della sua deviazione standard in modo più dettagliato.

In primo luogo, è stata settata la larghezza del bin pari a 0.5 m/s, questo significa che i dati inerenti alla velocità del vento e alla deviazione standard saranno suddivisi in intervalli di 0.5 m/s. A seguire sono stati definiti i confini dei bin per poi procedere al calcolo del numero complessivo di bin.

Successivamente i dati inerenti alla velocità del vento e alla deviazione standard sono stati assegnati ai bin corrispondenti utilizzando i confini definiti, in Figura 5.13 è possibile visualizzare i risultati ottenuti dall'analisi bin inerente all'altezza 114m.

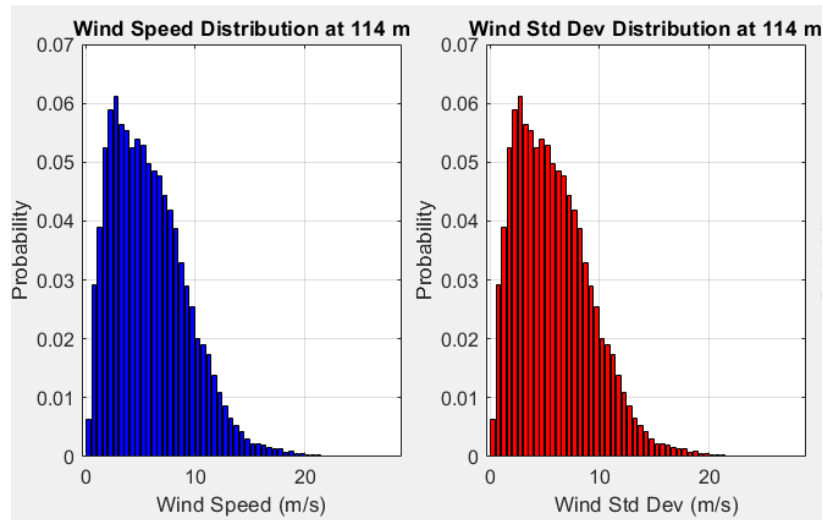


Figura 5.13 Risultati analisi bin per altezza 114m

Per ogni bin individuato, per tutte le altezze su cui è stata condotta l'analisi, sono state calcolate la media della velocità del vento e la deviazione standard. Una volta aver fatto ciò è stato possibile, per ogni singolo bin, calcolare il valore medio dell'indice di turbolenza a partire dalla formula precedentemente descritta.

Dopo aver calcolato il valore medio dell'indice di turbolenza si è passati al calcolo del 90° percentile del TI a partire dalla seguente formula:

$$I_{90} = I_{mean} + 1.28I_{SD} \quad (5.7)$$

Dove I_{mean} rappresenta il valore medio dell'intensità di turbolenza in ogni bin e I_{SD} la deviazione standard della turbolenza in ogni bin.

Il 90° percentile dell'Intensità di Turbolenza (TI) è una misura statistica che indica il valore al di sotto del quale si trova il 90% dei dati e al di sopra del quale si trova il restante 10%. Questo valore fornisce una misura della turbolenza più alta che si verifica frequentemente, escludendo i valori estremamente elevati.

Una volta aver calcolato entrambi i parametri per tutti i bin di tutte le altezze, si è proseguito con la rappresentazione dei risultati. In Figura 5.14 e Figura 5.15 è possibile visualizzare l'andamento dei due parametri al variare della velocità per le diverse altezze considerate.

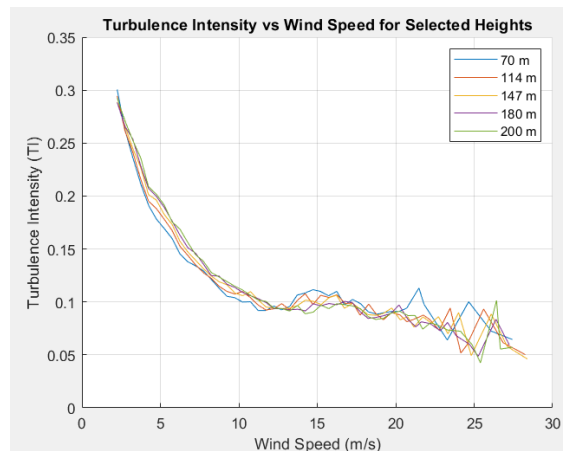


Figura 5.14 Andamento TI al variare della velocità per diverse altezze

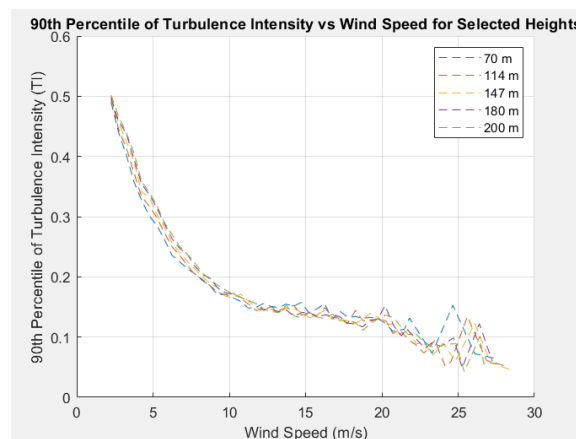


Figura 5.15 Andamento del 90° percentile del TI al variare della velocità per diverse altezze

Un basso TI è auspicabile quando si considerano i carichi di fatica di una turbina eolica, poiché la turbolenza causa l'usura delle pale del rotore. Per quanto riguarda le prestazioni di potenza, non si può dire con certezza che la turbolenza aumenti o diminuisca in modo specifico la produzione.

A questo punto, il passo successivo dell'analisi è stato quello di andare a calcolare l'indice di turbolenza medio e il 90° percentile per il bin che contiene la velocità 15 m/s inerente all'altezza di hub (in questo caso 114m). Ottenuti i due valori (visibili nella Figura 5.16) li si confronta con la tabella rappresentata nella Figura 5.17.

TI medio a 15 m/s a 114 m di altezza	0.098	9.80%
90 percentile del TI medio a 15 m/s a 114 m di altezza	0.136	13.60%

Figura 5.16 Valori di TI e 90° percentile a 114m per il bin 15 m/s

5.3.5 Classificazione del sito in esame

A questo punto, il passo successivo dell'analisi è stato quello di andare a classificare il sito in esame. La prima classificazione la possiamo fare in accordo con le direttive emanate dal NREL, ente americano dedicato alla ricerca e allo sviluppo sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica. L'ente in questione ha stipulato una classificazione della ventosità dei siti, basato sulle densità di potenza e le velocità del vento alle quote di 30 m e 50 m dal livello del suolo.

		30 m		50 m	
Wind power class	Wind resource category	Wind power density $[W/m^2]$	Wind speed $[m/s]$	Wind power density $[W/m^2]$	Wind speed $[m/s]$
1	Poor	≤ 160	≤ 5.1	≤ 200	≤ 5.6
2	Marginal	≤ 240	≤ 5.9	≤ 300	≤ 6.4
3	Fair	≤ 320	≤ 6.5	≤ 400	≤ 7.0
4	Good	≤ 400	≤ 7.0	≤ 500	≤ 7.5
5	Excellent	≤ 480	≤ 7.4	≤ 600	≤ 8.0
6	Outstanding	≤ 640	≤ 8.2	≤ 800	≤ 8.8
7	Superb	≤ 1600	≤ 11.0	≤ 2000	≤ 26.6

Figura 5.17 Valutazione sito eolico in accordo con il NREL

Considerando i dati rilevati dal Lidar a un'altezza di 48 m, si osserva che la densità di potenza media disponibile è inferiore a $300 W/m^2$ (per la precisione $240 W/m^2$) e la velocità media del vento è inferiore a $5,6 m/s$. Questi valori indicano che la risorsa eolica che caratterizza il sito la si può collocare tra la categoria “poor” e “marginal”. Tutta via, la classificazione secondo il NREL non è sufficiente per trarre conclusioni definitive sul sito, anche perché le altezze di riferimento considerate sono significativamente inferiori a quelle operative degli aerogeneratori. Per questo motivo, si è scelto di valutare il sito anche secondo la norma IEC 61400-1.

Wind Turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	$[m/s]$	50	42.5	37.5	Values to be
A	$I_{ref} [-]$		0.16		specified
B	$I_{ref} [-]$		0.14		by the
C	$I_{ref} [-]$		0.12		designer

Figura 5.18 Tabella presente all'interno della normativa IEC61400-1

Una volta calcolata la velocità media e la turbolenza dell'area di interesse, è possibile classificare il sito, in accordo con la norma IEC 61400-1, a partire dai parametri V_{ref} e I_{ref} sono calcolati all'altezza del mozzo della macchina eolica (Hub).

La velocità di riferimento deriva da una media su base 10 minuti e può essere messa in relazione con la velocità media attraverso la seguente espressione analitica:

$$\frac{V_{media}}{V_{ref}} = 0,2 \quad (5.8)$$

Le classi A, B e C definiscono categorie di alta, media e bassa turbolenza. Il valore di intensità di riferimento della turbolenza (I_{ref}) è quello atteso al mozzo della macchina per un vento di 15 m/s.

Prendendo in considerazione i risultati provenienti da Matlab sia riguardanti la velocità di riferimento del vento, inferiore a 37,5 m/s, che i valori di turbolenza; il sito è stato, inizialmente, classificato come IIIC. Analizzando successivamente i dati storici del vento che caratterizzano la regione Puglia, è emerso che il sito in questione può essere soggetto a raffiche di vento che possono superare i 42.5 m/s. Per questo motivo, si è deciso di classificare il sito come di classe IIC.

Con l'analisi di turbolenza si può ritenere chiusa la valutazione della risorsa eolica nel sito di Sant'Agata di Puglia. Mediante le analisi precedenti è possibile considerare il sito in questione, grazie alle sue caratteristiche, come favorevole per l'installazione di un parco eolico e la conseguente produzione di energia elettrica da una risorsa pulita e rinnovabile.

Capitolo 6: Le turbine eoliche

L'energia eolica è una fonte di energia rinnovabile, molto diffusa e disponibile sotto forma meccanica che può essere trasformata, con un buon rendimento, in elettricità. Le macchine in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione sono chiamati *aerogeneratori*, più comunemente dette *turbine eoliche*.

6.1 Evoluzione delle turbine eoliche nel corso della storia

L'uomo ha imparato a sfruttare l'energia eolica sin dai tempi più antichi. Sin dal 1700 A.C. lo sfruttamento del vento ha permesso all'uomo di convertire l'energia cinetica del vento in energia meccanica in modo tale da soddisfare diverse necessità.

L'infrastruttura di riferimento è il mulino a vento. Da fonti storiche sembrerebbe che il primo reperto archeologico di mulino a vento è stato identificato in Mesopotamia (Iran-Iraq), l'intenzione era quella di sfruttare il vento per l'irrigazione dei campi mediante generatori ad asse verticale, caratterizzati da deflettori mobili.



Figura 6.1 Primo reperto archeologico di mulino a vento [4]

Con il passare degli anni questa soluzione si diffuse sempre di più, storicamente è dimostrabile che anche in epoca persiana e in epoca cinese vennero introdotti sistemi eolici per la macinatura del mais e del grano, il pompaggio dell'acqua e il raffreddamento delle case.

Le prime informazioni di mulini a vento in Europa risalgono al 1200. Queste configurazioni differivano da quelle citate in precedenza poiché caratterizzate da un asse orizzontale, la struttura si sviluppava attorno ad un singolo albero centrale che consentiva la rotazione di tutto l'insieme. Per garantire l'allineamento alla direzione del vento il mugnaio si occupava di girare la struttura mediante una lunga asta di comando.

Con il passare degli anni i mulini a vento si sono evoluti sempre di più. Una prima grande novità fu lo svincolo della girante dal corpo principale per consentire l'allineamento al vento grazie alla presenza di una seconda girante di dimensioni minori.



Figura 6.2 Mulino a vento con girante svincolata dal corpo principale [4]

La prima turbina eolica utilizzata per la produzione di energia elettrica fu progettata a Glasgow, nel 1887, dal professore James Blyth. Consisteva in un generatore eolico ad asse verticale caratterizzato da un diametro di 17 metri le cui pale erano superfici concave funzionanti a resistenza.

Nell'anno successivo, 1888, in Ohio si realizzò il primo tentativo di produrre energia elettrica su larga scala mediante una turbina eolica ad asse orizzontale, più efficiente rispetto ad una ad asse verticale, con un rotore di 17 metri di diametro ed un hub posto a 18 metri di altezza.

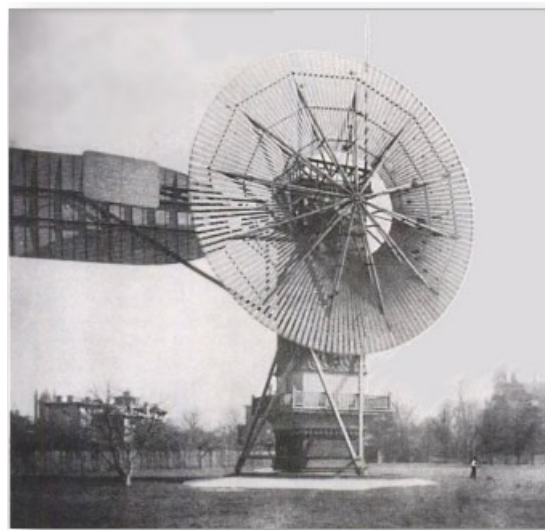


Figura 6.3 Turbina eolica finalizzata alla produzione in larga scala [4]

Nel 1941 Smith-Putman realizzò la prima turbina eolica multi-megawatt al mondo. La sua potenza nominale era di 1.25 MW, era ad asse orizzontale, aveva due pale, un diametro di 54 m, un'altezza di 37 m e un rotore di tipo downwind.



Figura 6.4 Prima turbina eolica multi-megawatt (1941) [4]

Nei venticinque anni che vanno dal 1945 al 1970, la ricerca nella crescita delle turbine eoliche è avvenuta principalmente in Europa occidentale ad un ritmo particolarmente elevato.

Prima della Seconda guerra mondiale lo sviluppo delle turbine eoliche in Europa si sviluppò principalmente in Danimarca sotto la direzione di Poul LaCour (soprannominato da molti “L’Edison danese”) e il suo collaboratore Johannes Juul.

Con lo scoppio della Seconda guerra mondiale la F.L.S. (F. L. Smidth Company) sviluppò una serie di turbine da 45 kW di potenza e si registrò una produzione di 4 milioni di chilowattora all’anno durante questo periodo.

Inizialmente i rotori delle turbine erano caratterizzate da solo due pale, ma la F.L.S. scelse di passare alla configurazione a tre pale in modo tale da ridurre le problematiche legate alle vibrazioni e alle sollecitazioni.

Con la fine della Seconda guerra mondiale, e gli aiuti provenienti dal Piano Marshall, si registrò un ulteriore sviluppo dell’energia eolica in Danimarca con l’installazione nel 1957 di una turbina eolica da 200 kW di potenza e 24 metri di diametro.

Nel corso degli stessi anni anche in Francia si registrarono numerosi passi avanti nello sviluppo dell’energia eolica. In Francia tra il 1958 e il 1964 furono realizzate e testate tre turbine ad asse orizzontale: la prima turbina caratterizzata da una potenza di 800 kW e 30 metri di diametro, la seconda turbina caratterizzata da 132 kW di potenza e 21 metri di diametro, la terza turbina caratterizzata da 1.1 MW di potenza nominale e 35 metri di diametro [6].



Figura 6.5 Turbina Neyrpic francese da 1.1-MW e 35-m [6]

A partire dagli anni Novanta lo sviluppo del settore eolico si spostò definitivamente in Europa e si svilupparono le turbine eoliche di larga scala. Durante questi anni, grazie ad un costante miglioramento dei metodi di progettazione aerodinamica e strutturale, dei nuovi materiali e dell'evoluzione dell'ingegneria meccanica ed elettrica, nacquero turbine eoliche caratterizzate da potenze nominali e diametri maggiori.

Le prestazioni delle moderne turbine eoliche sono migliorate notevolmente durante gli ultimi 20 anni. I rotori attuali sono in grado di catturare circa l'80% dell'energia teoricamente estraibile dal vento grazie alla progettazione e alla realizzazione di profili aerodinamici personalizzati per le turbine.

È ormai consuetudine per i produttori di turbine eoliche avere particolari profili aerodinamici per ogni singolo progetto di turbina eolica con il fine di ottimizzare l'efficienza aerodinamica alle basse velocità del vento e limitare i carichi aerodinamici in caso di vento forte. Sebbene i metodi di progettazione dei rotori siano migliorati in modo significativo, c'è ancora molto margine di miglioramento.

6.2 Classificazione delle turbine eoliche

Dopo essersi soffermati sullo sviluppo delle turbine eoliche nel corso della storia, è opportuno soffermare l'attenzione sulla classificazione delle stesse.

6.2.1 Classificazione in base alla taglia

La potenza in uscita delle turbine eoliche può andare dai pochi Watt di una turbina microeolica a diversi Megawatt di una grande turbina. La classificazione delle turbine eoliche in base alla potenza risulta essere strettamente legata al diametro che caratterizza la turbina in quanto la potenza in uscita dipende dal quadrato del raggio dell'area spazzata dal rotore. I generatori eolici possono essere suddivisi in tre classi:

- **Generatori micro:** Questa particolare tipologia di generatori è caratterizzata da potenze nominali inferiori a 1 kW, diametri al di sotto di 1.8 m e non sono gestiti da alcuna norma.
- **Generatori mini:** I generatori mini sono una particolare tipologia di generatori eolici caratterizzata da potenze nominali inferiori ai 100 kW, diametri al di sotto dei 16 m e gestita dalla normativa IEC 61400-2.
- **Generatori maxi:** Questa terza tipologia di generatori eolici è caratterizzata da potenze nominali superiori ai 100 kW, diametri superiori a 16m e gestita dalla normativa IEC 61400-1 per onshore e 61400-2 per off-shore [4].

6.2.2 Classificazione in base all'azione aerodinamica

Gli aerogeneratori possono basare il loro principio di funzionamento sia sulla resistenza aerodinamica che sulla portanza aerodinamica.

L'azione aerodinamica di resistenza è tipica delle turbine eoliche ad asse verticale. L'azione di resistenza è sostanzialmente associata ad una forza di resistenza (D) generata dalla nascita di un gradiente di pressione nel momento in cui un corpo viene investito da un flusso; in un caso di questo tipo si verifica una condizione di sovrappressione alla sinistra del corpo e una condizione di depressione alla destra del corpo.

Tale principio di funzionamento risulta essere poco efficiente perché all'aumentare della velocità di rotazione la velocità relativa del vento diminuisce.

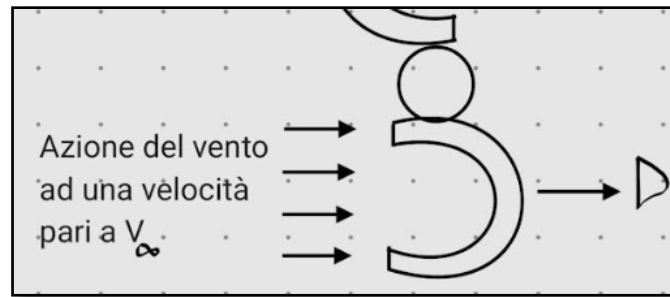


Figura 6.7 Esempio dell'azione aerodinamica di resistenza su un anemometro a coppetta

Il secondo principio di funzionamento è basato sulla portanza aerodinamica. L'azione di portanza è legata alla nascita di una forza verso l'alto che si genera nel momento in cui un corpo asimmetrico viene investito da un flusso.

Presa in considerazione una pala eolica, si verifica una differenza di pressione tra la superficie inferiore e la superficie superiore del profilo alare che porta alla nascita della forza verticale citata in precedenza (L); se si combina con la forza di resistenza (D) si verifica la nascita di una forza risultante (R) che permette la rotazione della pala. Solitamente questa è la soluzione maggiormente impiegata in quanto permette di sfruttare un'area rotorica maggiore e garantisce un aumento di potenza estratta.

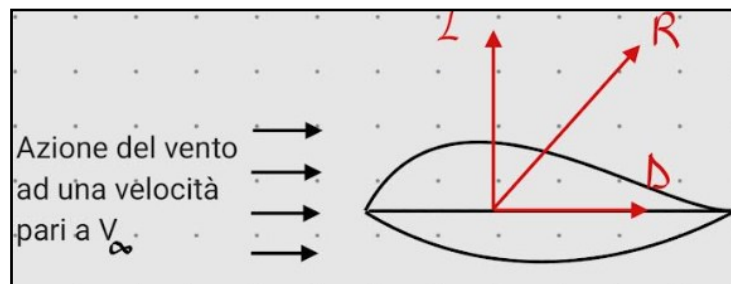


Figura 6.8 Esempio dell'azione aerodinamica di portanza sul profilo di una pala

6.2.3 Classificazione in base all'orientamento dell'asse

La classificazione in relazione all'orientamento dell'asse di rotazione prescinde dal fatto che l'aerogeneratore lavori a portanza o a resistenza, è possibile individuare due diverse tipologie di turbine: turbine ad asse verticale e turbine ad asse orizzontale [4].

I generatori ad asse verticale (vertical axis wind turbine, VAWT) sono caratterizzati da un asse di rotazione perpendicolare al terreno, ciò comporta che il coefficiente di potenza (c_p) non è molto elevato e per tale motivo sono finalizzati ad applicazioni piccole.

Questa tipologia di turbine presenta sia aspetti positivi che aspetti negativi. Per quanto riguarda i primi troviamo la poca sensibilità nei confronti della direzione del vento, questo significa che non

richiedono meccanismi di imbardata per orientarsi nella direzione del vento e sono dunque caratterizzati da una struttura semplice.

D'altro canto, sono caratterizzate da una efficienza più bassa rispetto alle turbine ad asse orizzontale, richiedono una coppia di avviamento esterna poiché non sono in grado di auto-avviarsi, presentano problemi di stabilità strutturale ed è più complesso controllare la velocità del rotore [5].



Figura 6.9 Esempio di aerogeneratore ad asse verticale [10]

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale (horizontal axis wind turbine, HAWT) sono caratterizzati da un asse di rotazione posto parallelamente al terreno. Essi sono caratterizzati da una elevata efficienza, sono in grado di auto-avviarsi e hanno una stabilità strutturale accettabile. D'altro canto, essendo il loro funzionamento vincolato alla direzione del vento, richiedono un sistema di imbardata per allinearsi ad esso.



Figura 6.10 Generatori eolici ad asse orizzontale [11]

Generalmente le turbine ad asse orizzontale hanno prestazioni migliori rispetto alle turbine ad asse verticale, analiticamente è dimostrabile che il coefficiente di potenza delle turbine eoliche ad asse orizzontale è 2.7 volte il coefficiente di potenza delle turbine eoliche ad asse verticale.

Questo spiega il perché gli aerogeneratori ad asse orizzontale dominano il mercato delle grandi turbine e quelli ad asse verticale sono finalizzati alle applicazioni di bassa potenza.

6.2.4 Classificazione in base al piano rotorico

I generatori eolici possono essere classificati a partire dalla posizione relativa tra rotore e vento incidente, possiamo individuare due differenti configurazioni: upwind (Figura 4.12) e downwind.

La soluzione maggiormente utilizzata è quella di tipo “upwind”, in cui il piano rotorico si trova a monte della navicella e quindi viene investito prima dal flusso d’aria [4]. Le caratteristiche principali di questa configurazione sono le seguenti:

- Necessità di un sistema di orientamento attivo;
- Coppia costante durante la rotazione;
- Se il rotore viene opportunamente controllato non si verificano sforzi aggiuntivi sulle pale.

La soluzione “downwind” presenta invece il piano rotorico a valle della navicella; questa posizione, che comporta un aumento della turbolenza del flusso poiché la navicella funge da disturbo per quest’ultimo, ha il vantaggio di essere auto-allineante rispetto alla direzione del vento. Le caratteristiche principali di questa configurazione sono le seguenti:

- Presenza di sforzi aggiuntivi sulle pale a causa di un orientamento non controllato della macchina;
- Nascita di una scia che comporta la fluttuazione della coppia e della potenza [5].

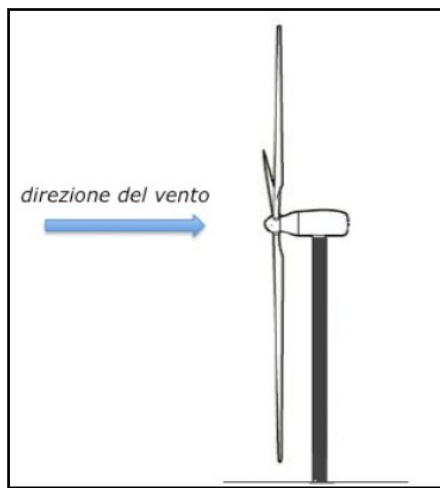


Figura 6.11 Esempio di turbina eolica upwind

6.2.5 Classificazione in base alla solidità

Le turbine ad asse orizzontale possono essere classificate a partire da un parametro molto importante, che prende il nome di solidità, strettamente legato al numero delle pale della turbina.

La solidità di una turbina eolica può essere definita come il rapporto fra la proiezione frontale dell'area del rotore e l'area spazzata dallo stesso, dal punto di vista analitico possiamo definirla come:

$$\sigma = \frac{\text{area occupata dalle pale}}{\pi R^2} \quad (6.1)$$

Tipici esempi di generatori ad elevata solidità sono i multi-pala americani, mentre generatori a bassa solidità sono le turbine eoliche tripala, che ruotano a velocità maggiori ed offrono maggiori attitudini alla produzione di energia elettrica da riversare in rete.

Affinché le prestazioni dei tripala siano elevate è necessario che il valore della solidità sia piuttosto basso (attualmente la media si aggira intorno a 0.15) poiché la velocità angolare delle turbine ad asse orizzontale è inversamente proporzionale allo spazio occupato dalle pale.

6.2.6 Classificazione in base al controllo

La regolazione e il controllo di una turbina eolica sono due aspetti fondamentali poiché attraverso essi è possibile ottimizzare le prestazioni della turbina durante il suo funzionamento.

I metodi più comuni di controllo dei rotori ad asse orizzontale sono: la regolazione passiva per stallo delle pale (passive stall control) e la regolazione attiva del passo (active pitch control). Tuttavia, esistono anche altri metodi di controllo della potenza: la regolazione passiva del passo (passive pitch control), la regolazione attiva per stallo delle pale (active stall control) e il controllo dell'imbardata (yaw control). Non entreremo nel dettaglio delle diverse tipologie di regolazione all'interno di questo paragrafo, approfondiremo le diverse soluzioni nel paragrafo dedicato al controllo delle turbine.

Capitolo 7: Turbine eoliche multi-MW

Le turbine eoliche multi-MW (megawatt) rappresentano una delle tecnologie chiave per la produzione di energia eolica su larga scala in tempi moderni, con potenze nominali che partono da 1.5 MW e possono spingersi oltre i 15 MW.

Questa particolare tipologia di turbine ha subito un grande sviluppo a partire dagli anni 2000 grazie ai miglioramenti nei materiali e nella progettazione. Oggi, le turbine di potenza superiore ai 10 MW stanno diventando comuni, soprattutto per applicazioni offshore. Alcuni esempi di turbine moderne includono la Haliade-X di GE, con una potenza nominale 12-14 MW, e la Siemens Gamesa SG 14-222 DD, una turbina offshore caratterizzata da 14 MW di potenza nominale.

7.1 Descrizione tecnica dell'aerogeneratore GE 3.6-137

Il paragrafo in questione ha lo scopo di descrivere le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore GE 3.6-137, il principale candidato per l'installazione nel parco eolico onshore di Sant'Agata di Puglia (FG). L'aerogeneratore, che rientra nella classe "maxi" descritta nel paragrafo 6.2, è specificatamente progettato per applicazioni onshore e ha una potenza nominale di 3.6 MW e una potenza specifica di 244,2 W/m².

L'aerogeneratore in questione è costituito da tre pale, rientra nella categoria di turbine controvento ed è caratterizzata da un diametro di 137 metri. Il rotore della turbina e la navicella possono essere montati in cima a torri di diverso tipo: la torre più bassa è alta 81,5 m ed è realizzata in acciaio, mentre la più alta è alta 164,5 m ed è realizzata in calcestruzzo ibrido.

Turbine Hub Height in m	3.6-137
81.5 m tubular steel	-
91.5 m tubular steel	
110 m tubular steel	50 Hz
111.5 m tubular steel	50 Hz
131.4 m tubular steel (4.556 m OD)	50 Hz
131.4 m tubular steel (5.2 m OD)	50 Hz
164.5 m concrete hybrid	50 Hz

Figura 7.1 Classificazione delle torri tubolari in base all'altezza [7]

Le turbine eoliche che verranno installate nella località "Viticone Palino, Serro Lucarelli e Monte Rotondo" (FG) sono caratterizzate da una torre tubolare in acciaio alta 111,5 metri.

7.1.1 Il rotore

Il rotore è il componente deputato alla conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica all'asse, esso è costituito da tre pale e dal mozzo.

Il rotore della turbina GE 3.6-137 gira in senso orario in normali condizioni operative se visto da una posizione sopravento. La velocità di rotazione del rotore può variare da 6,6 a 13,6 rpm (+15% per far fronte alle raffiche di vento) con una velocità nominale di rotazione pari a 11.43 rpm [7].

Il rotore utilizza un “sistema di controllo del passo della pala” per regolare l'angolo di inclinazione delle pale durante il funzionamento. Ciò gli permette ruotare opportunamente le pale in modo da non sfruttare la portanza aerodinamica in cesso quando la velocità del vento è superiore a quella nominale, mentre di catturarne il più possibile nel momento in cui la velocità del vento è al di sotto del valore nominale.

7.1.2 Le pale

La pala di un aerogeneratore è il pezzo che assume maggior rilievo, motivo per cui si dedica molta attenzione alla sua progettazione. Durante questa fase si idea un profilo aerodinamico in modo da sfruttare al meglio la velocità del vento.

Bisogna tener conto che per collegarla al rotore è necessario vincolarla ad una flangia circolare, questo implica che la forma della pala deve convergere verso una forma circolare. La parte iniziale della struttura, dunque, non può essere considerata come utile ed è caratterizzata da una bassa efficienza dal punto di vista aerodinamico.

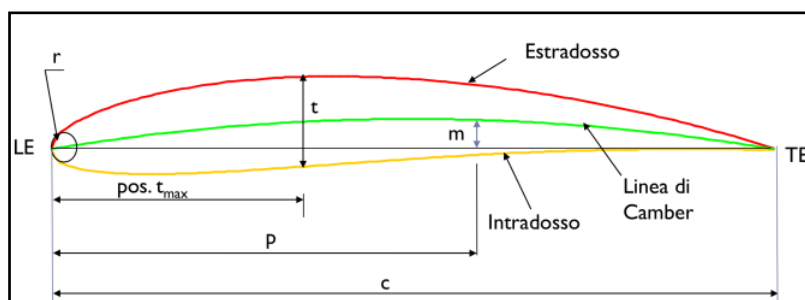


Figura 7.2 Esempio di profilo aerodinamico di una pala eolica [12]

Materiali per la realizzazione delle pale

Per costruire una pala eolica solitamente si utilizza una resina epossidica (e non del poliestere a causa della sua pesantezza) costituita da un induritore e dalla resina vera e propria che, reagendo, danno vita ad una cera dura. In questo modo sarebbe complicato dare una forma precisa alla pala, per tale motivo si utilizzano diversi strati di tessuto di vetro (morbido) che vengono bagnati con la resina e poi sovrapposti dando vita alla “fibra di vetro”.

Volendo si potrebbe utilizzare anche del tessuto in carbonio al posto del tessuto in vetro, il problema è che il carbonio risulta essere più fragile e richiede una quantità precisa di resina altrimenti si comporta in maniera anomala.

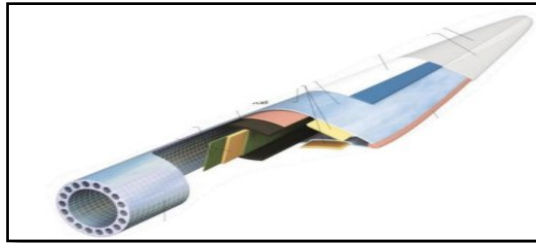


Figura 7.3 Sezione parziale di una pala eolica [4]

Sollecitazioni sulle pale

Le pale sono l'organo più sollecitato del sistema e quindi in fase di progetto nasce il problema di conciliare la resistenza con il peso, difficoltà che aumenta all'aumentare delle dimensioni della pala.

Essendo l'organo più sollecitato è necessario tener conto di tutti i carichi a cui esso è sottoposto: la forza peso compie delle sollecitazioni cicliche quando la macchina è in movimento. Si passa infatti da compressione semplice (pala verticale in alto), a flessione semplice (pala orizzontale), a trazione semplice (pala verticale in basso), queste devono poi essere combinate con le sollecitazioni delle posizioni intermedie.

Per far sì che la pala resista a tali sollecitazioni è necessario che sia costituita da due elementi: guscio e longherone interno (si estende per tutta la lunghezza della pala, Figura 2.16). Il primo elemento, costituito dalla fibra di vetro, è finalizzato alla resistenza alla torsione, mentre il secondo elemento è finalizzato alla resistenza a flessione e taglio [4].

Per conferire maggior resistenza alla pala e limitare le deformazioni è necessario che il guscio sia caratterizzato da uno spessore notevole che può arrivare fino a 35cm in macchine molto grandi. Se l'intero guscio fosse costituito da fibra di vetro si otterrebbe una pala particolarmente pesante, per evitare tutto ciò si inseriscono degli inserti in fase di produzione della pala (due semi-stampi tra i quali viene interposto il longherone) costituiti da materiali in schiuma.

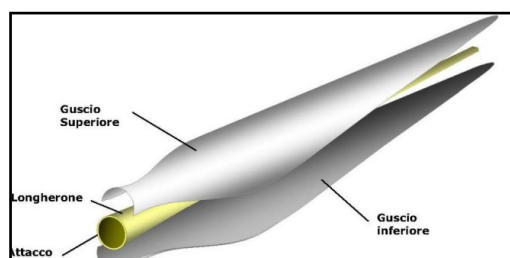


Figura 7.4 Guscio e longherone di una pala eolica [13]

Ulteriori sollecitazioni sono quelle generate dalla forza centrifuga, dalla turbolenza del vento e dalle azioni aerodinamiche. Per ridurre tali sollecitazioni, in particolar modo quelle legate alla turbolenza, le pale sono caratterizzate dalla presenza di “winglets”, ovvero elementi finalizzati alla riduzione di vortici di turbolenza alle estremità. Inoltre, le pale possono anche essere caratterizzate da inserti che prendono il nome di “vortex generator” finalizzati al riattaccare il flusso nel momento in cui le pale subiscono delle deformazioni [4].



Figura 7.5 Winglets e vortex generator [4]

Riduzione del rumore durante la rotazione

È importante precisare che nel momento in cui la macchina eolica si trova in funzione è caratterizzata da una emissione sonora che disturba l’ambiente circostante. Per evitare ciò, sul lato di pressione del bordo posteriore della pala, vengono installati dei dispositivi denominati “Low-Noise-Trailing-Edges” (LNTE) che permettono la riduzione delle emissioni sonore di circa il 30% (Figura 4.6).



Figura 7.6 Low-Noise-Trailing-Edges (LNTE) [14]

Consultando la documentazione tecnica della turbina GE 3.6-137 è possibile risalire al peso e alle dimensioni che caratterizzano una singola pala eolica.

Rotor Diameter	Weight		Length		Maximum chord		Chord at 0.9 x rotor diameter		Blade root outer diameter	
	(kg)	(lbs)	(m)	(ft)	(m)	(ft)	(m)	(ft)	(m)	(ft)
137 m	18314	40375	67.2	220'6"	4.0	13'1"	1.0	3'4"	2.7	8'9"

Figura 7.7 Peso e dimensioni di una singola pala eolica della turbina GE 3.6-137 [8]

7.1.3 Il mozzo

Il mozzo è il componente utilizzato per collegare le tre pale del rotore all'albero principale della turbina, attraverso esso è possibile trasmettere la potenza estratta dal vento. Nella turbina GE 3.6-137 questo componente ospita anche il sistema di inclinazione delle pale [7].

Per eseguire lavori di manutenzione, è possibile accedere al mozzo attraverso uno dei tre portelli nell'area vicina al tetto della navicella.



Figura 7.8 Mozzo di una turbina eolica ad asse orizzontale [15]

7.1.4 La navicella

La navicella è un componente fondamentale della turbina eolica, collocato sulla sommità della torre, finalizzata a sostenere il mozzo e a contenere i componenti principali dell'aerogeneratore come per esempio: l'albero di trasmissione, il cambio, il generatore elettrico e i sistemi di controllo e di raffreddamento.

La navicella è collocata su un basamento, che permette il montaggio e il corretto allineamento dei componenti, ed è costituita da un involucro esterno grande abbastanza per contenere le diverse parti dell'aerogeneratore e il personale di servizio deputato alla manutenzione [7].

Al di sotto del basamento su cui è collocata si trova un cuscinetto finalizzato a facilitare il movimento di imbardata. Grazie anche alla presenza di un motore elettrico è possibile ruotarla in modo da allinearla con il vento, questa soluzione prende il nome di “sistema ad imbardata attivo” [7].

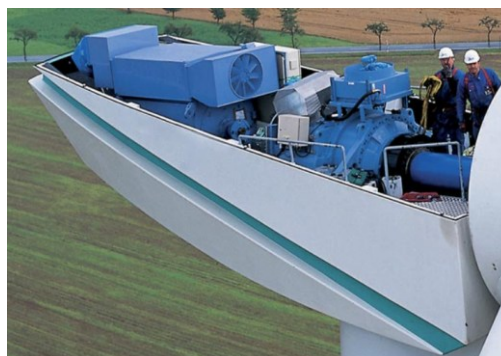


Figura 7.9 Navicella di una turbina eolica ad asse orizzontale [16]

7.1.5 Il generatore elettrico

Il generatore elettrico ha la funzione di trasformare l'energia meccanica fornita dal rotore in energia elettrica, è costituito da due parti fondamentali:

- **Statore:** lo statore rappresenta la parte fissa, è composto da un nucleo di materiale ferromagnetico inserito all'interno di un telaio di avvolgimenti.
- **Rotore:** il rotore è la parte mobile, è inserito nel nucleo dello statore ed è, anch'esso, composto da avvolgimenti che circondano un nucleo di materiale ferromagnetico.

È possibile classificare i generatori elettrici in due differenti categorie:

- **Generatori sincroni (SG):** Il generatore sincrono funziona alla velocità sincrona, dettata dalla frequenza della rete a cui è connesso, indipendentemente dalla grandezza della coppia applicata. Il campo magnetico nell'SG può essere creato usando magneti permanenti o con un avvolgimento di campo convenzionale. La sua velocità è determinata dalla frequenza del campo rotante e dal numero di coppie polari del rotore.

Questa tipologia di generatore è più costosa e meccanicamente più complessa di un generatore asincrono di dimensioni simili, tuttavia, ha un vantaggio significativo rispetto a quest'ultimo: non necessita di corrente di magnetizzazione reattiva (anzi la produce) e quindi nessun dispositivo per la compensazione della potenza [17].

- **Generatori asincroni:** Un generatore asincrono è un normale motore elettrico trifase a induzione. Per poter funzionare come generatore assorbe energia reattiva dalla rete per magnetizzare il circuito rotorico. Il rotore viene poi avviato tramite l'energia meccanica delle pale e si porta in iper-sincronismo (il campo magnetico del rotore ruota più velocemente del campo magnetico dello statore), diventando generatore di energia elettrica [17].

Il generatore elettrico asincrono presenta numerosi vantaggi come robustezza, prezzo ridotto e meccanica piuttosto semplice. D'altro canto, per poter funzionare necessita di una corrente di magnetizzazione reattiva, che dovrà essere soddisfatta o dalla rete oppure da un banco di condensatori.

Inoltre, è necessario che l'avvio del generatore sia più morbido possibile e che avvenga a velocità del vento stabili in modo tale da non generare picchi di corrente che potrebbero portare il gestore della rete a staccare l'aerogeneratore. Per ovviare a tale problematica, generalmente sulla turbina è presente un avviatore statico.

Nella turbina GE 3.6-137 il generatore è separato dal rotore da un componente che prende il nome di “moltiplicatore di giri”.

Il moltiplicatore è progettato per trasmettere potenza torsionale tra il rotore a basso numero di giri e il generatore elettrico ad alto numero di giri, è caratterizzato da un design planetario/elicoidale ed è montato su una piastra di base della turbina eolica.

Questo componente è progettato per ridurre le vibrazioni e il trasferimento del rumore alla piastra di base. Inoltre, durante l'esercizio è lubrificato da un sistema di lubrificazione forzata e raffreddata con un filtro per mantenere la pulizia dell'olio [7].

Generatore a induzione a doppia alimentazione

La turbina GE 3.6-137 è equipaggiata con un generatore asincrono a doppia alimentazione (noto anche come DFIG, Doubly-Fed Induction Generator). Questa tipologia di generatore è largamente utilizzata nelle turbine eoliche a velocità variabile, ovvero quelle turbine in grado di operare a velocità di rotazione variabili in modo da ottenere la massima efficienza aerodinamica su un ampio range di velocità del vento.

Il DFIG è caratterizzato da un rotore avvolto, ciò significa che il rotore, invece di essere configurato a gabbia di scoiattolo, contiene avvolgimenti di rame esattamente come lo statore. La particolarità risiede nel fatto che sia lo statore che il rotore sono alimentati elettricamente ed è proprio per questo motivo che viene definito a "doppia alimentazione".

Lo statore risulta essere collegato direttamente alla rete elettrica o al carico, generando energia a una frequenza fissa (tipicamente la frequenza della rete).

Il rotore, invece, viene collegato a un convertitore elettronico di potenza back-to-back, che permette di controllare la frequenza e la tensione dell'energia indotta nel rotore. Questo componente permette di controllare il flusso di potenza attiva e reattiva, di conseguenza si registra una riduzione delle perdite e dei costi rispetto ai sistemi standard.

Il convertitore back-to-back, a sua volta, è costituito da due convertitori più piccoli: un convertitore lato macchina e uno lato rete. Il primo ha il compito di regolare la velocità meccanica del rotore e il fattore di potenza ai terminali dello statore, mentre il secondo ha il compito di fornire o prelevare una eventuale potenza reattiva necessaria alla rete [18].

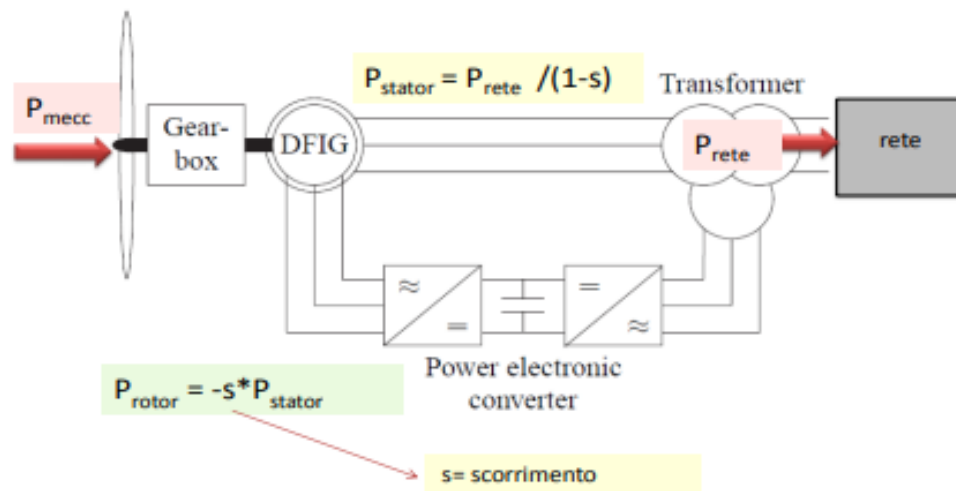


Figura 7.10 Schematizzazione e flussi di potenza in un DFIG [18]

7.1.6 La torre di sostegno

La turbina eolica è montata sulla sommità di una torre tubolare in acciaio (altezza del mozzo di 111,5 m) caratterizzata da diverse sezioni visibili all'interno della Figura 7.11.

Hub Height	Top Section	Mid Section A	Mid Section B	Mid Section C	Mid Section D	Mid Section E	Door Section	Concrete Section
111.5 m Tubular Steel Tower 4.556 m OD without TBR	X	X	X	X			X	

Figura 7.12 Sezioni in cui può essere scomposta la torre tubolare [8]

L'accesso alla turbina avviene tramite una porta alla base della torre. Sono incluse piattaforme di servizio interne e illuminazione interna. Una scala fornisce accesso alla navicella e supporta anche un sistema di sicurezza anticaduta.

7.2 Limiti operativi dell'aerogeneratore GE 3.6-137

Nel momento in cui si analizzano le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore GE 3.6-137 è necessario mettere in evidenza i suoi limiti operativi, facendo riferimento alla documentazione tecnica, in modo da capire se il sito di installazione è adatto.

Altezza sopra il livello del mare: La turbina GE 3.6-137 è stata progettata e realizzata per lavorare ad un'altezza massima di 1000m sopra il livello del mare con una temperatura massima di esercizio di +40°C. Oltre i 1000m la temperatura massima di esercizio viene ridotta in accordo con il DIN IEC 60034-1.

Height above sea level	Maximum 1000m with the maximum standard operational temperature of +40 °C. Above 1000 m, the maximum operational temperature is reduced per DIN IEC 60034 1 (e.g., maximum operational temperature reduced to +30 °C at 2000 m). ²
------------------------	---

Figura 7.13 Limiti operativi riguardo l'altezza sopra il livello del mare [7]

Condizioni climatiche standard (STW): È noto che le condizioni ambientali hanno un'influenza significativa sulle prestazioni degli aerogeneratori, in modo particolare la temperatura. La turbina GE 3.6-137, in condizioni ambientali standard, è in grado di lavorare a piena potenza per temperature comprese tra i -15°C e i +35°C, oltre i 35°C è necessario ridurre la potenza in uscita per salvaguardare la vita dei componenti.

La struttura, però, se non collegata alla rete e quindi non è in funzione, è in grado di sopravvivere a temperature comprese tra -20°C e +50°C.

Standard Weather Option (STW)	Full power operation from -15 °C to +35 °C; De-rate to reach +40 °C; Survival temperature of -20 °C to +50 °C without the grid. ³
-------------------------------	--

Figura 7.14 Limiti operativi riguardo le condizioni ambientali standard [7]

Condizioni climatiche fredde (CW): Prendendo in considerazione le condizioni climatiche fredde è importante precisare che l'aerogeneratore è in grado di lavorare a piena potenza per temperature comprese tra i -30°C e i +35°C. La struttura, però, se non collegata alla rete e quindi non è in funzione, è in grado di sopravvivere a temperature comprese tra -40°C e +50°C.

Cold Weather Option (CW)	Full power operation from -30 °C to +35 °C; De rate to reach +40 °C; Survival temperature of -40 °C to +50 °C without the grid. ³
--------------------------	--

Figura 7.15 Limiti operativi riguardo le condizioni climatiche fredde [7]

Condizioni riguardanti il vento: Una turbina per poter essere installata all'interno di uno specifico sito deve possedere caratteristiche adeguate in modo tale che, durante il suo funzionamento, non venga sottoposta a sforzi o sollecitazioni eccessive che ne riducano l'efficienza o la vita utile.

Nel caso in questione la turbina presenta una classe di ventosità IEC IIIb. Il simbolo IIIb sta a significare che la turbina è progettata per una velocità media del vento annuale di massimo 7.5 m/s, una velocità massima del vento (raffica estrema) di 40 m/s e requisiti di turbolenza media più bassi rispetto alla classe "A".

Wind conditions according to IEC 61400 1 (ed.3) for the standard temperature range	7.5 m/s average windspeed
Maximum extreme gust (10 min) according to IEC 61400 1 (ed.3)	40 m/s (for the standard temperature range)
Wind class	IEC IIIb + WZ S

Figura 7.16 Limiti operativi riguardanti il vento [7]

I dati anemometrici storici relativi alla zona di Sant'Agata di Puglia evidenziano raffiche di vento che possono superare il limite di 40 m/s. Di conseguenza, l'aerogeneratore in esame non risulterebbe ideale per l'installazione in questo sito, poiché eventi atmosferici di tale intensità potrebbero compromettere l'integrità strutturale durante il suo funzionamento.

7.3 Descrizione tecnica dell'aerogeneratore SG 5.0-132

Analizzando in maniera dettagliata l'iter autorizzativo del progetto eolico in questione, in particolar modo consultando la DILA (Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata), si è notata la presenza di un secondo aerogeneratore per l'installazione all'interno del parco, l'SG 5.0-132. L'aerogeneratore, prodotto dalla Siemens Gamesa Renewable Energy, rientra nella classe “maxi” descritta in precedenza, è specificatamente progettato per applicazioni onshore e ha una potenza nominale di 5.0 MW e una potenza specifica pari 365.3 W/m^2 .

L'aerogeneratore in questione è costituito da tre pale, rientra nella categoria controvento ed è caratterizzato da un diametro di 132 metri e un mozzo posto ad un'altezza di 84 metri.

L'aerogeneratore SG 5.0-132 funziona automaticamente. Si avvia in autonomia quanto la coppia aerodinamica è sufficiente per mettere in rotazione il rotore, solitamente in prossimità di una velocità del vento di 3 m/s. Al di sotto della velocità nominale del vento, il controllore regola il passo della pala in modo da operare nel punto aerodinamico ottimale. Una volta superata la velocità nominale del vento, il passo viene regolato in modo da mantenere una produzione di potenza stabile. Se la velocità del vento supera il limite operativo massimo, l'aerogeneratore viene spento mediante il beccheggio delle pale [39].

Operational Data		
Cut-in wind speed	 3 m/s	
Rated wind speed	 13.5 m/s	(steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	 27 m/s	
Restart wind speed	 24 m/s	

Figura 7.17 Operational Data [39]

7.3.1 Il rotore

Il rotore è il componente deputato alla conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica all'asse, esso è costituito da tre pale e dal mozzo.

Il rotore della turbina SG 5.0-132 gira in senso orario in normali condizioni operative se visto da una posizione sopravento. La velocità di rotazione del rotore è variabile e designata per massimizzare la potenza in uscita e per mantenere i carichi e il rumore al di sotto di specifici valori limite [39].

Il rotore utilizza un “sistema di controllo del passo della pala” per regolare l'angolo di inclinazione delle pale durante il funzionamento. Ciò gli permette ruotare opportunamente le pale in modo da non sfruttare la portanza aerodinamica in cesso quando la velocità del vento è superiore a quella nominale, mentre di catturarne il più possibile nel momento in cui la velocità del vento è al di sotto del valore nominale.

Rotor	
Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	132 m
Swept area	13,685 m ²
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Figura 7.18 Informazioni tecniche riguardo il rotore [39]

7.3.2 Le pale

La pala di un aerogeneratore è il pezzo che assume maggior rilievo, motivo per cui si dedica molta attenzione alla sua progettazione. Durante questa fase si idea un profilo aerodinamico in modo da sfruttare al meglio la velocità del vento (per maggiori informazioni consultare il sottoparagrafo 7.1.2).

Le pale dell'aerogeneratore SG 5.0-132 sono realizzate in fibra di vetro mediante una tecnica ad infusione [39].

Blade	
Type	Self-supporting
Blade length	64.5 m
Root chord	2.856 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy)
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035 or Papyrus White, RAL 9018

Figura 7.19 Informazioni tecniche riguardo le pale [39]

7.3.3 Il mozzo

Il mozzo è il componente utilizzato per collegare le tre pale del rotore all'albero principale della turbina, attraverso esso è possibile trasmettere la potenza estratta dal vento. Nell'aerogeneratore in questione è realizzato in ghisa sferoidale e collocato in modo tale da lasciare spazio ai tecnici per operare durante gli interventi di manutenzione [39].

7.3.4 La navicella

La navicella è un componente fondamentale della turbina eolica, collocato sulla sommità della torre, finalizzata a sostenere il mozzo e a contenere i componenti principali dell'aerogeneratore come per esempio: l'albero di trasmissione, il cambio, il generatore elettrico e i sistemi di controllo e di raffreddamento.

La navicella è collocata su un basamento, che permette il montaggio e il corretto allineamento dei componenti, ed è costituita da un involucro esterno realizzato in fibra di vetro rinforzata con pannelli

laminati. Nelle immagini successive vengono mostrate le dimensioni che caratterizzano la navicella dell'aerogeneratore SG 5.0-132.

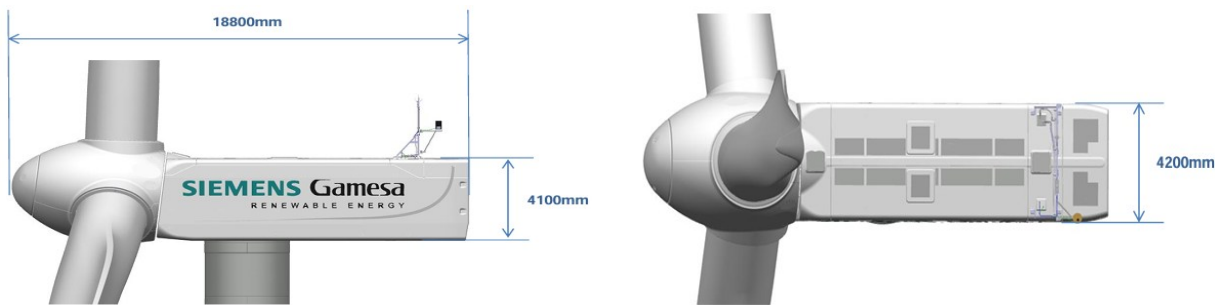


Figura 7.20 Dimensioni navicella aerogeneratore SG 5.0-132[39]

7.3.5 Il generatore elettrico

Il generatore elettrico ha la funzione di trasformare l’energia meccanica fornita dal rotore in energia elettrica. Il generatore in questione è un asincrono trifase a doppia alimentazione (per maggiori informazioni consultare il sottoparagrafo 7.1.5) con rotore avvolto, collegato a un convertitore PWM di frequenza; inoltre, esso risulta essere raffreddato ad aria con un sistema di raffreddamento liquido/aria [39].

7.3.6 La torre di sostegno

La turbina eolica è montata sulla sommità di una torre tubolare in acciaio (altezza del mozzo di 84 m) caratterizzata da diverse sezioni. La torre è dotata di salita interna e accesso diretto al sistema di imbardata e alla navicella; inoltre, è dotata di piattaforme e illuminazione elettrica interna [39].

Tower	
Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	84m
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO-2813
Color	Papyrus White, RAL 9018

Figura 7.21 Informazioni tecniche riguardo la torre [39]

7.4 Limiti operativi dell'aerogeneratore SG 5.0-132

Nel momento in cui si analizzano le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore SG 5.0-132 è necessario mettere in evidenza, consultando la documentazione tecnica, i suoi limiti operativi in modo tale da capire se il sito di installazione è adatto.

Condizioni climatiche standard (STW): È noto che le condizioni ambientali hanno un'influenza significativa sulle prestazioni degli aerogeneratori, in modo particolare la temperatura. La turbina SG 5.0-132, in condizioni ambientali standard, è in grado di lavorare a piena potenza per temperature comprese tra i -20°C e i $+25^{\circ}\text{C}$, oltre i 25°C è necessario ridurre la potenza in uscita per salvaguardare la vita dei componenti.

Temperature	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1
	3.2	Minimum temperature, stand-still, $T_{\min, s}$	Deg.C	-30
	3.3	Minimum temperature, operation, $T_{\min, o}$	Deg.C	-20
	3.4	Maximum temperature, nominal operation, altitude below 1000m, $T_{\max, o}$	Deg.C	+25 (Full Power) +45 (Power Derating) ²
	3.5	Maximum temperature, stand-still, $T_{\max, s}$	Deg.C	+50

Figura 7.22 Limiti operativi riguardo le condizioni ambientali standard [39]

Condizioni riguardanti il vento: Una turbina per poter essere installata all'interno di uno specifico sito deve possedere caratteristiche adeguate in modo tale che, durante il suo funzionamento, non venga sottoposta a sforzi o sollecitazioni eccessive che ne riducano l'efficienza o la vita utile.

Nel caso in questione la turbina presenta una classe di ventosità IEC IA. La sigla in questione sta a significare che la turbina è progettata per una velocità media del vento annuale di massimo 10 m/s, una velocità massima del vento (raffica estrema) di 50 m/s e valori di turbolenza piuttosto elevati.

Wind, extreme	2.1	Wind definitions		IEC 61400-1
	2.2	Air density, ρ	kg/m ³	1.225
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, V_{ref}	m/s	50
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, V_{e50}	m/s	70
	2.5	Maximum hub height power law index, α	-	0.11

Figura 7.23 Limiti operativi riguardanti il vento [7]

Il sito di Sant'Agata di Puglia, in seguito all'analisi condotta con Matlab e alla consultazione dei dati storici, può essere classificato come IIB. Questo implica che la turbina in esame è idonea per l'installazione, essendo in grado di resistere alle sollecitazioni a cui verrebbe sottoposta. Tuttavia, trattandosi di una turbina di classe I, progettata per siti con venti molto intensi e quindi particolarmente robusta, la sua installazione in questo contesto limiterebbe significativamente la produzione energetica del parco (come evidenziato nel capitolo 10). Per questo motivo, sarebbe più indicata l'installazione di una turbina di classe II.

7.5 Descrizione tecnica dell'aerogeneratore V 136-4.0

L'aerogeneratore V 136-4.0, prodotto dalla Vestas, rientra nella classe “maxi” descritta in precedenza, è specificatamente progettato per applicazioni onshore, ha una potenza nominale di 4.0 MW e una potenza specifica pari a 275.3 W/m².

L'aerogeneratore considerato appartiene alla famiglia delle “4MW Platform wind turbine”, dotata di rotori con diametri variabili tra 117 m e 150 m, progettati per adattarsi a diversi scenari operativi. Di conseguenza, all'interno di questa piattaforma si trovano sia aerogeneratori di classe I che di classe II. Il modello specifico analizzato presenta un diametro di 136 m e un mozzo posizionato a un'altezza di 112 m.

L'aerogeneratore V 136-4.0 funziona automaticamente. Si avvia in autonomia quanto la coppia aerodinamica è sufficiente per mettere in rotazione il rotore, solitamente in prossimità di una velocità del vento di 3 m/s. Al di sotto della velocità nominale del vento (13.5 m/s), il controllore regola il passo della pala in modo da operare nel punto aerodinamico ottimale. Una volta superata la velocità nominale del vento, il passo viene regolato in modo da mantenere una produzione di potenza stabile. Se la velocità del vento supera il limite operativo massimo (27 m/s), l'aerogeneratore viene spento [40].

7.5.1 Il rotore

Il rotore della turbina V 136-4.0 è costituito da tre pale e un mozzo, esso gira in senso orario in normali condizioni operative se visto da una posizione sopravento. La velocità di rotazione del rotore è variabile, compresa tra 5.6 e 14 gir/min, e designata per massimizzare la potenza in uscita e per mantenere i carichi e il rumore al di sotto di specifici valori limite [40].

Le pale del rotore sono controllate attraverso un “sistema di controllo del passo della pala” equipaggiato con il microprocessore *OptiTip*. Ogni pala del rotore è equipaggiata con un sistema di regolazione del passo dedicato, ognuno di essi è costituito da un cilindro idraulico, montato sul mozzo e da un pistone montato direttamente sul cuscinetto della pala.

Rotor	V117	V136	V150
Diameter	117 m	136 m	150 m
Swept Area	10751 m ²	14527 m ²	17671 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	6.7-17.5	5.6-14.0	4.9-12.0
Rotational Direction	Clockwise (front view)		
Orientation	Upwind		

Figura 7.18 Informazioni tecniche riguardo il rotore [39]

7.5.2 Le pale

La pala di un aerogeneratore è il pezzo che assume maggior rilievo, motivo per cui si dedica molta attenzione alla sua progettazione. Durante questa fase si idea un profilo aerodinamico in modo da sfruttare al meglio la velocità del vento (per maggiori informazioni consultare il sottoparagrafo 7.1.2).

Blades	V117	V136	V150
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam	Prepreg or infused structural airfoil shell	Prepreg or infused structural airfoil shell
Blade Length	57.15 m	66.66 m	73.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)		

Figura 7.19 Informazioni tecniche riguardo le pale [40]

7.5.3 Il mozzo

Il mozzo è il componente utilizzato per collegare le tre pale del rotore all'albero principale della turbina, attraverso esso è possibile trasmettere la potenza estratta dal vento. Nell'aerogeneratore in questione è realizzato in ghisa [40].

7.5.4 La navicella

La navicella è un componente fondamentale della turbina eolica, collocato sulla sommità della torre, finalizzata a sostenere il mozzo e a contenere i componenti principali dell'aerogeneratore.

La navicella è collocata su un basamento diviso in due parti (una parte anteriore in ghisa e una parte posteriore caratterizzata da una struttura a trave), che permette il montaggio e il corretto allineamento dei componenti, ed è costituita da un involucro esterno realizzato in vetroresina. Nelle immagini successive vengono mostrate le dimensioni che caratterizzano la navicella dell'aerogeneratore SG 5.0-132.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Bedplate Front	Cast iron
Bedplate Rear	Girder structure

Figura 7.20 Navicella aerogeneratore V 136-4.0 [40]

7.5.5 Il generatore elettrico

Il generatore elettrico ha la funzione di trasformare l'energia meccanica fornita dal rotore in energia elettrica. Il generatore in questione è un asincrono trifase a doppia alimentazione (per maggiori informazioni consultare il sottoparagrafo 7.1.5) con rotore avvolto, collegato a un convertitore PWM di frequenza; inoltre, esso risulta essere raffreddato ad aria [40].

7.3.6 La torre di sostegno

La turbina eolica è montata sulla sommità di una torre tubolare in acciaio (altezza del mozzo di 112 m) caratterizzata da diverse sezioni. La torre è dotata di salita interna e accesso diretto al sistema di imbardata e alla navicella; inoltre, è dotata di piattaforme e illuminazione elettrica interna [40].

7.4 Limiti operativi dell'aerogeneratore V 136-4.0

Nel momento in cui si analizzano le caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore V 136-4.0 è necessario mettere in evidenza, consultando la documentazione tecnica, i suoi limiti operativi in modo tale da capire se il sito di installazione è adatto.

Condizioni climatiche standard (STW): È noto che le condizioni ambientali hanno un'influenza significativa sulle prestazioni degli aerogeneratori, in modo particolare la temperatura. La turbina V 136-4.0, in condizioni ambientali standard, è in grado di lavorare a piena potenza per temperature comprese tra i -20°C e i +45°C.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval (V117 and V136 Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (V117 and V136 Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C

Figura 7.22 Limiti operativi riguardo le condizioni ambientali standard [40]

Il grafico riportato nella figura sottostante illustra la regolazione della potenza in uscita dell'aerogeneratore in funzione della temperatura e dell'altitudine. Le curve presenti, differenziate per colore, rappresentano diverse altitudini s.l.m. (250 m, 500 m, 750 m, 1000 m, 1250 m, 1500 m, 1750 m e 2000 m). Analizzando la curva relativa ai 250 m s.l.m., si osserva che la potenza in uscita si mantiene al massimo fino a una temperatura di 23°C. Superata questa soglia, la potenza si riduce del 5% fino ai 30°C. Oltre i 30°C, il calo prosegue fino a una riduzione del 21% intorno ai 40°C, per poi azzerarsi completamente in prossimità dei 45°C.

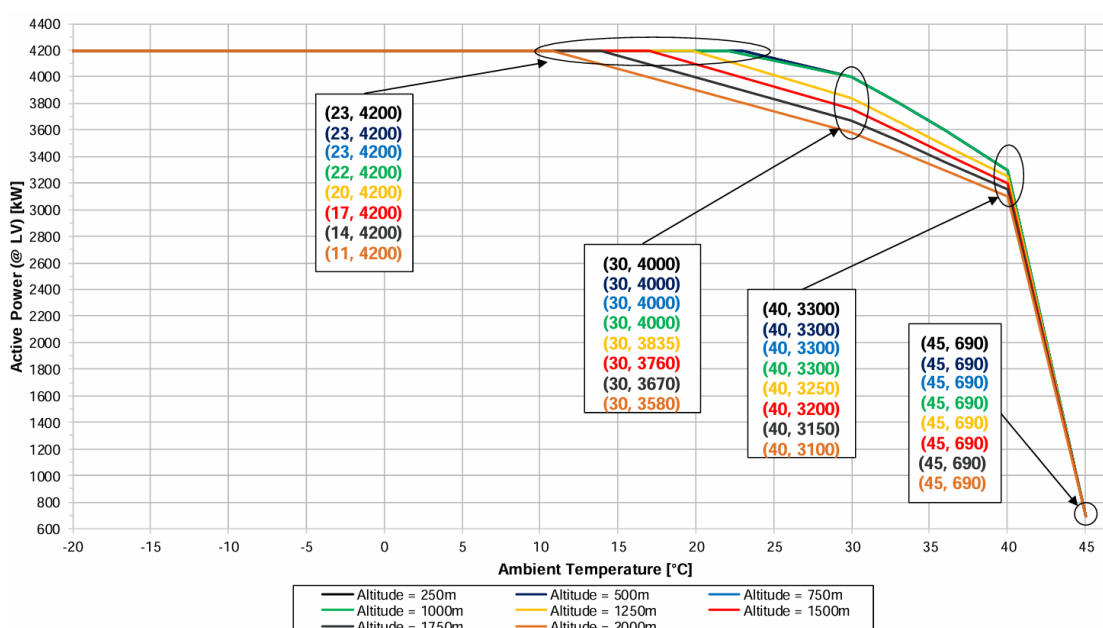


Figura 7.22 Variazione della potenza in uscita in funzione della temperatura e dell'altitudine

Condizioni riguardanti il vento: Una turbina per poter essere installata all'interno di uno specifico sito deve possedere caratteristiche adeguate in modo tale che, durante il suo funzionamento, non venga sottoposta a sforzi o sollecitazioni eccessive che ne riducano l'efficienza o la vita utile.

Nel caso in questione la turbina presenta una classe di ventosità IEC IIB. La sigla in questione sta a significare che la turbina è progettata per una velocità media del vento annuale di massimo 8.5 m/s, una velocità massima del vento (raffica estrema) di 42.5 m/s e valori di turbolenza piuttosto elevati, oltre il 15%.

Il sito di Sant'Agata di Puglia, in seguito all'analisi condotta con Matlab e alla consultazione dei dati storici, può essere classificato come IIB. Questo implica che la turbina in esame è idonea per l'installazione, essendo in grado di resistere alle sollecitazioni a cui verrebbe sottoposta.

Capitolo 8: Il controllo delle turbine eoliche multi-MW

Con lo sviluppo del settore eolico, gli aerogeneratori si sono evoluti da semplici progetti a complesse unità di generazione. A causa di questa complessità e dell'elevata dipendenza da fattori climatici e ambientali, è necessario incorporare sistemi di controllo per garantire un funzionamento efficiente delle turbine.

I diversi sistemi di controllo sono caratterizzati da diverse finalità: ottimizzare la resa energetica della macchina, ridurre i carichi meccanici statici e dinamici a cui sono soggetti gli aerogeneratori, provvedere ad un eventuale arresto di emergenza.

Inoltre, se non fossero presenti alcuni sistemi di controllo si registrerebbe un aumento indefinito del numero di giri del generatore e della potenza prodotta con l'aumentare della velocità del vento. È necessario che il numero di giri del generatore e la potenza in uscita non superino un valore limite, in caso contrario la limitata resistenza meccanica degli organi della macchina potrebbero a guasti e malfunzionamenti.

8.1 Lettura delle curve prestazionali di un aerogeneratore

Per poter comprendere al meglio la tipologia di controllo da applicare in una determinata condizione è necessario leggere correttamente i grafici prestazionali dell'aerogeneratore: curva di potenza, il grafico del coefficiente di potenza e il grafico del coefficiente di spinta dell'aerogeneratore.

8.1.1 Curva di Potenza

È noto che la potenza estratta da una turbina eolica può essere espressa analiticamente dalla seguente relazione:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3 \quad (8.1)$$

Dove: ρ è la densità dell'aria, A è l'area spazzata dal rotore, C_p il coefficiente di potenza dipendente dal "Tip Speed Ratio" (TSR) λ_T e dall'angolo di passo β , V è la velocità del vento.

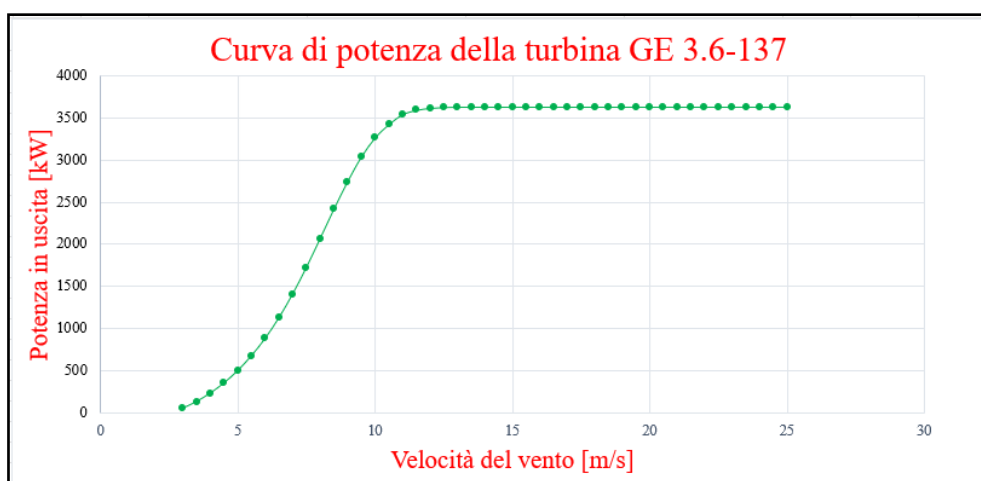


Figura 8.1 Curva di potenza dell'aerogeneratore GE 3.6-137 [19]

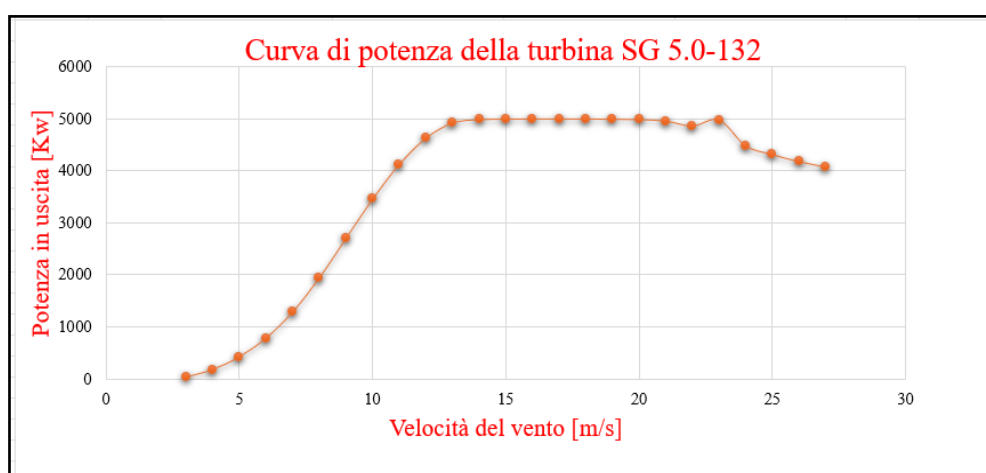


Figura 8.2 Curva di potenza dell'aerogeneratore SG 5.0-132 [39]

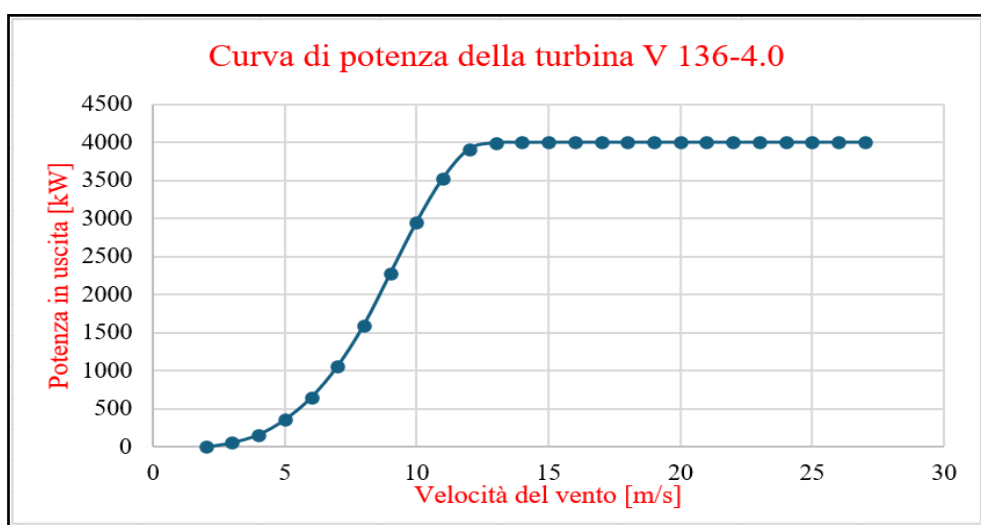


Figura 8.3 Curva di potenza dell'aerogeneratore V 136-4.0 [40]

Le figure sovrastanti mostrano le curve di potenza dei tre aerogeneratori candidati per l'installazione all'interno del parco eolico di Sant'Agata. Essi possono essere suddivisi in quattro diverse regioni all'interno delle quali gli aerogeneratori hanno comportamenti e necessità differenti a causa delle diverse condizioni ambientali:

- **Regione 1:** La regione 1 è collocata prima della “cut-in speed” pari a 3 m/s, al suo interno la turbina eolica non estrae potenza dal vento e di conseguenza non avviene generazione di energia. Questo è dovuto dal fatto che la velocità del vento in questa regione non è sufficiente per mettere in moto le pale degli aerogeneratori.
- **Regione 2:** La regione 2 è compresa tra la “cut-in speed” e la “rated speed” (13 m/s per i primi due, mentre 13,5 m/s per il terzo). A partire dal grafico si nota come la potenza estratta, e l'energia generata, aumenta esponenzialmente all'aumentare della velocità del vento fino al raggiungimento della “rated speed”. In questa condizione si raggiunge il massimo della potenza estraibile dal vento, che successivamente dovrà essere stabilizzata per non superare il limite meccanico imposto dal generatore elettrico.
All'interno di questa regione lo scopo principale è quello di massimizzare l'energia prodotta, ciò è possibile farlo attraverso un controllo finalizzato alla massimizzazione del coefficiente di potenza (C_p).
- **Regione 3:** Quando la velocità del vento supera il valore nominale (13 m/s) si entra all'interno della regione 3, nella quale la velocità del vento è compresa tra la “rated speed” e la “cut-off speed”. Lo scopo principale è quello di andare a stabilizzare la potenza erogata dalla turbina eolica in modo tale da non sovraccaricare il generatore elettrico. Ciò è possibile farlo andando a limitare sia la coppia che la velocità di rotazione del rotore.

All'interno di questa regione è possibile mettere in evidenza le principali differenze tra gli aerogeneratori. Le turbine GE 3.6-137 e V 136-4.0 mantengono la potenza in uscita costante fino alla velocità di “cut-out” (rispettivamente di 25 m/s e 27 m/s), la turbina SG 5.0-137, a partire dalla velocità del vento di 20 m/s, è caratterizzata da un calo graduale della potenza in uscita in quanto, a causa della sua inerzia, non può subire un'interruzione istantanea.

- **Regione 4:** La regione 4 è possibile collocarla oltre la “cut-out speed” (25 m/s per la GE 3.6-137 e 27 m/s per la SG 5.0-132), al suo interno la turbina eolica non estrae potenza dal vento e di conseguenza non avviene generazione di energia. Questo è dovuto dal fatto che la velocità del vento in questa regione è troppo elevata e andrebbe a generare carichi eccessivi sulla struttura, per tale motivo è necessario interrompere il funzionamento della turbina.

8.1.2 Coefficiente di potenza (C_p)

Il coefficiente di potenza (C_p) è un parametro fondamentale che rappresenta l'efficienza con cui una turbina eolica converte l'energia cinetica del vento in energia meccanica. È possibile esprimerlo, dal punto di vista analitico, come il rapporto tra la potenza meccanica prodotta dalla turbina e la potenza disponibile nel vento:

$$C_p = \frac{P_{meccanica}}{P_{vento}} \quad (8.2)$$

Il valore massimo teorico del coefficiente di potenza è noto come “limite di Betz” ed è pari a circa 0,593; questo valore sta a rappresentare che al massimo il 59,3% dell'energia del vento può essere convertita in energia utile [20].

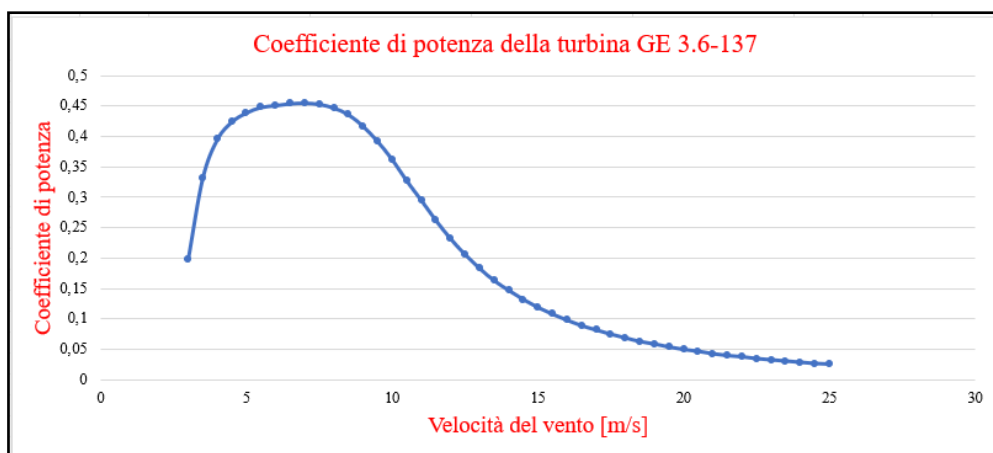


Figura 8.4 Coefficiente di potenza dell'aerogeneratore GE 3.6-127 [19]

La Figura 8.3 contiene al suo interno il grafico rappresentante l'andamento del coefficiente di potenza della turbina GE 3.6-137 al variare della velocità del vento.

- A basse velocità del vento il coefficiente di potenza assume valori particolarmente bassi, questo è legato al fatto che per velocità del vento al di sotto dei 3 m/s l'energia cinetica contenuta nel vento non è sufficiente per mettere in moto la turbina.

- Con il superamento della velocità di cut-in, man mano che la velocità del vento aumenta, il coefficiente di potenza aumenta rapidamente. Per velocità comprese tra i 5,5 m/s e gli 8 m/s il coefficiente di potenza assume valori piuttosto alti compresi tra 0,448 e 0,455; questo sta a significare che il design delle pale e l'angolo di attacco sono ottimizzati per massimizzare l'estrazione di energia [20].

Per questo specifico modello di turbina è possibile notare che il C_p assume il suo valore massimo (0,455) in prossimità di una velocità del vento pari a 7 m/s. In questa fase, la turbina è in grado di convertire la massima quantità di energia disponibile nel vento in potenza meccanica.

- Con il crescere della velocità del vento si registra una diminuzione del coefficiente di potenza, questo avviene perché la turbina entra in una modalità di controllo per limitare la potenza generata al fine di evitare danni strutturali e meccanici. Nel momento in cui la velocità del vento supera la velocità di cut-out (25 m/s) la turbina viene arrestata e il coefficiente di potenza assume un valore nullo.

Il coefficiente di potenza assume un ruolo fondamentale durante il controllo delle turbine eoliche. In condizioni di vento moderato è necessario mantenere il coefficiente in un intorno del suo valore massimo in modo da ottimizzare l'energia prodotta e ciò può essere fatto variando il passo delle pale oppure variando la velocità di rotazione del generatore.

Nel momento in cui la velocità del vento aumenta è necessaria una riduzione del coefficiente di potenza in modo tale da ridurre la potenza in uscita, durante questa fase di controllo generalmente ci si concentra sulla variazione del passo delle pale [17].

8.1.3 Coefficiente di trust (C_T)

Un'altro importante parametro che deve essere preso in considerazione è il "coefficiente di trust" (C_T). Tale coefficiente può essere definito come il rapporto tra la forza di spinta aerodinamica (T) esercitata dal vento sulla turbina e la forza che il vento eserciterebbe sulla stessa superficie senza la presenza delle pale [20]. Dal punto di vista analitico è definito in questo modo:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho A V^2} \quad (8.3)$$

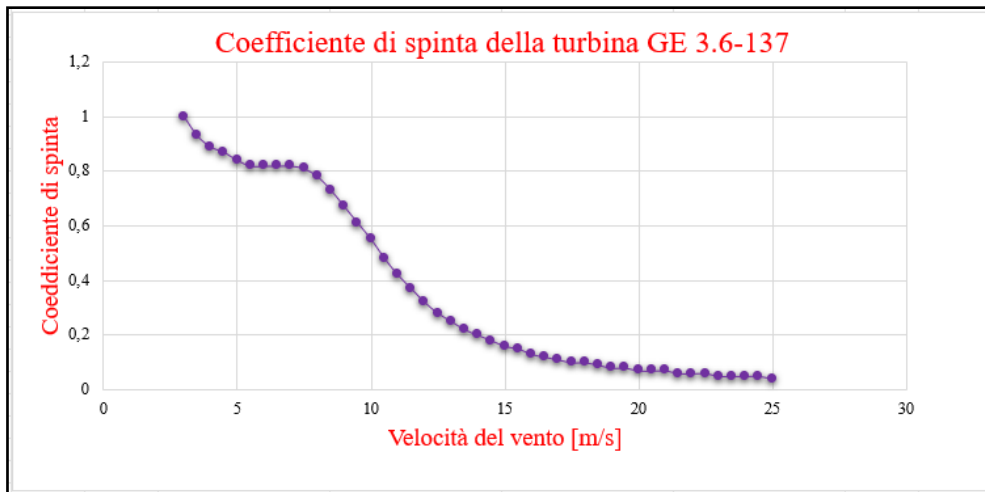


Figura 8.5 Grafico rappresentate il C_T dell'aerogeneratore GE 3.6-137 [19]

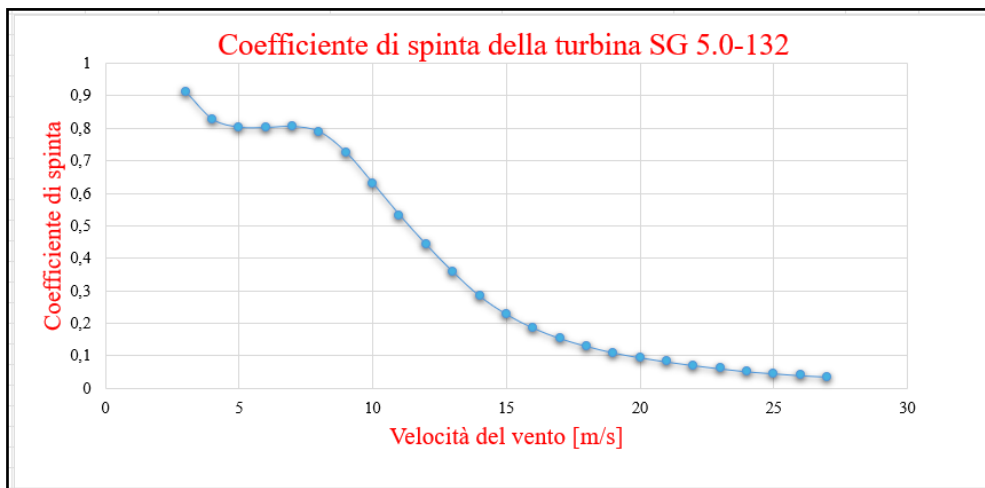


Figura 8.6 Grafico rappresentate il C_T dell'aerogeneratore SG 5.0-132 [39]

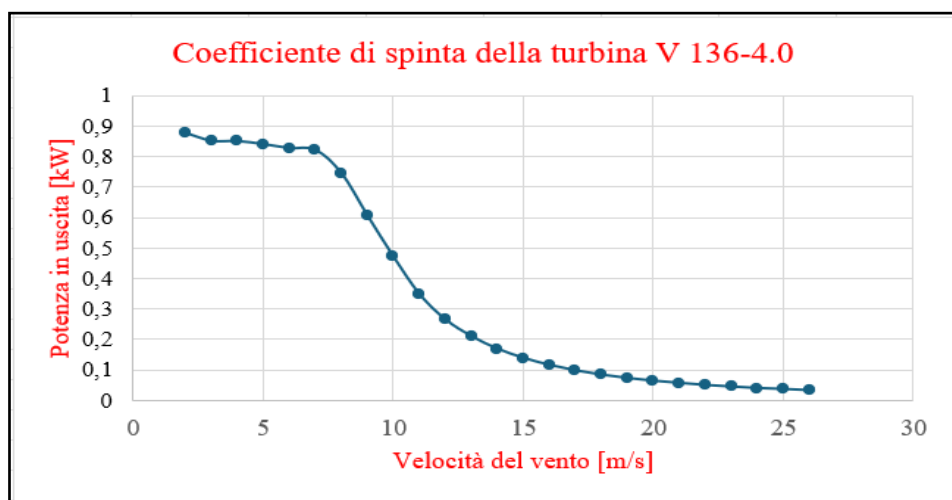


Figura 8.7 Grafico rappresentate il C_T dell'aerogeneratore V 136-4.0 [40]

Le immagini sovrastanti contengono al loro interno i grafici rappresentanti l'andamento del coefficiente di spinta degli aerogeneratori GE 3.6-137, SG 5.0-132 e V 136-4.0 al variare della velocità del vento.

- Analizzando le figure si evince come il “coefficiente di trust” assuma il valore massimo (1 per la GE 3.6-137, 0,91 per la SG 5.0-132 e 0,88 per la V 136-4.0) in prossimità della velocità di cut-in pari a 3 m/s. È necessario, durante questa fase, che il C_T assuma valori elevati poiché permette la generazione della coppia sufficiente per mettere in rotazione il rotore della turbina eolica. La differenza tra le turbine è minima, possiamo però supporre che la GE 3.6-137 in questa fase operativa sia caratterizzata da una coppia maggiore rispetto alla SG 5.0-132 e alla V 136-4.0.

La motivazione è sicuramente legata alla classe delle turbine: la GE, appartenendo alla classe III, è caratterizzata da pale significativamente più leggere rispetto alle altre due turbine. Di conseguenza, a basse velocità del vento, sia la coppia che la velocità di rotazione risultano più elevate.

- Con il crescere della velocità del vento oltre la velocità di cut-in si registra una leggera diminuzione del coefficiente di trust per i tre aerogeneratori, fino a valori compresi tra 0,8 e 0,75 in prossimità di una velocità di 7,5 m/s.

Ovviamente un C_T elevato significa che la forza di spinta aerodinamica esercitata sulla struttura è molto più grande rispetto alla forza che il vento eserciterebbe sulla stessa superficie senza la presenza delle pale [20]. È pur vero che le velocità del vento non sono elevate, di conseguenza le sollecitazioni non causano eccessivi problemi alla struttura.

- Nel momento in cui la velocità del vento assume valori superiori a 7,5 m/s si registra un calo significativo del coefficiente di trust fino al raggiungimento di un valore prossimo alla zero per velocità del vento pari a quelle di cut-out.

Confrontando i grafici tra loro, si nota come i tre coefficienti di spinta abbiano andamenti differenti in base al range operativo delle tre turbine (3-25 m/s per la GE, 3-27 m/s per la SG e la Vestas).

Tra i tre aerogeneratori, il GE 3.6-137 è quello il cui coefficiente di spinta subisce un calo più rapido con l'aumentare della velocità del vento. Infatti, intorno a una velocità del vento di 10 m/s, il valore di C_T è pari a 0,55, mentre a circa 15 m/s scende a 0,16. Negli altri due aerogeneratori, invece, la riduzione di questo parametro avviene più gradualmente, poiché,

essendo di una classe inferiore, sono progettati per resistere a sollecitazioni più elevate con l'aumentare della velocità del vento.

Il coefficiente di trust assume un ruolo significativo nel controllo delle turbine eoliche. In condizioni di vento moderato è necessario che il C_T assuma valori elevati in modo che venga generata la coppia necessaria per mettere in moto il rotore e stabilizzare la sua rotazione.

Nel momento in cui la velocità del vento aumenta è necessario ridurre il C_T in modo tale da ridurre le sollecitazioni a cui è sottoposta la struttura (vibrazioni e sollecitazioni meccaniche) e favorire la stabilità aerodinamica del rotore [17].

8.2 Diverse soluzioni finalizzate al controllo della potenza in uscita

Come evidenziato nei due paragrafi precedenti, esistono diverse tipologie di controllo che hanno finalità differenti. Una prima macrocategoria mira a mantenere costante la potenza in uscita dalla turbina eolica, mentre la seconda è orientata alla massimizzazione della potenza estratta dal vento.

Di seguito si approfondiscono le varie soluzioni di controllo finalizzate alla regolazione della potenza.

8.2.1 Controllo a stallo passivo

La regolazione passiva per stallo rappresenta la forma più semplice di controllo della potenza, tipicamente adottata per turbine con numero di giri e angolo di pitch fissi [17].

Le pale di queste turbine sono progettate per indurre, in presenza di venti forti, una condizione di stallo, fenomeno che si verifica quando l'angolo di attacco del profilo alare risulta elevato, provocando il distacco del flusso d'aria dal dorso della pala. Ciò genera vortici di turbolenza e un aumento della pressione sul dorso, causando una riduzione della portanza, della spinta tangenziale, della coppia motrice e della potenza generata [17].

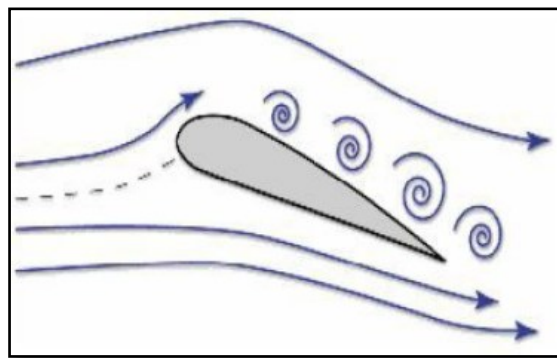


Figura 8.8 Condizione di stallo su una pala eolica [18]

Questa tecnica, pur essendo semplice ed economica, non garantisce un controllo efficiente della potenza, che non può essere mantenuta perfettamente costante. Per tale ragione, il controllo a stallo passivo non è comunemente utilizzato nelle turbine multi-MW poiché introduce turbolenze, perdite aerodinamiche e carichi variabili elevati sulle pale a causa dell'irregolarità del flusso d'aria.

8.2.2 Controllo a stallo attivo

Il controllo a stallo attivo, adatto per aerogeneratori con angolo di pitch variabile, ha due funzioni differenti:

- Nel momento in cui si registrano basse velocità del vento, le pale dell'aerogeneratore ruotano in modo tale da incrementare l'angolo di attacco, aumentando così il coefficiente di portanza e la potenza estratta dal vento.
- Con velocità superiori a quella nominale, le pale si orientano per ridurre l'angolo di attacco e il coefficiente di portanza, limitando la potenza generata.

Anche questa tecnica, come la precedente, risulta essere poco diffusa nelle turbine multi-MW, in quanto il controllo a pitch risulta più performante e prevalente per tali applicazioni.

8.2.3 Sistema a imbardata

Si definisce imbardata l'angolo tra la direzione del vento e l'asse di rotazione del rotore della turbina eolica. Un allineamento non perfetto riduce la potenza estraibile dal vento [18].

Attualmente la quasi totalità degli aerogeneratori sono caratterizzati da una navicella in grado di ruotare attorno all'asse verticale della torre di sostegno. Questo meccanismo prende il nome di "sistema ad imbardata" e permette, nel caso in cui si registrano velocità del vento troppo alte, di sfilare la turbina dal vento in modo tale da limitare la potenza in uscita.

Il posizionamento non ortogonale comporta che la parte della girante più vicina alla direzione da cui proviene il vento sia soggetta ad una forza maggiore; a causa dell'inerzia eccessiva la turbina tende a riallinearsi autonomamente, tutto questo restando sottoposta a carichi molto onerosi [18].

Questo metodo è adatto per essere utilizzato come misura approssimativa per limitare la potenza assorbita ma non come mezzo di controllo.

8.2.4 Controllo dell'angolo di pitch (β)

Una regolazione più accurata della potenza, rispetto a quelle citate in precedenza, si ottiene andando a variare l'angolo di pitch delle pale dopo che è stata raggiunta la velocità del vento nominale.

L'angolo di pitch β si definisce come l'angolo compreso fra la velocità relativa del vento e il piano rotorico. Nel momento in cui si sceglie di regolare la potenza a partire dalla variazione di quest'angolo si possono individuare due strategie:

- **Aumento dell'angolo di pitch:** riduce l'angolo di attacco, abbassando la portanza e diminuendo la potenza estratta.
- **Diminuzione dell'angolo di pitch:** riduce la portanza, aumentando però le sollecitazioni sulla struttura, simile al comportamento dello stallo attivo.

La differenza tra il controllo del passo e il controllo dello stallo è per lo più evidente in caso di vento forte. Mentre i sistemi con controllo dello stallo si basano su design aerodinamici delle pale per controllare la coppia aerodinamica o la velocità di rotazione della turbina in caso di vento forte, i sistemi con controllo del passo utilizzano un controllo attivo del passo per le pale.

Ciò consente al sistema con controllo del passo di avere una potenza costante in uscita al di sopra della velocità del vento nominale, come visibile nella Figura 8.4

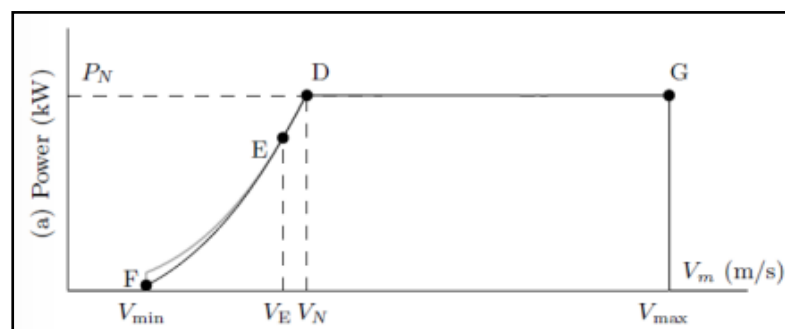


Figura 8.9 Curva di potenza di una turbina con giri fissi e angolo di pitch variabile [17]

La tecnica di controllo delle turbine eoliche a pitch variabile può essere classificata in due macrocategorie: controllo del pitch collettivo (CPC) e individuale (IPC). Per completezza analizziamo separatamente le due strategie.

Controllo del pitch collettivo

Il metodo di controllo dell'angolo di pitch collettivo (CPC) è presente nella maggior parte degli aerogeneratori commerciali, ciò garantisce lo stesso controllo per tutte le pale del rotore indipendentemente dall'esistenza di servomeccanismi indipendenti.

Il CPC si basa sulle tradizionali leggi di controllo proporzionale-integrale (PI) e il suo obiettivo principale è la regolazione della velocità del rotore, limitando così la potenza catturata dal vento.

L'inconveniente della strategia CPC è l'errata ipotesi che tutte le pale abbiano le stesse caratteristiche e gli stessi carichi aerodinamici durante il funzionamento della turbina. Ciò porta il disco del rotore ad essere sottoposto a carichi sbilanciati durante il funzionamento che causano maggiore stress sui componenti che possono giungere a rottura [21].

Controllo individuale del pitch

Il sistema di controllo IPC permette la regolazione della potenza in uscita dalla turbina andando a controllare singolarmente ogni pala del rotore mediante l'utilizzo di opportuni sensori. La presenza di sensori e di comandi di inclinazione delle pale aggiuntivi rispetto alle altre tecniche di controllo rende il sistema di controllo della turbina un sistema multi-input-multi-output (MIMO).

Il vantaggio principale dell'IPC è la riduzione dei carichi di fatica sulle pale del rotore, sul mozzo e sulle strutture del telaio principale e della torre. Ciò permette di realizzare progetti più leggeri e si traduce in una maggiore durata delle turbine eoliche.

La riduzione di questi carichi consente risparmi di costi e materiali per le pale del rotore e la struttura della torre, che sono gli elementi più costosi di una turbina eolica. Inoltre, pale del rotore più leggere consentono una turbina più efficiente, in particolare in condizioni di vento debole.

Rispetto ai sistemi di passo collettivo, i sistemi IPC richiedono costi di investimento più elevati a causa di una strategia di controllo più complessa; tuttavia, il costo di qualsiasi sistema di passo è basso rispetto al costo complessivo di una turbina eolica. I risparmi in altri componenti dovuti alla riduzione dei carichi di fatica hanno il potenziale per compensare l'investimento per un sistema IPC [22].

8.3 Controllo finalizzato alla massimizzazione della potenza estratta

Le strategie di controllo finalizzate alla massimizzazione della potenza estratta si attuano nell'intervallo di velocità del vento compreso tra la velocità di cut-in e la velocità nominale. All'interno di questo range è richiesto che la turbina eolica estragga la maggior quantità possibile di energia dal vento, affinché ciò sia possibile è necessario massimizzare il valore del coefficiente di potenza C_p .

L'obiettivo prefissato può essere raggiunto solo se si lavora con turbine caratterizzate da un generatore sincrono (caratterizzato da una velocità variabile) poiché la tecnica di controllo maggiormente impiegata lavora direttamente sul numero di giri del generatore.

Per ogni velocità del vento è possibile individuare un numero di giri del rotore per il quale il coefficiente di potenza è massimo, tale condizione si manifesta nel momento in cui l'angolo di attacco sulla pala (α) coincide con l'angolo di attacco di massima efficienza ($\alpha_{\max eff.}$) [17].

Se si combina la regolazione del numero di giri con la regolazione dell'angolo di pitch descritta in precedenza, si riesce ad attuare una strategia di controllo molto performante che permette di massimizzare il coefficiente di potenza per velocità del vento inferiori a quelle nominali e a stabilizzare la potenza in uscita per velocità del vento maggiori di quelle nominali.

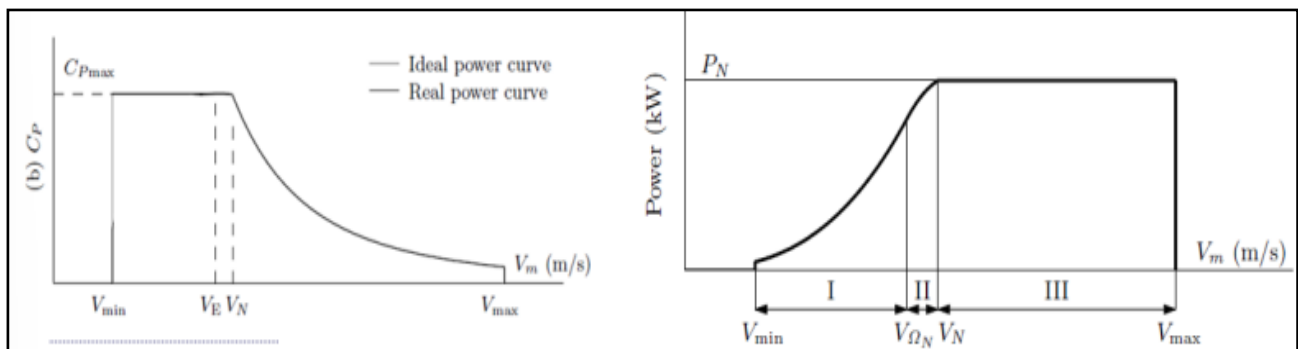


Figura 8.10 Risultati strategia di controllo a giri variabili e pitch variabile [17]

8.4 La miglior strategia di controllo: giri variabili e pitch variabile

Le turbine eoliche candidate sono equipaggiate con un generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG), ampiamente utilizzato nelle turbine eoliche a velocità variabile. A differenza delle turbine a velocità fissa, quelle a velocità variabile hanno il vantaggio di modulare la coppia resistiva in modo da adattare la velocità di rotazione del generatore alle condizioni del vento che si manifestano.

Quando la velocità del vento è particolarmente bassa il rotore della turbina viene mantenuto fermo dai freni in quanto non risulta conveniente metterlo in moto. Il rotore sarà sbloccato quando il vento sarà sufficiente per avere una velocità del generatore accettabile (In figura 8.6 il limite inferiore di rotazione è il punto A).

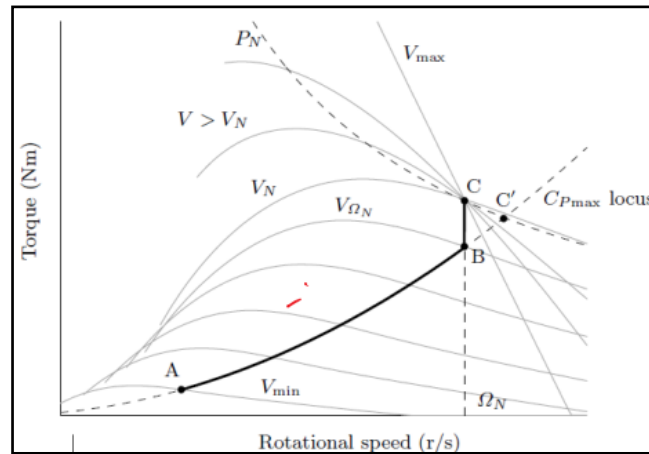


Figura 8.11 Grafico rappresentante la coppia in funzione della velocità di rotazione [17]

Con l'aumento della velocità del vento si registra un aumento della velocità di rotazione del generatore, in questo frangente si modula la coppia in modo da mantenere il “*tip speed ratio*” ($\lambda = \Omega R / V_\infty$) costante pari al suo valore ottimale. Questa procedura è necessaria poiché il coefficiente di potenza C_P è fortemente dipendente dal “*tip speed ratio*” (Figura 8.7) e nel momento in cui quest'ultimo assume il suo valore ottimale il coefficiente di potenza assumerà il valore massimo.

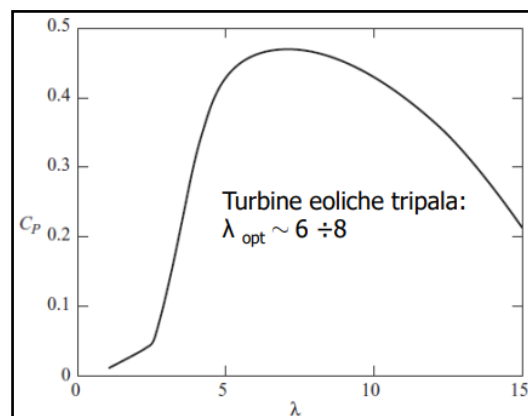


Figura 8.12 Relazione tra coefficiente di potenza e tip speed ratio [17]

In questa fase l'angolo di pitch della pala è mantenuto costante così da avere massimo sfruttamento dell'energia eolica in ingresso.

Nel momento in cui la velocità del vento supera il valore nominale si entra nella fase di controllo della potenza, in questo frangente è necessario mantenere la potenza costante andando a lavorare sull'angolo di pitch.

Capitolo 9: Il software WindSim

Dopo aver analizzato la risorsa eolica e fornito una panoramica sugli aerogeneratori, si è scelto di approfondire l'utilizzo del software WindSim. Questo capitolo si concentra sull'approccio al software, descrivendo i suoi diversi moduli e illustrando le prime procedure legate alla configurazione dei domini, senza entrare nel merito delle stime di producibilità, che saranno affrontate nel capitolo successivo.

9.1 Panoramica di WindSim

WindSim combina un simulatore CFD (*Computational Fluid Dynamics*) denominato *Phoenix*, sviluppato da CHAM, e un visualizzatore 3D chiamato GLviewer, sviluppato da *Ceetron*. Phoenix è in grado di ricostruire il campo di vento di una specifica area attraverso la risoluzione delle equazioni RANS (*Reynolds Average Navier Stokes*), tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno. In questo modo è possibile valutare la ventosità di una determinata area.

Il software consente anche di ottimizzare la produzione energetica di un parco eolico individuando le posizioni ottimali per l'installazione delle turbine, con il fine di massimizzare la produzione energetica e minimizzare i carichi a cui le turbine sono sottoposte.

L'input principale richiesto dal software è il modello digitale del terreno (DEM). È possibile utilizzare una scala di risoluzione variabile a seconda delle caratteristiche del terreno, passando da ampi domini di simulazione a piccole zone di pochi chilometri quadrati. In aggiunta, è necessario inserire un modello relativo alla rugosità del terreno, fondamentale per la risoluzione del campo di velocità.

Grazie a queste informazioni WindSim riesce a stimare la produzione energetica per ciascuna turbina. Il risolutore è composto da sei moduli da eseguire in sequenza: *Terrain*, *Windfield*, *Objects*, *Results*, *Wind Resources*, *Energy*.

9.1.1 Terrain

In questo modulo vengono inserite tutte le informazioni riguardanti l'orografia e la rugosità del sito di interesse. Quando si realizza un nuovo progetto, è necessario caricare un file *.gws* dell'area da analizzare, così da fornire al software le informazioni sull'orografia del terreno (*Digital Elevation Model*) e sulla sua rugosità.

Dopo la realizzazione del modello 3D, il modulo permette di definire il livello di dettaglio dell'analisi attraverso la creazione di una griglia di calcolo (*Mesh*) costituita da un numero di celle proporzionale al livello di dettaglio dell'analisi. La griglia deve essere ottimizzata in funzione all'accuratezza con la quale si vuole risolvere il campo del vento: griglie più fitte garantiscono una maggiore precisione,

ma aumentano significativamente lo sforzo computazionale. I parametri principali che possono essere regolati per raffinare la griglia sono i seguenti:

- **Height distribution factor (HDF):** esprime il rapporto dimensionale tra la cella posta sul terreno e quella posta immediatamente sopra. Una scelta adeguata di questo parametro consente di raffinare la mesh ed interpolare i dati sperimentali con quelli simulati, migliorando la risoluzione del gradiente di velocità nelle vicinanze del suolo.
- **Number of cells in Z direction:** definisce il numero di celle in direzione verticale, il valore minimo è 20 mentre il valore massimo è 50.
- **Maximum number of cells:** determina il numero massimo di celle che vanno a formare la griglia, in base alla risoluzione del DEM e alle capacità computazionali del computer utilizzato.
- **Terrain Smoothing limit:** consente di limitare la derivata seconda dell'altezza, rappresentante la pendenza del terreno, con il fine di ridurre lo sforzo computazionale.

9.1.2 WindFields

Dopo aver generato il modello 3D dell'area, si procede con la simulazione fluidodinamica. Il campo di vento viene calcolato mediante la risoluzione delle equazioni RANS, discretizzate e integrate con un metodo ai volumi finiti.

Il programma esegue una simulazione per ciascuna direzione della rosa dei venti definita dall'utente, con un numero di settori compreso tra 12 e 36. In questo studio si è optato per 12 settori, bilanciando precisione e sforzo computazionale. Le variabili calcolate durante le simulazioni includono:

- Pressione (p);
- Componenti della velocità (u , v , w);
- Energia cinetica turbolenta (k);
- Tasso di dissipazione turbolenta (ϵ o ω).

Le condizioni al contorno hanno la forma di un profilo verticale di velocità; possono essere specificate tramite profili analitici o *nesting*. I primi sono basati su profili logaritmici su terreni pianeggianti, è

noto che questa distribuzione di velocità non è tipica delle orografie complesse. Pertanto, non è corretto ipotizzare un'orografia piana immediatamente prima di una complessa come dato di input.

La tecnica del nesting, invece, consente di applicare al modello corrente i risultati di un precedente modello 3D. In questo modo, l'output di una prima simulazione viene utilizzato come input per una simulazione successiva, garantendo maggiore attendibilità dei risultati.

Per ogni simulazione è possibile scegliere il numero di iterazioni tramite l'apposita opzione e procedere con le iterazioni fino al raggiungimento della convergenza numerica. Questa parte richiede particolare attenzione nella selezione dei parametri risolutivi, poiché la scelta del modello di turbolenza influisce significativamente sul raggiungimento della convergenza.

La convergenza risulta raggiunta se i valori delle grandezze fisiche rimangono costanti all'aumentare delle iterazioni: ciò avviene se sul grafico la curva risulta costante, senza oscillazioni.

WindSim offre tre approcci distinti per la risoluzione delle equazioni caratteristiche del problema:

- **Coupled solver (Risolutore accoppiato):** in grado di risolvere contemporaneamente i campi di ventosità e di pressione;
- **Segregated solver (Risolutore disaccoppiato):** determina prima il campo di velocità, poi quello di pressione;
- **GCV solver:** compromesso efficace tra velocità di calcolo e accuratezza.

9.1.3 Objects

Il modulo Objects è utilizzato per definire tutti gli elementi necessari allo studio del parco eolico: turbine, anemometri ed anemometri trasferiti.

Con l'oggetto "turbina" è possibile definire la posizione della macchina e le sue caratteristiche come la curva di potenza e la curva del coefficiente di spinta. Utilizzando l'oggetto "anemometro" possono essere inseriti i dati sperimentali del vento, la velocità e la direzione, relativi ad una reale stazione anemometrica all'interno del sito.

Un'opzione molto interessante di questo modulo è l'inserimento delle stazioni anemometriche, i cui dati devono essere opportunamente convertiti nel formato compatibile con WindSim (.wvs o .tws). A tal fine, è possibile utilizzare la funzione *transferred climatology*, che consente di creare una torre anemometrica virtuale costituita da dati anemometrici delle stazioni anemometriche presenti nell'area macroscopica di simulazione.

9.1.4 Results

Il modulo Results permette di visualizzare, su delle apposite mappe, le grandezze fisiche precedentemente calcolate durante la simulazione fluidodinamica, ma non visualizzate nel modulo Windfield.

Velocità scalare in x:	in direzione Est-Ovest, $u[\frac{m}{s}]$
Velocità scalare in y:	in direzione Nord-Sud, $v[\frac{m}{s}]$
Velocità scalare in z:	in direzione verticale, $w[\frac{m}{s}]$
Velocità scalare in xy:	nel piano orizzontale, $\sqrt{u^2 + v^2}[\frac{m}{s}]$.
Velocità scalare in xyz:	nello spazio, $\sqrt{u^2 + v^2 + w^2}[\frac{m}{s}]$.
Velocità vettoriale xy:	nel piano orizzontale (u, v, θ) .
Velocità vettoriale xyz:	nello spazio (u, v, w) .
Direzione scalare:	direzione del vento rispetto al piano orizzontale $[\circ]$
Energia cinetica turbolenta:	$k [\frac{m^2}{s^2}]$
Intensità turbolenta:	è la percentuale identificativa delle fluttuazioni turbolente rispetto al flusso medio, assumendo la turbolenza isotropa $\frac{100 \cdot \sqrt{\frac{4}{3}} \cdot k}{\sqrt{u^2 + v^2}}$ %
Tasso di dissipazione della turbolenza:	ϵ , se il modello <i>RANS</i> utilizzato è il <i>k-ϵRNG</i> $[\frac{m^2}{s^3}]$.
Frequenza turbolenta:	omega, se il modello <i>RANS</i> utilizzato è il <i>k-ω</i> $[\frac{1}{s}]$.
Pressione relativa:	lo zero è fissato al livello del mare, meno il termine idrostatico $[Pa]$
Angolo di afflusso:	angolo rispetto all'orizzontale $arctg(\frac{w}{\sqrt{xy}})$.

Figura 9.1 Grandezze visualizzabili

Variando l'altezza della superficie di osservazione, è possibile ottenere i dati a diverse altitudini, fornendo una visione completa del campo di velocità in ogni punto dell'area analizzata.

9.1.5 Wind Resources

Nel modulo Wind Resource, il programma, combinando i dati sperimentali con le soluzioni fluidodinamiche, genera una mappa dettagliata della ventosità.

Il programma può rilasciare come output una mappa di ventosità per ciascun settore definito in precedenza e per ogni stazione anemometrica inserita.

9.1.6 Energy

Tramite quest'ultimo modulo è possibile calcolare l'energia annua prodotta dalla singola turbina eolica e dal campo eolico una volta collocato nell'area di interesse.

9.2 Modello Digitale del Terreno

La morfologia del sito di studio è inserita all'interno del software attraverso una rappresentazione digitale del terreno. Il modello digitale del terreno inserito in WindSim nel formato *.gws*, è stato generato grazie all'ausilio del software Global Mapper.

Generalmente, per rappresentare in maniera accurata l'orografia del terreno circostante un parco eolico, è sufficiente prendere in considerazione due domini: un primo dominio, che include il parco eolico, e un secondo dominio, con estensione pari al triplo del primo. Tuttavia, in questo caso specifico, è stato necessario utilizzare tre domini distinti, progressivamente meno estesi e annidati sull'area di posizionamento delle turbine.

Nel dominio più grande, le condizioni iniziali per la simulazione sono state definite utilizzando i profili di vento preregistrati di WindSim. Nei domini minori, invece, è stata applicata la tecnica del “nesting” precedentemente descritta, al fine di migliorare l'affidabilità complessiva dell'analisi.

Questa scelta metodologica è stata causata dall'assenza di dati anemometrici sperimentali all'interno del dominio più piccolo. Per compensare questa mancanza sono state prese in considerazione due differenti torri anemometriche:

- La prima, situata nella provincia di Foggia, a circa 40 Km di distanza dal parco eolico, è collocata su un terreno pianeggiante a un'altitudine di 56 metri sul livello del mare. Su di essa sono collocati due anemometri a coppette a 50 metri dal suolo.
- La seconda, situata nel comune di Castelluccio dei Sauri, a circa 15 Km di distanza dal parco eolico, si trova su un terreno collinare, a un'altitudine di 230 metri sul livello del mare. Questa torre anemometrica presenta due anemometri a coppette, modello 40C e 40S, collocati rispettivamente a 30 metri e 20 metri dal suolo; inoltre presenta una banderuola, modello 200P, necessaria per rilevare la direzione del vento.

Entrambe le torri anemometriche rientrano nel dominio più grande, per tale motivo sarà necessario realizzare dei “transferred climatology” per trasferire i dati sperimentali dapprima nel dominio intermedio e successivamente nel dominio più piccolo. Questa procedura garantisce la disponibilità di dati affidabili, a partire dai quali condurre la stima di producibilità.

Il DEM del terreno di interesse è stato ottenuto scaricando, all'interno di Global Mapper, la mappa *ASTER GDEM v3 World Elevation Data*, caratterizzata da una risoluzione di 30 metri. A seguire, sempre con Global Mapper, è stata scaricata la mappa relativa alla rugosità invernale del terreno, *Corine Land Cover 2018*, con risoluzione a 100 m.

A seguito di ciò, è stata condotta un'analisi di rugosità all'interno del software che, combinata con il DEM scaricato in precedenza, ha consentito di realizzare il file *WindSim GWS Roughness/Elevation File*.



Figura 9.2 Visualizzazione dei tre domini distinti su Google Earth

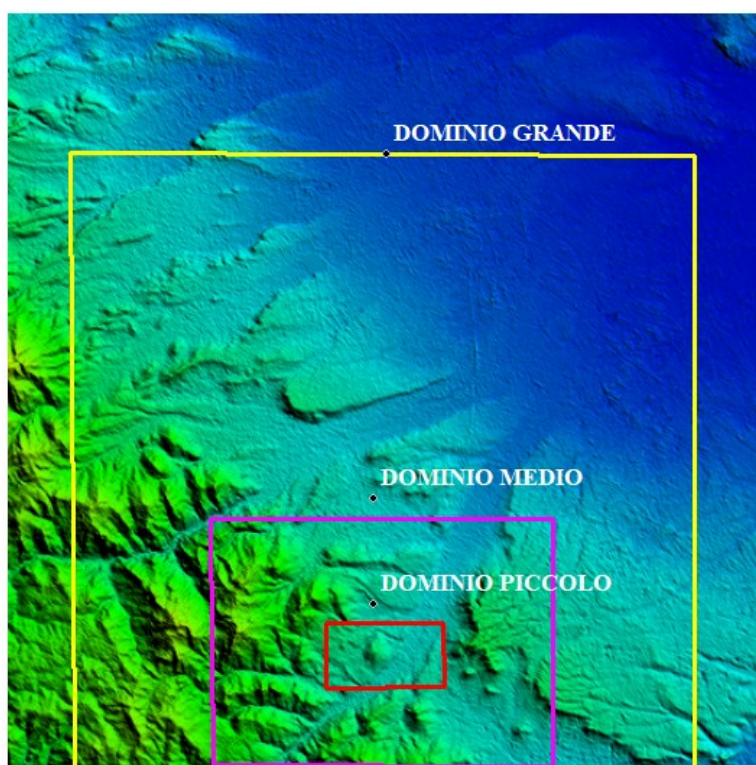


Figura 9.3 Visualizzazione dei tre domini distinti su Global Mapper

9.3 Analisi della macroarea

Il primo passo nell'utilizzo di WindSim è consistito nella simulazione del dominio caratterizzato da dimensioni maggiori. L'obiettivo principale è stato quello di effettuare una simulazione su un'area particolarmente ampia, in modo da utilizzare i risultati ottenuti come condizioni al contorno per le simulazioni dei domini più piccoli, sfruttando l'opzione nesting. In questa fase, il dominio è stato modellato senza l'inserimento di aerogeneratori, e non è stato calcolato l'Annual Energy Production (AEP).

9.3.1 Terrain

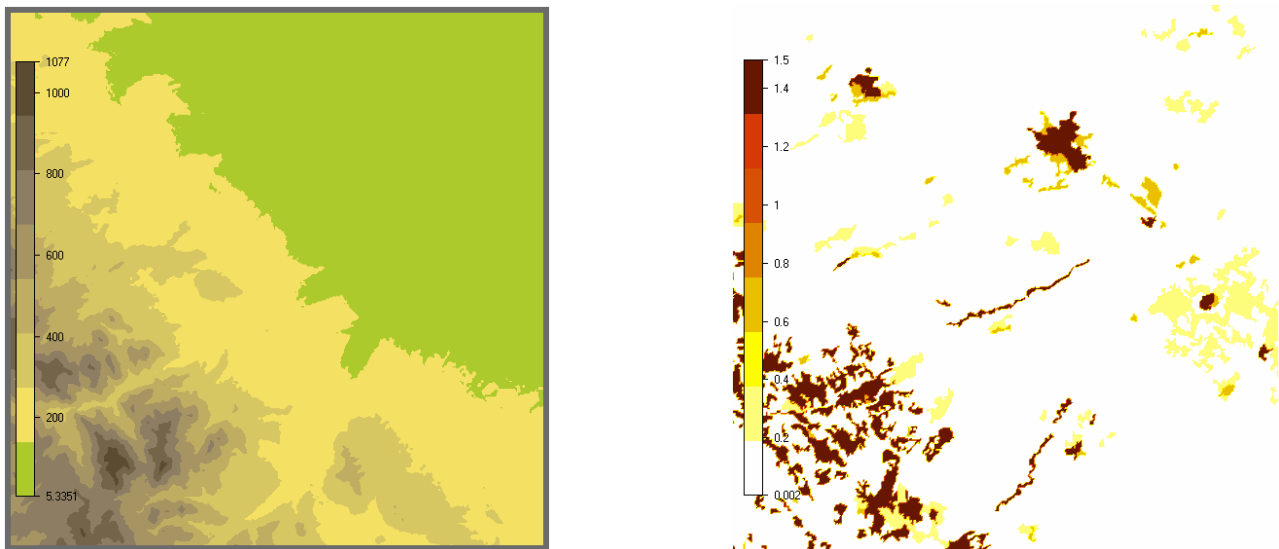
Il dominio in questione si estende per circa 55 Km lungo la direzione X e per circa 63 Km lungo la direzione Y, coprendo una superficie totale di circa 3500 Km². La scelta di un'area così estesa è stata necessaria per integrare nella simulazione dati anemometrici sperimentali.

Coordinate System	Global (Mercator WGS84)
Roughness Height	Read From Grid .gws
Automatic gridding	False
Refinement Type	No Refinement
Height above the terrain	7000 m
Maximun number of cells	10000000
Vertical Expansion	Arithmetical
HDF	0,1
Number of cells in Z direction	20
Smoothing Type	Bi-linear smoothing
Terrain Smoothing limit	0.007
Forest	Disregard forest

Tabella 9.1 Proprietà del Terrain

A seguire è mostrato il report generato dal modulo Terrain, contenente la visualizzazione 2D del terreno, una rappresentazione 3D e i dati relativi all'estensione del dominio.

Report 2D



x-min	x-max	y-min	y-max	x-extent	y-extent	resolution
1690328.1	1757688.1	5002026.0	5069386.0	67360.0	67360.0	160.0

Figura 9.4 Elevazione, rugosità ed estensione del dominio grande

Report 3D

La figura seguente mostra la disposizione delle celle della griglia di calcolo lungo la direzione verticale (z). Si è deciso di impiegare solamente 20 celle in questa direzione per mantenere un livello di dettaglio sufficiente senza aumentare eccessivamente lo sforzo computazionale.

Dalla figura si osserva come le celle siano particolarmente ravvicinate tra loro in prossimità del suolo, una scelta indispensabile per catturare gli effetti dell’orografia sulla risorsa eolica.

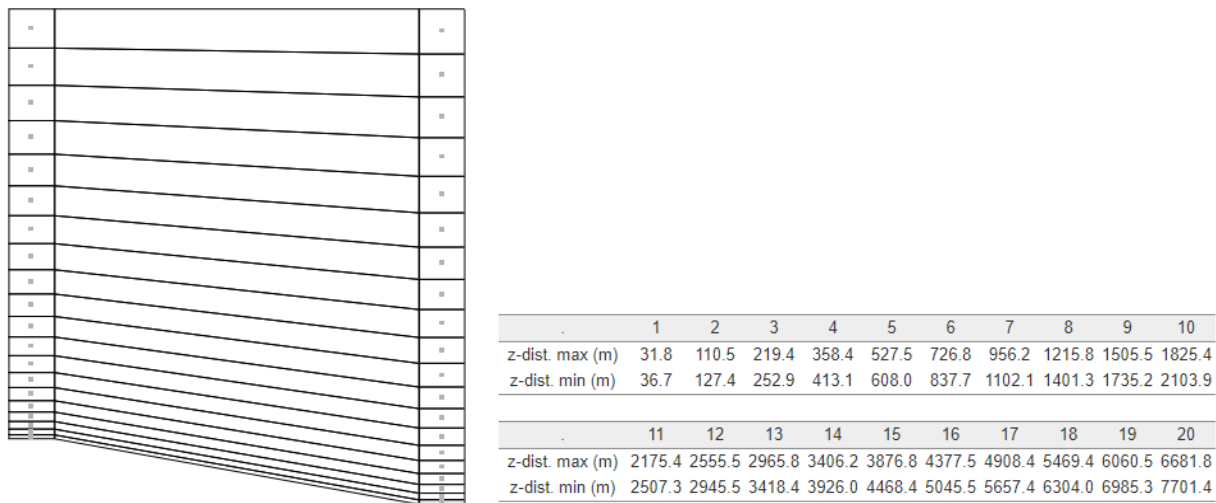


Figura 9.5 Disposizione delle celle in direzione z

9.3.2 Windfield

Dopo l'analisi del Terrain, è stato eseguito il modulo WindField per calcolare il campo di moto all'interno del dominio. La figura successiva mostra le impostazioni utilizzate per questa simulazione.

Do nesting	Disregard Nesting
Sector Input Type	Uniform Distribution of the Sector Angles
Number of Sectors	12
Height of Boundary Layer	999
Speed Above Boundary Layer	10
Use Previous Run as Input	False
Boundary Condition al Top	Fixed Pressure
Potential Temperature	Disregard temperature
Air Density	1.225
Turbulence Model	RNG k- ϵ
Solver	GVC
Number of Simultaneous Sectors	1
Convergence Settings	Manual Definition
Number of Iteration	500
Convergence Criteria	0.001
Height of Reduced Wind Database	300

Tabella 9.2 Proprietà WindField

Solo per questa prima simulazione è stato utilizzato il profilo di velocità del vento predefinito di WindSim come dato di input. La quota del boundary layer è stata fissata a 7000 metri per evitare effetti di bloccaggio, mentre la velocità del vento al di sopra di tale altezza è stata fissata a 10m/s.

L'immagine seguente riporta il tempo di calcolo per ciascuno dei dodici settori analizzati, il numero di iterazioni necessarie per il raggiungimento della convergenza e la conferma dell'avvenuta convergenza attraverso il simbolo "C".

Date	Time	Sector	Solver	Conwiz	#lter	#lter exe	Time exe (S)
15.11.24	14:32:43	000	GCV	No	500	189	02:26:48 (C)
15.11.24	17:13:01	030	GCV	No	500	199	02:39:50 (C)
15.11.24	19:47:26	060	GCV	No	500	199	02:33:56 (C)
15.11.24	22:15:56	090	GCV	No	500	189	02:28:01 (C)
16.11.24	01:12:17	120	GCV	No	500	223	02:55:50 (C)
16.11.24	04:01:08	150	GCV	No	500	215	02:48:18 (C)
16.11.24	06:36:07	180	GCV	No	500	198	02:34:26 (C)
16.11.24	09:37:01	210	GCV	No	500	235	03:00:19 (C)
16.11.24	12:46:40	240	GCV	No	500	245	03:09:03 (C)
16.11.24	15:31:42	270	GCV	No	500	212	02:44:26 (C)
16.11.24	18:43:10	300	GCV	No	500	237	03:10:50 (C)
16.11.24	21:41:49	330	GCV	No	500	229	02:58:00 (C)

Figura 9.6 Dimostrazione di avvenuta convergenza

9.3.3 Object

All'interno del dominio in analisi sono presenti due torri anemometriche, entrambi contenenti più punti di misura. In particolare, la stazione situata in provincia di Foggia ha un unico punto di misura collocato a 50 metri dal livello del suolo. Per quanto riguarda la stazione situata a Castelluccio dei Sauri, ha due punti di misura rispettivamente a 20 e 30 metri di altezza rispetto al livello del suolo.

I dati anemometrici della stazione di Foggia coprono l'anno 2008 e sono continui, mentre quelli di Castelluccio coprono il periodo 2006-2010, ma risultano discontinui. È stato scelto di considerare soltanto i dati relativi al 2009, considerato l'anno più affidabile.

Per entrambe le torri anemometriche, sarà necessario effettuare un'operazione di transferred climatology all'interno di WindSim. Le coordinate del trasferimento sono state selezionate in modo che i dati interpolati ricadano nel dominio intermedio. Successivamente, durante l'analisi del dominio più piccolo, i dataset saranno nuovamente trasferiti per stimare la producibilità del parco eolico.

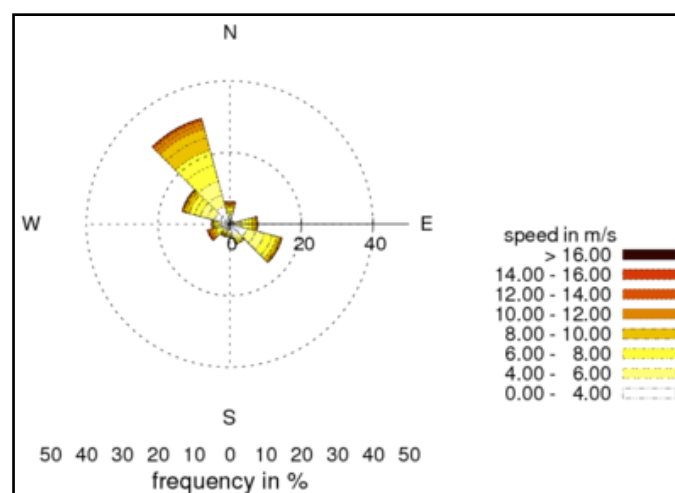
Le seguenti figure rappresentano i dati sperimentali raccolti presso le stazioni anemometriche sotto forma di rosa dei venti, che mostra la distribuzione della velocità media del vento suddivisa in intervalli di velocità (bins) e direzioni del vento (sectors). Per semplicità, tutte le velocità superiori a 16 m/s sono state raggruppate.

Torre Anemometrica di Foggia

Questa torre, situata su un terreno pianeggiante a un'altitudine di 56 metri sul livello del mare, è equipaggiata con due anemometri a coppette posti a 50 metri dal suolo.

Object Type	Climatology
Site Name	Foggia
Measurement Period	01/01/2008 00:10 - 31/12/2008 23:50
Records	52702
Position (Coordinate Geografiche)	Lat: 41.582369° Long: 15.533044° Z: 50m

Tabella 9.3 Caratteristiche torre anemometrica di Foggia



.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	2.16	0.94	1.42	2.44	2.49	1.73	1.77	1.71	2.16	1.52	2.29	2.86
A	7.30	2.53	2.69	6.60	5.81	4.34	4.07	5.92	8.03	5.22	6.12	7.53
freq	6.3	1.0	1.1	7.8	15.1	5.8	3.6	3.7	6.4	4.9	13.7	30.5
mean	6.21	2.82	2.45	5.70	5.10	3.93	3.56	5.07	6.80	4.64	5.34	6.62

Figura 9.7 Rosa dei venti e tabella di frequenza Foggia

Più del 40% degli eventi è compreso tra 300° e i 360°. Il settore con maggior frequenza, 30.5%, è quello tra i 315° e i 340°, che risulta anche il secondo più ventoso con una velocità media di 6.62 m/s.

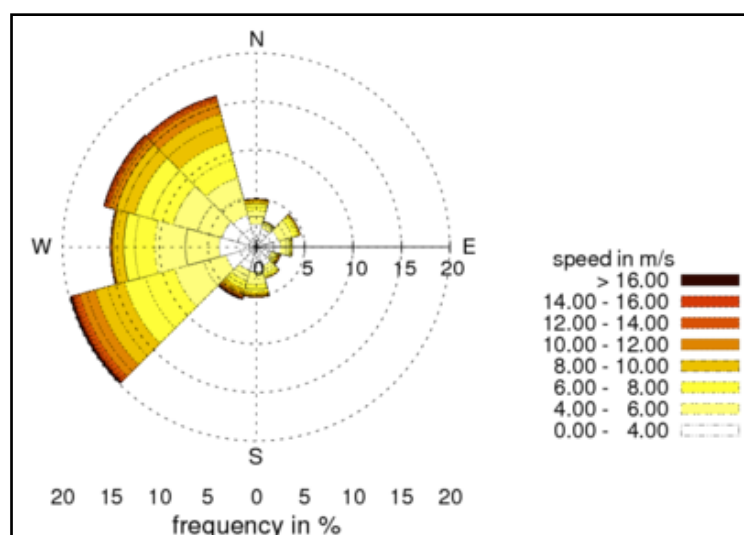
Il dataset, confrontato con i dati del Lidar analizzati nel Capitolo 4, risulta poco rappresentativo della risorsa eolica nel sito di Sant’Agata di Puglia. Per questo motivo, gli sarà attribuito un peso inferiore durante le simulazioni di stima della producibilità.

Torre Anemometrica di Castelluccio

Questa torre anemometrica, situata su un terreno collinare a un’altitudine di 230 metri sul livello del mare, è dotata di due anemometri a coppette, modelli 40C e 40S, posti a 30 metri e 20 metri dal suolo. L’analisi riportata si riferisce all’anemometro a 30m dal suolo.

Object Type	Climatology
Site Name	Castelluccio dei Sauri
Measurement Period	01/01/2009 00:10 - 31/12/2009 23:50
Records	49365
Position (Coordinate Geografiche)	Lat: 41.304781° Long: 15.503769° Z: 30 m

Tabella 9.4 Caratteristiche torre anemometrica di Castelluccio



.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	1.85	1.63	2.16	1.85	1.29	1.76	1.79	1.31	2.12	2.61	2.19	2.47
A	5.04	3.54	4.77	3.79	4.13	4.09	4.96	5.83	7.44	5.79	6.69	7.39
freq	5.0	2.7	4.7	3.7	2.6	3.3	5.2	5.5	19.9	15.0	16.3	16.1
mean	4.50	3.17	4.14	3.30	3.93	3.63	4.41	5.38	6.74	5.21	6.01	6.50

Figura 9.8 Rosa dei venti e tabella di frequenza Castelluccio

Più del 60% degli accadimenti è compreso tra 230° e i 330°. Il settore con maggior frequenza, 19.9% è quello tra i 230° e i 250°, che risulta anche il più ventoso con una velocità media di 6.74 m/s.

Confrontando questi dati con quelli del Lidar, il dataset di Castelluccio appare decisamente più rappresentativo della risorsa eolica nel sito. Per tale ragione, sarà utilizzato come riferimento principale per il calcolo dell'energia prodotta dal parco.

La trattazione prosegue con l'analisi del dominio di dimensioni più ridotte. Si è scelto di non includere i dettagli relativi all'analisi del dominio intermedio, in quanto non apporterebbero informazioni aggiuntive alla discussione. Lo studio di tale dominio è stato condotto seguendo le medesime procedure adottate per il dominio maggiore, utilizzando le stesse impostazioni nei tre moduli principali di simulazione. Tuttavia, la simulazione del dominio intermedio si è resa necessaria per ottenere risultati da utilizzare come condizioni iniziali per l'analisi del dominio più piccolo.

9.4 Analisi della microarea

Dopo le analisi condotte sui domini di dimensioni maggiori, l'attenzione è stata rivolta alla simulazione del dominio più piccolo. L'obiettivo principale di questa fase è stato modellare con precisione l'area circoscritta al parco eolico di Sant'Agata, per stimare l'energia prodotta dal singolo parco e analizzare le interferenze con due parchi adiacenti. A differenza delle simulazioni precedenti, in questo dominio sono stati inseriti gli aerogeneratori, passaggio necessario per calcolare l'Annual Energy Production (AEP) e le interferenze tra i parchi.

9.4.1 Terrain

Il dominio di studio copre una superficie di circa 39 km², con un'estensione di 8 km in direzione X e 5 km in direzione Y. Questa scelta dimensionale è stata necessaria per garantire un'analisi accurata, focalizzata sui dettagli.

Coordinate System	Global (Mercator WGS84)
Roughness Height	Read From Grid .gws
Automatic gridding	False
Refinement Type	No Refinement
Height above the terrain	Authomatic
Maximun number of cells	10000000
Vertical Expansion	Arithmetical
HDF	0,1
Number of cells in Z direction	40
Smoothing Type	Bi-linear smoothing
Terrain Smoothing limit	0.01
Forest	Disregard forest

Tabella 9.5 Proprietà del Terrain

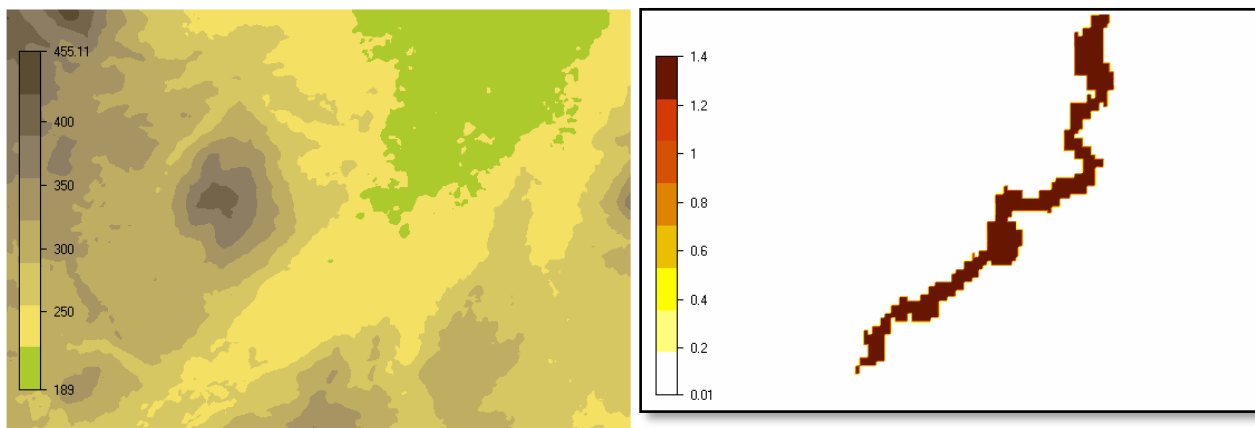
Rispetto all'analisi precedente si nota che il numero di celle lungo la direzione Z è stato aumentato, l'altezza rispetto al terreno è stata settata su "Authomatic" poiché non vi è più il rischio di fenomeni di bloccaggio e lo Smoothing limit è stato incrementato sotto suggerimento del software WindSim.

Report 2D

Il report in questione include una rappresentazione dell'elevazione, della rugosità e dell'estensione del dominio, mentre il report 3D illustra la disposizione verticale delle celle della griglia di calcolo.

Analizzando le immagini sottostanti è possibile mettere in evidenza le prime differenze rispetto al dominio grande:

- **Griglia di calcolo:** Nel dominio piccolo, la spaziatura delle celle è stata ridotta da 80 m a 40 m, aumentando il livello di dettaglio nella modellazione del terreno.
- **Rugosità:** Il valore di rugosità è più uniforme e corrisponde al valore calcolato analiticamente tramite Matlab.
- **Elevazione:** L'area di analisi presenta un'altitudine massima di 455 m, significativamente inferiore rispetto ai 1077 m del dominio grande, confermando che si tratta di un'area collinare.



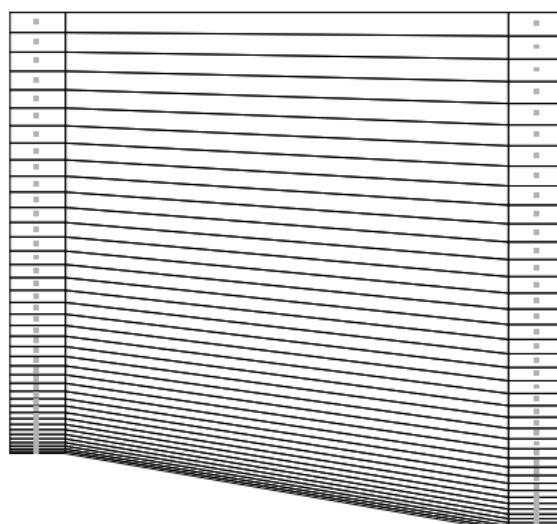
x-min	x-max	y-min	y-max	x-extent	y-extent	resolution
1718603.5	1730723.5	5005774.0	5013974.0	12120.0	8200.0	40.0

Figura 9.9 Elevazione, rugosità ed estensione del dominio grande

Report 3D

Come presentato anche nel caso precedente, la figura seguente mostra la disposizione delle celle della griglia di calcolo lungo la direzione verticale (z).

Il numero di celle in direzione verticale è stato incrementato da 20 a 40 per catturare con maggiore accuratezza gli effetti dell'orografia sul vento. Le celle sono state ravvicinate, soprattutto nelle zone prossime al suolo, per tenere conto delle peculiarità orografiche osservate durante i sopralluoghi.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
z-dist. max (m)	3.4	11.0	20.3	31.0	43.4	57.3	72.9	90.0	108.6	128.9
z-dist. min (m)	4.0	13.0	23.8	36.5	51.1	67.5	85.7	105.9	127.8	151.7
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
z-dist. max (m)	150.7	174.1	199.1	225.7	253.8	283.5	314.8	347.7	382.2	418.2
z-dist. min (m)	177.4	204.9	234.3	265.6	298.7	333.7	370.5	409.2	449.8	492.2
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
z-dist. max (m)	455.8	495.0	535.8	578.1	622.0	667.5	714.6	763.3	813.5	865.3
z-dist. min (m)	536.4	582.6	630.5	680.4	732.1	785.6	841.0	898.3	957.4	1018.4

Figura 9.10 Disposizione delle celle in direzione z

9.4.2 WindField

Dopo l'analisi del terreno, il modulo WindField è stato utilizzato per calcolare il campo di moto all'interno del dominio. La figura successiva mostra le impostazioni utilizzate per questa simulazione.

Do nesting	From WindSim Project
Sector Input Type	Uniform Distribution of the Sector Angles
Number of Sectors	12
Height of Boundary Layer	999
Speed Above Boundary Layer	10
Use Previous Run as Input	False
Boundary Condition al Top	Fixed Pressure
Potential Temperature	Disregard temperature
Air Density	1.225
Turbulence Model	RNG k-ε
Solver	GVC
Number of Simultaneous Sectors	1
Convergence Settings	Manual Definition
Number of Iteration	500
Convergence Criteria	0.001
Height of Reduced Wind Database	300

Tabella 9.6 Proprietà WindField

In questa fase, è stato applicato il *nesting*, sfruttando i risultati del dominio intermedio come condizioni iniziali per il dominio più piccolo. La quota del *boundary layer* e la velocità del vento al di sopra di tale altezza sono rimaste invariate rispetto alle simulazioni precedenti.

Il tempo di calcolo per ciascun settore analizzato è diminuito grazie alle dimensioni ridotte del dominio, ma rimane significativo a causa dell'aumento della densità della griglia di calcolo. La convergenza è stata raggiunta in tutti i settori analizzati, come indicato nei report.

Date	Time	Sector	Solver	Conwiz	#Iter	#Iter exe	Time exe (S)
27.11.24	17:35:13	000	GCV	No	500	147	01:18:16 (C)
27.11.24	18:50:53	030	GCV	No	500	141	01:15:12 (C)
27.11.24	20:19:37	060	GCV	No	500	170	01:28:14 (C)
27.11.24	21:53:09	090	GCV	No	500	185	01:33:01 (C)
27.11.24	23:27:11	120	GCV	No	500	185	01:33:29 (C)
28.11.24	00:36:56	150	GCV	No	500	132	01:09:12 (C)
28.11.24	01:36:44	180	GCV	No	500	115	00:59:15 (C)
28.11.24	02:44:34	210	GCV	No	500	130	01:07:14 (C)
28.11.24	04:09:23	240	GCV	No	500	164	01:24:12 (C)
28.11.24	05:45:19	270	GCV	No	500	190	01:35:19 (C)
28.11.24	07:23:30	300	GCV	No	500	193	01:37:32 (C)
28.11.24	08:42:35	330	GCV	No	500	151	01:18:22 (C)

Figura 9.11 Dimostrazione di avvenuta convergenza

9.4.3 Objects

Nel dominio in analisi, gli *object* inseriti nel modulo sono stati generati mediante l'operazione di *transferred climatology*, condotta inizialmente sul dominio grande e successivamente sul dominio intermedio. Tale processo ha permesso di interpolare i dati sperimentali raccolti presso due torri anemometriche originali, rispettivamente situate nella provincia di Foggia e nel comune di Castelluccio dei Sauri.

Le coordinate per il trasferimento dei dati sono state selezionate con l'obiettivo di garantire la massima somiglianza possibile tra le condizioni delle zone di origine e quelle di destinazione. Questo approccio è stato adottato per preservare l'integrità dei dati anemometrici trasferiti e garantire che l'analisi risultante fosse accurata e affidabile.

Il trasferimento consiste nell'applicare al vettore di velocità (identificato da un punto nella tabella cui corrisponde il centro di un settore e il centro di un bin) un coefficiente moltiplicativo (Speed Up) e una variazione di direzione (direction shift). Ripetendo l'operazione per ogni punto e sommando le frequenze si ottiene la climatologia trasferita. I coefficienti moltiplicativi e la variazione di direzione sono calcolati utilizzando i risultati contenuti nella base di dati WindFields, per la coppia di punti di cui si conoscono le posizioni e per ogni settore.

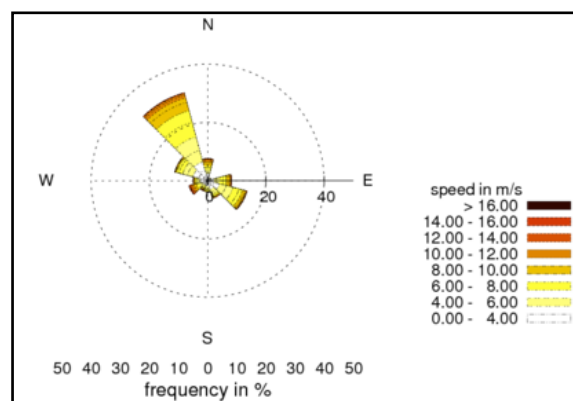
Nelle figure seguenti, i dati sperimentali delle torri anemometriche sono rappresentati tramite rose dei venti, che mostrano la distribuzione della velocità media del vento suddivisa per intervalli di velocità (*bins*) e direzioni del vento (*sectors*). Per semplificazione, tutte le velocità superiori a 16 m/s sono state raggruppate in un unico intervallo.

Anemometro di Foggia trasferito

Questa torre, situata su un terreno pianeggiante a un'altitudine di 230 metri sul livello del mare, è equipaggiata con due anemometri a coppette posti a 50 metri dal suolo.

Object Type	Climatology
Site Name	Foggia
Measurement Period	01/01/2008 00:10 - 31/12/2008 23:50
Records	52702
Position (Coordinate Geografiche)	Lat: 41.582369° Long: 15.533044° Z: 110m

Tabella 9.7 Caratteristiche torre anemometrica situata a Foggia



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	2.28	0.93	1.40	2.47	2.51	1.78	1.78	1.70	2.18	1.47	2.24	2.80
A	7.21	2.34	2.58	6.89	5.97	4.91	4.71	6.45	8.28	4.79	5.09	6.85
freq	7.5	1.1	1.1	8.2	13.9	6.2	3.9	3.7	6.6	4.9	11.6	31.1
mean	6.13	2.64	2.36	5.95	5.23	4.42	4.12	5.55	7.00	4.27	4.46	6.01

Figura 9.12 Rosa dei venti e tabella di frequenza Foggia

Più del 40% degli eventi è compreso tra 300° e i 360°. Il settore con maggior frequenza, 31.1%, è quello tra i 315° e i 340°, che risulta anche il terzo più ventoso con una velocità media di 6.01 m/s.

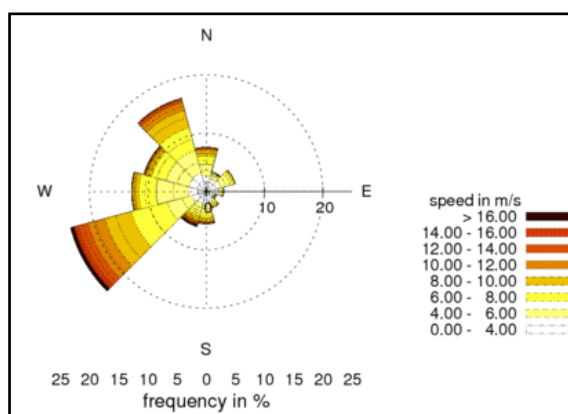
Il dataset, confrontato con i dati del Lidar analizzati nel Capitolo 4, risulta poco rappresentativo della risorsa eolica nel sito di Sant'Agata di Puglia. Per questo motivo, gli sarà attribuito un peso inferiore durante le simulazioni di stima della producibilità.

Anemometro di Castelluccio trasferito

Questa torre anemometrica, situata su un terreno collinare a un'altitudine di 230 metri sul livello del mare, è dotata di due anemometri a coppette, modelli 40C e 40S, posti a 30 metri e 20 metri dal suolo. L'analisi riportata si riferisce all'anemometro a 30m dal suolo.

Object Type	Climatology
Site Name	Castelluccio dei Sauri
Measurement Period	01/01/2009 00:10 - 31/12/2009 23:50
Records	49365
Position (Coordinate Geografiche)	Lat: 41.304781° Long: 15.503769° Z: 110 m

Tabella 9.8 Caratteristiche torre anemometrica situata a Castelluccio dei Sauri



.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
k	2.02	1.71	2.18	1.66	1.32	1.59	1.78	1.34	2.11	2.76	2.30	2.47
A	6.18	3.92	4.71	3.49	3.77	4.28	5.80	6.87	8.84	5.98	6.03	7.56
freq	7.6	3.5	5.1	3.0	1.8	3.0	5.5	6.2	24.0	12.8	11.0	16.5
mean	5.47	3.46	4.09	3.10	3.55	3.85	5.18	6.38	8.04	5.33	5.38	6.65

Figura 9.13 Rosa dei venti e tabella di frequenza Castelluccio

Più del 60% degli accadimenti è compreso tra 230° e i 330°. Il settore con maggior frequenza, 24.0% è quello tra i 230° e i 250°, che risulta anche il più ventoso con una velocità media di 8.04 m/s.

Confrontando questi dati con quelli del Lidar, il dataset di Castelluccio appare decisamente più rappresentativo, rispetto a quello di Foggia, della risorsa eolica nel sito. Per tale ragione, sarà utilizzato come riferimento principale per il calcolo dell'energia prodotta dal parco.

Aerogeneratori introdotti all'interno della simulazione

Durante la simulazione di questo dominio, a differenza delle precedenti, sono stati inseriti diversi aerogeneratori, necessari per condurre un'analisi dettagliata. In particolare, sono state condotte tre simulazioni, che si differenziano per la tipologia di aerogeneratori utilizzati, al fine di individuare quelli più idonei all'installazione.

Come precedentemente accennato, questa analisi non si limita al calcolo dell'energia generata dal singolo parco in condizioni ideali (assenza di altre turbine), ma considera uno scenario realistico. A tale scopo, all'interno della simulazione sono stati inclusi due parchi eolici adiacenti, denominati rispettivamente *Parco eolico di Margherita* e *Parco eolico di Serra Pallino*. Questa configurazione consente di valutare le interferenze tra i parchi e di stimare la producibilità complessiva in un contesto reale.

All'interno di questo sottoparagrafo vengono messe in evidenza le caratteristiche inserite all'interno di WindSim dei tre aerogeneratori:

- **General Electric GE 3.6-137:** l'aerogeneratore in questione è caratterizzato da una potenza nominale di 3.6 MW, un diametro di 137 metri e un'altezza di Hub pari a 122,5 metri. Attraverso le immagini seguenti è possibile visualizzare l'andamento della potenza in uscita al variare della velocità del vento e l'andamento del coefficiente di spinta in funzione della velocità del vento.

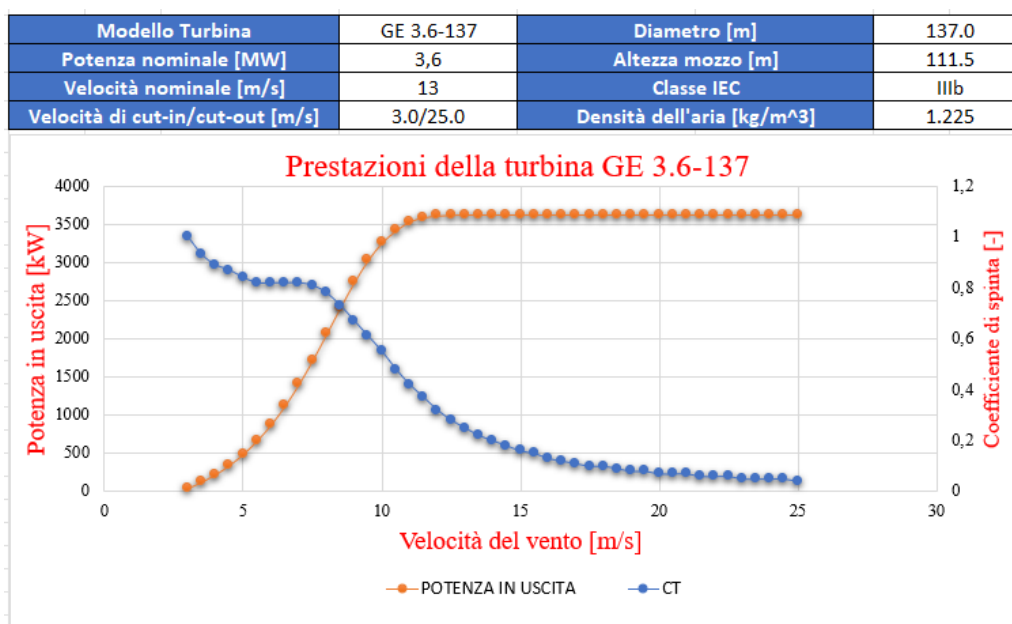


Figura 9.14 Modello aerogeneratore GE 3.6-137

- **Siemens Gamesa SG 5.0-132:** l'aerogeneratore in questione è caratterizzato da una potenza nominale di 5.0 MW, un diametro di 132 metri e un'altezza di Hub pari a 84 metri. Attraverso le immagini seguenti è possibile visualizzare l'andamento della potenza in uscita al variare della velocità del vento e l'andamento del coefficiente di spinta in funzione della velocità del vento.

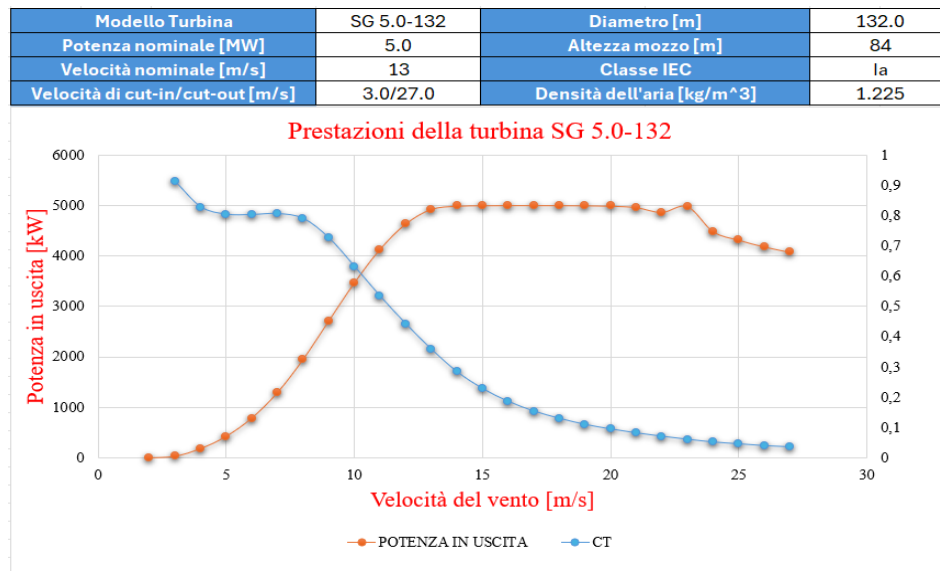


Figura 9.15 Modello aerogeneratore SG 5.0-132

- **Vestas V 136-4.0:** l'aerogeneratore in questione è caratterizzato da una potenza nominale di 4.0 MW, un diametro di 136 metri e un'altezza di Hub pari a 112 metri. Attraverso le immagini seguenti è possibile visualizzare l'andamento della potenza in uscita al variare della velocità del vento e l'andamento del coefficiente di spinta in funzione della velocità del vento.

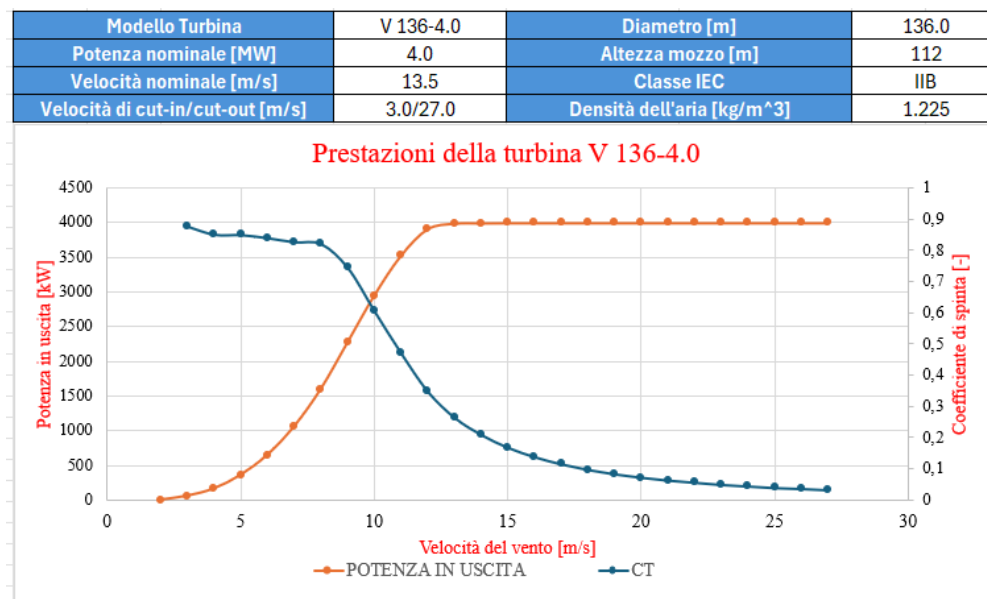


Figura 9.16 Modello aerogeneratore V 136-4.0

9.4.4 Results e Wind Resource

Il software WindSim, dopo l'inserimento dei diversi oggetti all'interno del modulo dedicato, consente la visualizzazione, tramite apposite mappe, delle grandezze fisiche calcolate durante la simulazione fluidodinamica, ma non visualizzate nel modulo Windfield. Inoltre, all'interno del modulo Wind Resource, è possibile combinare i dati sperimentali (in questo caso si è preso come riferimento la torre anemometrica situata a Castelluccio dei Sauri, più rappresentativa della ventosità del sito di Sant'Agata di Puglia rispetto a quella collocata in provincia di Foggia) con i risultati calcolati. Ciò consente di generare, a specifiche altezze definite dall'utente, mappe dettagliate della ventosità.

All'interno di questo paragrafo, per motivi di spazio, ci si è concentrati esclusivamente sulle mappe di ventosità più significative, illustrate nelle figure successive.

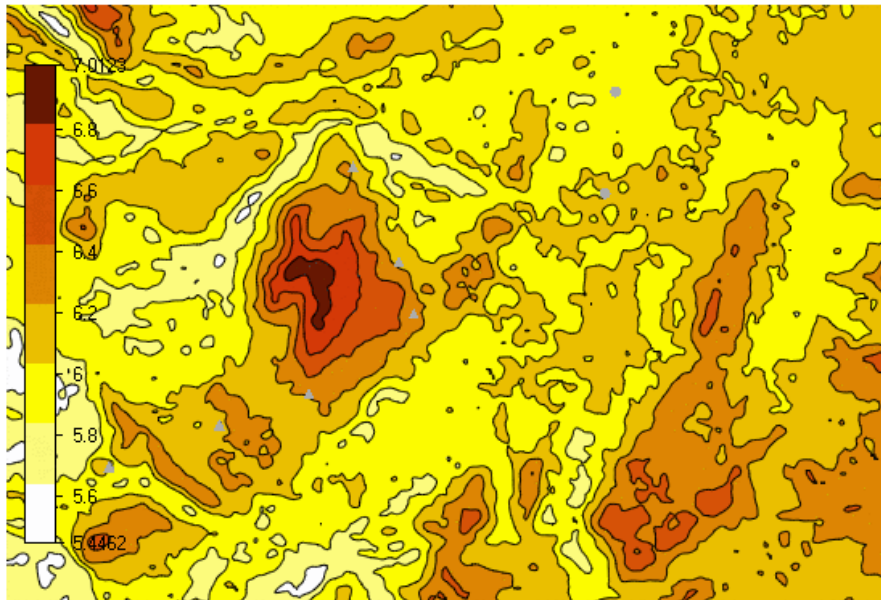


Figura 9.16 Velocità media del vento sul piano a 112 metri di altezza

A partire dall'immagine soprastante, si può dedurre come le turbine siano state disposte in modo strategico: tutte e sei sono state collocate in una zona in cui la velocità media del vento al suolo assume valori interessanti, compresi tra 6.2 m/s e 6.4 m/s. Ciò dimostra che l'area scelta per l'installazione è adatta. Dall'immagine si può inoltre osservare un'altura dove la velocità media del vento è significativamente maggiore, e che avrebbe potuto ulteriormente favorire l'attività degli aerogeneratori. Tuttavia, a causa di vincoli esterni, le turbine non sono state collocate in quella posizione.

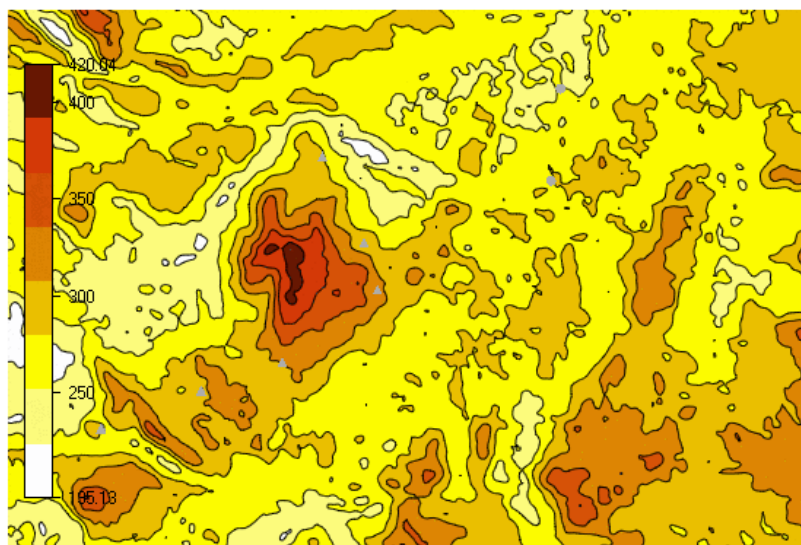


Figura 9.17 Densità di potenza a 112 metri di altezza

Attraverso l'immagine 9.17 è possibile osservare la densità di potenza massima estraibile dal vento a un'altezza di 112 metri. Si evince che le turbine sono collocate in zone particolarmente favorevoli per la produzione di energia elettrica, in quanto caratterizzate da densità di potenza comprese tra 300 W/m² e 350 W/m². Anche da questa immagine si nota la presenza di aree con una densità del vento più alta, che però non sono state utilizzate per i medesimi vincoli già citati.

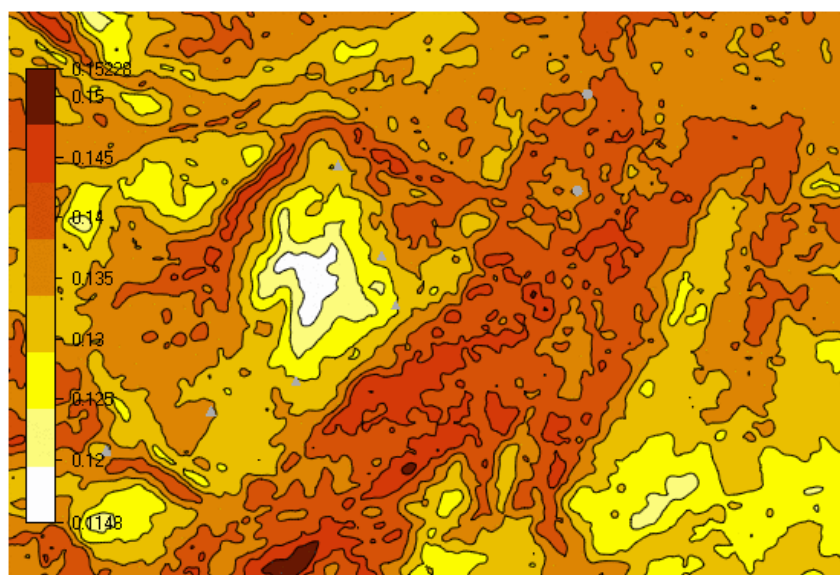


Figura 9.18 Intensità di turbolenza media a 112 metri di altezza

Dalla figura 9.18 è possibile osservare i contour relativi all'intensità media di turbolenza (TI) nell'area analizzata. Dai dati emerge che quattro delle sei turbine (S09, S08, S10 e S06) sono posizionate in zone con turbolenza media pari al 12.5%, mentre le restanti due (S05 e S11) si trovano in zone con una turbolenza media più elevata, pari al 13.5%. Anche in questo caso, si evidenzia che le turbine

sarebbero potute essere collocate in aree con turbolenza media inferiore (circa 11.5%), ma vincoli esterni lo hanno impedito.

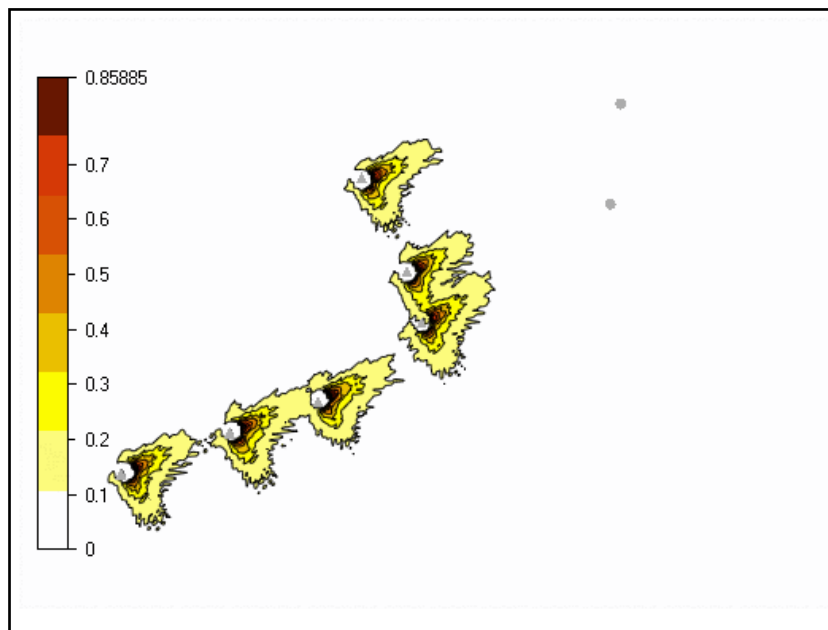


Figura 9.20 Perdite di scia a 112 metri di altezza

Infine, si è analizzato il fenomeno degli effetti di scia. Tale effetto deriva dalla schermatura reciproca tra i diversi aerogeneratori, aumenta con il crescere del diametro del rotore e provoca un rallentamento del flusso ventoso nel momento in cui attraversa il rotore delle turbine, influenzando negativamente la produzione elettrica.

Nel corso delle analisi, le perdite di scia sono state calcolate utilizzando il modello “Wake model 1” presente in WindSim, fino a una distanza di 50D (50 diametri) dalle turbine.

Dall’immagine 9.20 si può osservare che la perdita di scia maggiore si verifica in prossimità dell’aerogeneratore stesso, riducendosi progressivamente con l’aumentare della distanza. Si passa da una perdita dell’85% in prossimità del rotore a una perdita del 20% a una distanza pari a cinque diametri del rotore. Inoltre, si nota che le perdite di scia sono significativamente nelle direzioni SO e NO.

Va infine precisato che l’immagine soprastante deve essere interpretata con cautela. Essa è basata sull’anemometro di Castelluccio dei Sauri, che registra una frequenza elevata di vento anche in direzioni O e NO, oltre che SO. Tuttavia, secondo i dati rilevati dal LIDAR situato a Sant’Agata di Puglia, la frequenza del vento in tali direzioni è piuttosto bassa. Pertanto, si presume che, nel caso reale, le perdite di scia nelle direzioni O e NO siano inferiori rispetto a quanto mostrato nell’immagine.

9.4.5 Analisi dei profili di velocità del vento e verifica dell'idoneità degli aerogeneratori

A conclusione di questa prima parte è stata condotta un'analisi dettagliata sui profili verticali di velocità del vento al fine di verificare l'idoneità all'installazione delle turbine eoliche GE 3.6-137, SG 5.0-132 e V 136-4.0 presso il sito in esame.

Il software WindSim, all'interno del modulo *Results*, permette di estrarre i profili verticali di velocità del vento per ciascuna delle dodici direzioni cardinali (30°, 60°, 90°, 120°, 150°, 180°, 210°, 240°, 270°, 300°, 330°) nei punti di installazione delle diverse turbine previste per l'impianto.

Parallelamente, è stato implementato un codice MATLAB per ottenere il profilo di velocità del vento specifico del sito, utilizzando la formula esponenziale (vedi paragrafo 5.3.1), scelta in fase di progettazione, invece della formula logaritmica. Tale formula è stata applicata ai dati sperimentali raccolti tramite il LIDAR installato sul sito, al fine di determinare il comportamento verticale del vento in modo più rappresentativo rispetto ai modelli standard.

Per la verifica dell'idoneità delle turbine, l'analisi si è concentrata sulla direzione preferenziale del vento (240°). Le fasi seguite per questa verifica sono state:

1. **Rappresentazione grafica dei profili di velocità:** È stata effettuata una rappresentazione grafica su Excel del profilo di velocità di ciascuna turbina fornito da WindSim.
2. **Generazione del profilo caratteristico del sito:** Utilizzando il codice MATLAB e la formula esponenziale, è stato ricostruito il profilo di velocità medio del sito visibile nella figura sottostante.

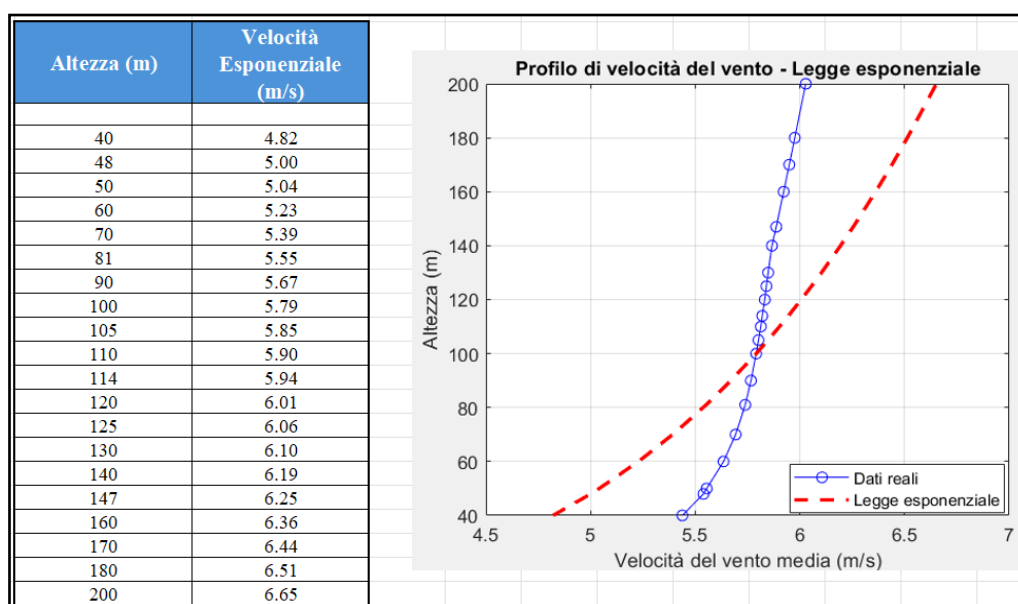


Figura 9.21 Profilo di velocità del vento esponenziale

3. **Confronto grafico e analitico:** È stato eseguito un confronto tra il profilo di velocità calcolato con WindSim e quello sperimentale derivato dal LIDAR, valutando le discrepanze tra i due. È importante sottolineare che il confronto analitico non è stato diretto, il confronto assoluto tra i valori di velocità avrebbe avuto poco senso e non sarebbe stato rappresentativo. Per tale motivo si è deciso di normalizzare i valori di velocità, sia quelli di WindSim che quelli sperimentali, rispetto al valore di velocità più piccolo. Solamente alla fine di questo processo si è proseguito con il calcolo dello scostamento tra i valori normalizzati.
4. **Verifica della conformità:** È stato stabilito che, affinché una turbina sia considerata idonea, lo scostamento massimo tra i due profili di velocità non deve superare il 5%.

Per mostrare i risultati in maniera chiara ed esaustiva, sono state realizzate 12 tabelle in Excel rappresentanti direttamente il confronto tra i profili di velocità provenienti da WindSim e il profilo di velocità ricavato tramite Matlab. Per questioni di spazio vengono riportati solamente i dati analitici dei due profili di velocità e il valore dello scostamento percentuale tra i due.

È importante precisare che i profili di velocità calcolati su WindSim non vengono calcolati in funzione dei differenti modelli di aerogeneratori, ma semplicemente in funzione della risorsa vento che si verifica nella zona. Questo significa che i profili ricavati tramite il software sono uguali per tutti e tre i modelli di aerogeneratore; per questioni di spazio vengono riportati una sola volta.

Profili di velocità validi per i tre modelli di aerogeneratore

A seguire verranno rappresentati i dati inerenti ai profili di velocità dell'aerogeneratore GE 3.6-137. Come spiegato in precedenza questa analisi è necessaria per poter verificare l'idoneità degli aerogeneratori in questione per l'installazione nel sito di Sant'Agata di Puglia.

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,0	1,0	47,1	5,6	1,0	0,0
60	5,2	1,0	62,2	5,8	1,0	-1,1
81	5,6	1,1	79,0	6,0	1,1	-4,2
100	5,8	1,2	97,6	6,1	1,1	-5,8
120	6,0	1,2	117,8	6,3	1,1	-7,1
140	6,2	1,2	139,8	6,4	1,1	-7,9
160	6,4	1,3	163,5	6,5	1,2	-8,4
180	6,5	1,3	188,9	6,7	1,2	-8,6
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-5,4

Figura 9.22 Aerogeneratore S09

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,0	1,0	47,1	5,6	1,0	0,0
60	5,2	1,0	62,2	5,8	1,0	-1,1
81	5,6	1,1	79,0	6,0	1,1	-4,2
100	5,8	1,2	97,6	6,1	1,1	-5,8
120	6,0	1,2	117,8	6,3	1,1	-7,1
140	6,2	1,2	139,8	6,4	1,1	-7,9
160	6,4	1,3	163,5	6,5	1,2	-8,4
180	6,5	1,3	188,9	6,7	1,2	-8,6
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-5,4

Figura 9.23 Aerogeneratore S08

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,000	1,000	47,077	6,108	1,000	0,0
60	5,229	1,046	62,199	6,369	1,043	-0,3
81	5,552	1,110	79,032	6,595	1,080	-2,8
100	5,791	1,158	97,578	6,799	1,113	-3,9
120	6,006	1,201	117,835	6,990	1,144	-4,7
140	6,194	1,239	139,804	7,172	1,174	-5,2
160	6,362	1,272	163,485	7,349	1,203	-5,4
180	6,513	1,303	188,878	7,523	1,232	-5,4
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-3,5

Figura 9.24 Aerogeneratore S10

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,0	1,0	47,1	6,2	1,0	0,0
60	5,2	1,0	62,2	6,5	1,0	-0,7
81	5,6	1,1	79,0	6,7	1,1	-3,3
100	5,8	1,2	97,6	6,9	1,1	-4,4
120	6,0	1,2	117,8	7,1	1,1	-5,3
140	6,2	1,2	139,8	7,3	1,2	-5,8
160	6,4	1,3	163,5	7,5	1,2	-6,1
180	6,5	1,3	188,9	7,6	1,2	-6,1
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-4,0

Figura 9.25 Aerogeneratore S06

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,0	1,0	47,1	6,0	1,0	0,0
60	5,2	1,0	62,2	6,3	1,0	0,0
81	5,6	1,1	79,0	6,5	1,1	-2,2
100	5,8	1,2	97,6	6,7	1,1	-3,1
120	6,0	1,2	117,8	7,0	1,2	-3,7
140	6,2	1,2	139,8	7,1	1,2	-4,0
160	6,4	1,3	163,5	7,3	1,2	-4,0
180	6,5	1,3	188,9	7,5	1,3	-3,9
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-2,6

Figura 9.26 Aerogeneratore S05

DIFFERENZE PROFILI DI VELOCITA'						
DATI SPERIMENTALI			DATI WINDSIM			
Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Altezza (m)	Velocità Assoluta (m/s)	Velocità Normalizzata	Scostamento %
48	5,0	1,0	47,1	5,7	1,0	0,0
60	5,2	1,0	62,2	6,0	1,0	-0,1
81	5,6	1,1	79,0	6,2	1,1	-2,0
100	5,8	1,2	97,6	6,5	1,1	-2,5
120	6,0	1,2	117,8	6,7	1,2	-2,7
140	6,2	1,2	139,8	6,9	1,2	-2,5
160	6,4	1,3	163,5	7,1	1,2	-2,2
180	6,5	1,3	188,9	7,3	1,3	-1,7
SCOSTAMENTO PERCENTUALE MEDIO						-1,7

Figura 9.27 Aerogeneratore S11

Le immagini inserite comprendono otto tabelle contenenti i dati analitici relativi ai profili di velocità e lo scostamento percentuale associato. Dall'analisi delle tabelle, in particolare esaminando la voce "scostamento percentuale medio", si osserva che in quasi tutti i punti di installazione degli aerogeneratori lo scostamento percentuale risulta inferiore al 5%. Le uniche eccezioni che si presentano riguardano le turbine S09 e S08 in cui lo scostamento percentuale medio è pari al 5,4%. Complessivamente questi valori possono essere considerati accettabili, di conseguenza è possibile confermare l'idoneità degli aerogeneratori all'installazione nel sito in questione.

Per i tre modelli analizzati, è importante sottolineare che i profili di velocità del vento estratti da WindSim sono generati a partire da dati anemometrici riferiti al sito di Castelluccio dei Sauri e non al sito specifico di Sant'Agata di Puglia. Al contrario, il profilo di velocità realizzato in MATLAB si basa sui dati sperimentali effettivi del sito di Sant'Agata di Puglia.

Pertanto, si consiglia di ripetere l'analisi non appena saranno disponibili dati sperimentali completi e aggiornati relativi al sito di Sant'Agata di Puglia, al fine di verificare nuovamente l'idoneità delle turbine per l'installazione.

Capitolo 10: Stime di producibilità mediante WindSim

All'interno di questo capitolo viene svolta una valutazione della producibilità e delle interferenze energetiche inerenti al progetto eolico in sviluppo nel comune di Sant'Agata di Puglia (FG) nella regione Puglia (denominato in seguito "Impianto Sant'Agata"), tenendo in considerazione due parchi eolici, uno in esercizio e uno in fase di autorizzazione, di proprietà di due differenti società: Margherita S.r.l (in seguito "Impianto Margherita") e RWE Renewables Italia S.r.l. (nel seguito "Impianto Serra Pallino").

L'Impianto Sant'Agata originale prevede la realizzazione di n. 6 aerogeneratori GE 3.6-137 da 3.63 MW ciascuno, con diametro di 137 m e altezza al mozzo pari a 110 m, per una potenza installata pari a 21.6 MW.

L'Impianto Margherita, composto da n. 5 aerogeneratori Nordex N149-4.8 con potenza nominale di 4.8 MW ed altezza mozzo di 105 m, è in esercizio a Ovest dell'impianto Sant'Agata.

L'impianto Serra Pallino, composto da n. 8 aerogeneratori Nordex N163-5.94 con potenza nominale di 5.94 MW ed altezza mozzo di 118 m, è in esercizio a Nord-Est/Nord-Ovest dall'impianto Sant'Agata.

A causa delle distanze piuttosto ridotte tra gli impianti, in alcuni casi inferiori al km, essi risentono dell'influenza reciproca e di conseguenza si verificano perdite energetiche per effetto scia. All'interno di questo studio si valutano tali perdite e vengono analizzati due ulteriori scenari nei quali l'impianto, invece di montare aerogeneratori GE 3.6-137, è equipaggiato con aerogeneratori SG 5.0-132 e V 136-4.0.

Il materiale analizzato per lo sviluppo di questo studio si compone dei seguenti elementi:

- Layout dei tre progetti e documentazione tecnica dei tre aerogeneratori;
- Dati vento rilevati dalle torri anemometriche presentate nel capitolo precedente.

10.1 Layout e aerogeneratori

L’Impianto Sant’Agata, come specificato in precedenza, prevede la realizzazione di n. 6 aerogeneratori GE 3.6-137. Nella tabella successiva vengono riportate le coordinate dell’impianto:

EPSG:4326 WGS 84 (Coordinate Geografiche)					
WTG	Longitudine [°]	Latitudine [°]	Altitudine [m]	Modello WTG	Altezza Mozzo [m]
S05	15,465694	41,162952	307	GE 3.6-137	111,5
S06	15,476311	41,165854	301	GE 3.6-137	111,5
S08	15,487031	41,177618	293	GE 3.6-137	111,5
S09	15,481574	41,186127	299	GE 3.6-137	111,5
S10	15,488785	41,172927	290	GE 3.6-137	111,5
S11	15,452604	41,159211	302	GE 3.6-137	111,5

Tabella 10.1 Coordinate Progetto

L’area in cui è ubicato si trova in prossimità dell’Impianto Margherita (già in funzione) e dell’Impianto Serra Pallino (ancora in fase di autorizzazione); le coordinate di entrambi gli impianti sono riportate nelle tabelle sottostanti:

EPSG:4326 WGS 84 (Coordinate Geografiche)					
WTG	Longitudine [°]	Latitudine [°]	Altitudine [m]	Modello WTG	Altezza Mozzo [m]
M02	15,438536	41,171264	346	N149-4.8	105
M03	15,436235	41,163995	339	N149-4.8	105
M04	15,442859	41,168771	329	N149-4.8	105
M11	15,443996	41,162299	311	N149-4.8	105
M13	15,457713	41,165425	310	N149-4.8	105

Tabella 10.2 Coordinate Impianto Margherita

EPSG:4326 WGS 84 (Coordinate Geografiche)					
WTG	Longitudine [°]	Latitudine [°]	Altitudine [m]	Modello WTG	Altezza Mozzo [m]
P01	15,521616	41,18933	214	N 163-5.94	118
P02	15,526390	41,183877	227	N 163-5.94	118
P03	15,487119	41,181383	268	N 163-5.94	118
P04	15,478549	41,171898	365	N 163-5.94	118
P05	15,478391	41,176484	377	N 163-5.94	118
P06	15,470571	41,176516	366	N 163-5.94	118
P07	15,479000	41,18148	330	N 163-5.94	118
P08	15,495181	41,181655	241	N 163-5.94	118

Tabella 10.3 Coordinate Impianto Serra Pallino

A seguire viene mostrata una mappa satellitare rappresentate il layout dei tre impianti: in rosso viene riportato l’Impianto Sant’Agata, in verde l’Impianto Margherita e in arancione l’Impianto Serra Pallino. Inoltre, viene anche riportata una visualizzazione 3D dei tre impianti su WindSim.

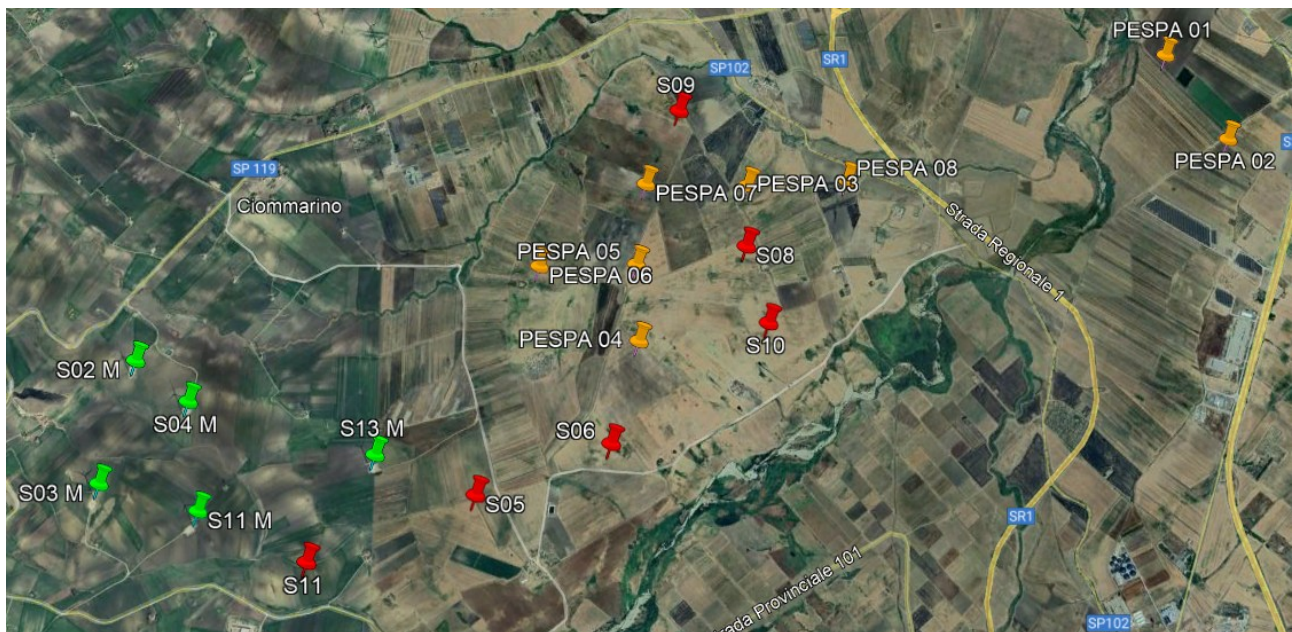


Figura 10.1 Mappa con le posizioni dell’Impianto Sant’Agata, dell’Impianto Margherita e dell’Impianto Serra Pallino

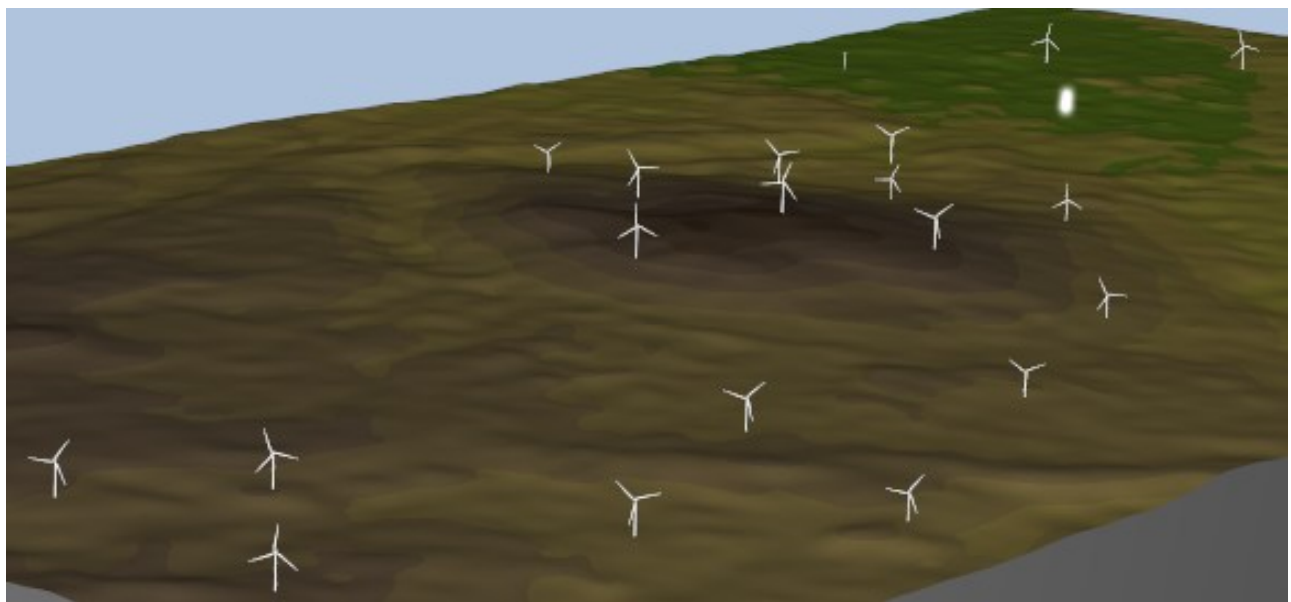


Figura 10.2 Visualizzazione 3D dei tre impianti su WindSim

Successivamente vengono riportate, mediante opportune tabelle, le inter-distanze in diametri di rotore maggiore, tra le turbine dell’Impianto Sant’Agata (colonna verticale) e quelle degli impianti Margherita e Serra Pallino (riga orizzontale).

D=149m	S02	S03	S04	S11	S13
S05	16,5	16,6	13,6	12,2	4,9
S06	21,6	22,6	19	18,4	10,5
S08	27,7	30,3	25,7	26,8	18,8
S09	26,6	30,4	25,3	27,6	20,5
S10	28,3	30,3	26	26,5	18,4
S11	12	9,9	9	5,4	5,5

Tabella 10.4 Inter-distanze in diametri di rotore maggiore tra le turbine dell’Impianto Sant’Agata e dell’impianto Margherita

D=163m	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08
S05	33,9	34,3	16,7	9,0	11,3	9,6	14,4	19,8
S06	28,2	28,5	11,9	12,0	7,3	7,8	10,7	14,5
S08	19,5	20,7	2,5	5,9	4,5	8,5	4,9	5,0
S09	20,7	23,1	4,3	9,8	6,8	8,7	3,4	7,6
S10	20,2	20,7	5,8	5,3	5,9	9,7	7,7	6,8
S11	41,0	41,5	41,5	15,9	17,7	15,0	20,4	26,7

Tabella 10.5 Inter-distanze in diametri di rotore maggiore tra le turbine dell’Impianto Sant’Agata e dell’impianto Serra Pallino

Dalla tabella 10.4 si evince che non emergono criticità relative alle inter-distanze tra l’Impianto Sant’Agata e l’Impianto Margherita. Ciò è dovuto al fatto che, durante la fase autorizzativa del primo, è stata condotta un’analisi delle potenziali interferenze tra i due parchi. Tale analisi ha portato alla rimozione di un aerogeneratore dall’Impianto Sant’Agata e all’introduzione di vincoli dimensionali per le turbine S05 e S11, stabilendo che il loro diametro non può superare i 137 metri.

Attraverso la tabella 10.5 si osserva come sono presenti delle criticità in termini di inter-distanze tra l’Impianto Sant’Agata e l’Impianto Serra Pallino. In particolare, si può notare come gli aerogeneratori P03, P05 e P07 non rispettano la distanza minima dei 5D (cinque diametri) dalle turbine S08 e S09; ciò comporta sicuramente un incremento delle interferenze.

A seguito di questa analisi, laddove si riscontrano perdite significate generate dai tra aerogeneratori dell’Impianto Serra Pallino sugli aerogeneratori dell’Impianto Sant’Agata sarà necessario trovare un accordo con la società RWE per porre rimedio a questa situazione.

La producibilità e le interferenze con i diversi impianti sono state stimate considerando le curve di potenza ad un valore standard di densità (1.225 kg/m^3) e applicando una correzione all’interno di WindSim. Le curve di potenza degli aerogeneratori inerenti all’Impianto Sant’Agata sono già state riportate precedentemente (vedi paragrafo 9.4.3 *Objects*), nelle figure successive vengono riportate le curve di potenza degli aerogeneratori dell’Impianto Margherita e dell’Impianto Serra Pallino.

Modello Turbina	N 4.8-149	Diametro [m]	149
Potenza nominale [MW]	4.8	Altezza mozzo [m]	105
Velocità nominale [m/s]	13	Classe IEC	Ia
Velocità di cut-in/cut-out [m/s]	3,0/26,0	Densità dell'aria [kg/m ³]	1.225

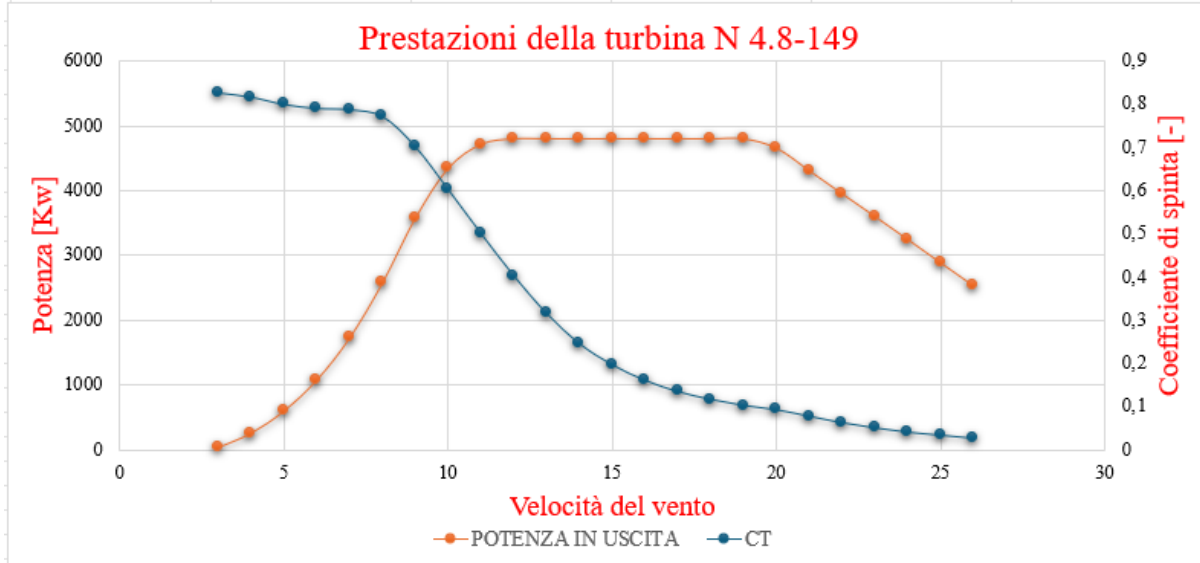


Figura 10.3 Modello aerogeneratore N 4.8-149

Modello Turbina	N 163-5,94	Diametro [m]	163
Potenza nominale [MW]	5,94	Altezza mozzo [m]	118
Velocità nominale [m/s]	14,5	Classe IEC	S
Velocità di cut-in/cut-out [m/s]	3,0/26,0	Densità dell'aria [kg/m ³]	1.225

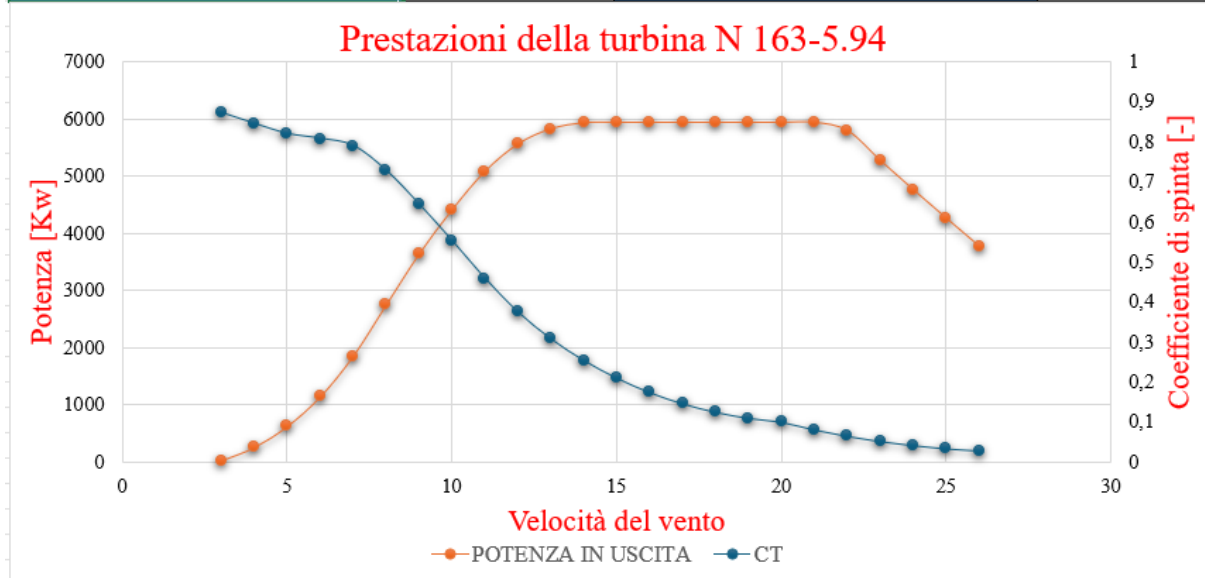


Figura 10.4 Modello aerogeneratore N 163-5.94

10.2 Stima producibilità e valutazione delle interferenze energetiche: GE 3.6-137

All'interno di questo paragrafo vengono presentati i risultati ottenuti dalla valutazione della produzione attesa dell'Impianto Sant'Agata. L'analisi è stata condotta utilizzando aerogeneratori del modello GE 3.6-137 e adottando come statistica del vento il *transferred climatology* di Castelluccio dei Sauri. Il modello di scia implementato nell'analisi è il "Jensen Model" basato sul decadimento della scia standard, costante per tutti i settori. La stima della produzione tiene conto delle perdite dovute agli effetti di scia e alla densità dell'aria del sito.

Le tabelle seguenti contengono le seguenti informazioni per ogni aerogeneratore:

Name: numero identificativo dell'aerogeneratore

Power [kW]: potenza nominale dell'aerogeneratore

Hub Height [m]: altezza mozzo

Density [kg/m³]: densità del sito

Wind Speed [m/s]: velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo

Wind Speed Including Wake Losses [m/s]: velocità media del vento stimata dal modello all'altezza del mozzo tenendo conto delle perdite di scia

Power Density [W/m²]: densità di potenza

Gross AEP [Mwh/y]: energia lorda prodotta annualmente

Net AEP [Mwh/y]: energia netta prodotta annualmente

Wake Loss [%]: perdita percentuale di produzione per effetto scia

Full load hours [h]: ore annue equivalenti di funzionamento al netto delle perdite per scia

La tabella X riporta i dati relativi alla produzione attesa dell'Impianto Sant'Agata in assenza di interferenze prodotte da parte dall'Impianto Margherita e dall'Impianto Serra Pallino, mentre la tabella X mostra la produzione attesa considerando le interferenze energetiche generate dalla prossimità con i suddetti impianti.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	3630	112	1.173	5,96	5,95	282,3	10457,3	10416,6	0,39	2869,6
Turbine_S08	3630	112	1.173	6,01	5,99	287,9	10436,9	10214,9	2,13	2814
Turbine_S10	3630	112	1.173	6,03	6,02	311	10691,4	10219,1	4,42	2815,2
Turbine_S06	3630	112	1.173	5,96	5,95	308,8	10704,5	10193	4,78	2808
Turbine_S05	3630	112	1.173	5,98	5,97	289,9	10254,3	10208,7	0,44	2812,3
Turbine_S11	3630	112	1.173	5,98	5,97	271,7	9821,6	9791	0,31	2697,2
All	21780	-	-	-	-	-	62366	61043,3	-	-
Mean	-	-	1.173	5,99	5,97	291,9	-	-	2,12	2802,7

Tabella 10.6 Produzione dell’Impianto Sant’Agata in assenza di altri impianti

Attraverso la tabella sovrastante si nota come gli aerogeneratori più penalizzati dalle perdite di scia sono S10 e S06: il primo soffre particolarmente la presenza dell’aerogeneratore S08 il quale genera perdite di scia in direzione NO, mentre il secondo soffre la presenza dell’aerogeneratore S05 che genera perdite di scia in direzione SO. È importante sottolineare che tali risultati sono influenzati dai dati raccolti dalla torre anemometrica situata a Castelluccio dei Sauri, che rileva una frequenza elevata di vento in direzione NO. Tuttavia, questa condizione potrebbe non rispecchiare la realtà del sito di Sant’Agata di Puglia.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	3630	112	1.173	5,78	5,55	273,8	10296	9983	3,04	2750,1
Turbine_S08	3630	112	1.173	5,83	5,6	279,3	10270,9	9086	11,54	2503
Turbine_S10	3630	112	1.173	5,86	5,62	304,7	10581,8	9432,7	10,86	2598,5
Turbine_S06	3630	112	1.173	5,78	5,55	304,4	10641,2	9056,1	14,9	2494,8
Turbine_S05	3630	112	1.173	5,81	5,58	282,4	10116,1	9576	5,34	2638
Turbine_S11	3630	112	1.173	5,82	5,59	265,7	9743,6	9267,9	4,88	2553,1
All	21780	-	-	-	-	-	61649,6	56401,7	-	-
Mean	-	-	-	5,81	5,58	285,1	-	-	8,51	2589,6

Tabella 10.7 Produzione dell’Impianto Sant’Agata in presenza di altri impianti

A partire da questa tabella si riscontra un incremento significativo delle perdite di scia e di conseguenza un calo dell’energia prodotta dall’intero parco eolico. Si nota subito che gli aerogeneratori S08, S10 e S06 sono quelli maggiormente interessati dalle perdite di scia e comportano

un netto innalzamento delle perdite di scia medie da 2,12% a 8,51%. In termini di energia, la produzione annua del parco passa da 61,04 GWh/y in assenza di interferenze a 56,40 GWh/y in presenza di altri impianti. Questo equivale a una perdita energetica complessiva di 4,64 GWh/y.

Nelle tabelle successive, per completezza, vengono riportati i dati inerenti alla produzione energetica dei due impianti vicini all’Impianto Sant’Agata. Analizzandoli si può constatare come l’impianto è quello maggiormente penalizzato dalle interferenze. Si nota come le perdite energetiche medie legate all’effetto scia dell’Impianto Sant’Agata sono pari all’8,51%, per l’Impianto Margherita sono del 4,78 % e per l’Impianto Serra Pallino sono del 6,35%.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_M02	4800	105	1.173	5,77	5,54	215,3	10879,4	10726,6	1,4	2234,7
Turbine_M03	4800	105	1.173	5,79	5,56	226,4	11238,5	10996,8	2,15	2291
Turbine_M04	4800	105	1.173	5,75	5,52	229,6	11621,7	10927,4	5,97	2276,5
Turbine_M11	4800	105	1.173	5,83	5,6	222,8	10950,2	10359,9	5,39	2158,3
Turbine_M13	4800	105	1.173	5,81	5,58	243,3	11786,2	10764,5	8,67	2242,6
All	24000	-	-	-	-	-	56476,0	53775,2	-	-
Mean	-	-	-	1173,00	5,56	227,48	-	-	4,78	2240,6

Tabella 10.8 Produzione Impianto Margherita in presenza di altri impianti

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_P01	5940	118	1.173	5,83	5,6	266,1	13720,1	13270,8	3,27	2234,1
Turbine_P02	5940	118	1.173	5,84	5,6	281	14292,4	13556,1	5,15	2282,2
Turbine_P03	5940	118	1.173	5,79	5,57	255,9	13989,2	12306,7	12,03	2071,8
Turbine_P04	5940	118	1.173	5,8	5,57	379,9	17430	16287,8	6,55	2742,1
Turbine_P05	5940	118	1.173	5,81	5,58	408,3	18385,9	17040,9	7,32	2868,8
Turbine_P06	5940	118	1.173	5,83	5,6	305,6	15443,3	14872,2	3,7	2503,7
Turbine_P07	5940	118	1.173	5,78	5,55	301,9	15590,3	14924,8	4,27	2512,6
Turbine_P08	5940	118	1.173	5,83	5,6	249,3	13505,2	12221,8	9,5	2057,5
All	35640	-	-	-	-	-	122356,4	114481,1	-	-
Mean	-	-	-	5,82	5,59	316,1	-	-	6,44	2409,1

Tabella 10.9 Produzione Impianto Serra Pallino in presenza di altri impianti

È importante sottolineare che, ripercorrendo cronologicamente lo sviluppo dei parchi eolici nella zona in esame, l’Impianto Margherita è stato il primo ad essere approvato ed installato, l’Impianto Sant’Agata è stato il secondo ad essere approvato, ma non ancora installato e l’Impianto Serra Pallino è ancora in fase di approvazione.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	3630	112	1.173	5,78	5,55	273,8	10296	10169,7	1,23	2801,6
Turbine_S08	3630	112	1.173	5,83	5,6	279,3	10270,9	9920,8	3,41	2733
Turbine_S10	3630	112	1.173	5,86	5,62	304,7	10581,8	10013,8	5,37	2758,6
Turbine_S06	3630	112	1.173	5,78	5,55	304,4	10641,2	9153,5	13,98	2521,6
Turbine_S05	3630	112	1.173	5,81	5,58	282,4	10116,1	9587,6	5,22	2641,2
Turbine_S11	3630	112	1.173	5,82	5,59	265,7	9743,6	9285,2	4,7	2557,9
All	21780	-	-	-	-	-	61649,6	58130,6	-	-
Mean	-	-	-	5,81	5,58	285,1	-	-	5,65	2669

Tabella 10.10 Produzione dell’Impianto Sant’Agata in presenza del solo Impianto Margherita

Questo porta a dire che l’incremento delle perdite energetiche riguardanti l’Impianto Sant’Agata e legate alla sola presenza dell’Impianto Margherita (consulta dati nella Tabella 10.10) pari al 3.53% è interamente a carico della società che ha sviluppato l’Impianto Sant’Agata. L’incremento di perdite energetiche, legate alla presenza dell’Impianto Serra Pallino, è a carico solamente della seconda società e, mediante opportuni accordi, si deve trovare una soluzione che soddisfi entrambi.

10.3 Stima producibilità e valutazione delle interferenze energetiche: SG 5.0-132

All'interno di questo paragrafo viene analizzato il secondo scenario per l'Impianto Sant'Agata, costituito sempre da n. 6 aerogeneratori, non più modello GE 3.6-137, ma SG 5.0-132, con il fine ultimo di valutare la differenza tra i due modelli ed indicare quale tra i due sia più adatto per l'installazione nel sito. L'analisi è stata condotta allo stesso modo della precedente, prendendo in considerazione gli stessi dati vento e scegliendo le stesse impostazioni all'interno del Software, in modo tale da rendere più attendibile il confronto.

La tabella 10.11 riporta i dati relativi alla produzione attesa dell'Impianto Sant'Agata in assenza di interferenze prodotte da parte dall'Impianto Margherita e dall'Impianto Serra Pallino, mentre la tabella 10.12 mostra la produzione attesa considerando le interferenze energetiche generate dalla prossimità con i suddetti impianti.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	5000	84	1.173	5,68	5,67	250,6	9975,9	9939,1	0,37	1987,8
Turbine_S08	5000	84	1.173	5,73	5,72	246,9	9744,4	9517,5	2,33	1903,5
Turbine_S10	5000	84	1.173	5,76	5,75	269,3	10160,4	9641,2	5,11	1928,2
Turbine_S06	5000	84	1.173	5,68	5,67	269,2	10222,1	9640,6	5,69	1928,1
Turbine_S05	5000	84	1.173	5,7	5,69	250,4	9666,3	9631	0,37	1926,2
Turbine_S11	5000	84	1.173	5,71	5,7	234,2	9173	9150	0,25	1830
All	30000	-	-	-	-	-	58942,1	57519,4	2,41	1917,3
Mean	-	-	1.173	5,71	5,7	253,4	-	-	-	-

Tabella 10.11 Produzione dell'Impianto Sant'Agata in assenza di altri impianti

Attraverso la tabella sovrastante si nota, in maniera simile alla configurazione precedente, che gli aerogeneratori più penalizzati dalle perdite di scia sono S10 e S06, ma si riscontra anche un aumento delle perdite nei due aerogeneratori rispettivamente dello 0,69% e dello 0,91%. Anche gli altri aerogeneratori sono soggetti ad un leggero incremento delle perdite di scia, questo è sicuramente legato ad una riduzione dell'altezza del mozzo e delle dimensioni del rotore degli aerogeneratori.

Le caratteristiche tecniche e dimensionali delle turbine inserite all'interno di queste analisi, non solo comportano un aumento delle perdite di scia, ma sono la principale causa della riduzione dell'AEP lordo del parco eolico. Rispetto al caso precedente si verifica una riduzione di 3,42 GWh/h dell'AEP lordo passando da 62,36 GWh/y a 58,94 GWh/y. Ciò, ovviamente, ha un impatto significativo anche sulle ore medie di effettivo funzionamento del parco eolico che passano da 2802,7 h a 1917,3 h.

Anche in questo caso è importante sottolineare che tali risultati sono influenzati dai dati raccolti dalla torre anemometrica situata a Castelluccio dei Sauri, che rileva una frequenza elevata di vento in direzione NO. Tuttavia, questa condizione potrebbe non rispecchiare la realtà del sito di Sant'Agata di Puglia.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	5000	84	1.173	5,78	5,56	242,8	9774,3	9457,2	3,24	1891,4
Turbine_S08	5000	84	1.173	5,83	5,61	239,4	9545,3	8457,2	11,4	1691,4
Turbine_S10	5000	84	1.173	5,86	5,64	263,8	10033,5	8885,5	11,44	1777,1
Turbine_S06	5000	84	1.173	5,77	5,55	265,5	10145,7	8486,6	16,35	1697,3
Turbine_S05	5000	84	1.173	5,81	5,58	243,9	9503,1	8983,7	5,47	1796,7
Turbine_S11	5000	84	1.173	5,82	5,59	230,1	9101,7	8654,2	4,92	1730,8
All	30000	-	-	-	-	-	58103,6	52924,4	-	-
Mean	-	-	-	5,81	5,59	247,6	-	-	8,91	1764,1

Tabella 10.12 Produzione dell'Impianto Sant'Agata in presenza di altri impianti

A partire da questa tabella si riscontra un incremento significativo delle perdite di scia e di conseguenza un calo dell'energia prodotta dall'intero parco eolico. Si nota subito che gli aerogeneratori S08, S10 e S06 sono quelli maggiormente interessati dalle perdite di scia e comportano un netto innalzamento delle perdite di scia medie da 2,41% a 8,91%. In termini di energia, la produzione annua del parco passa da 58,10 GWh/y in assenza di interferenze a 52,92 GWh/y in presenza di altri impianti. Questo equivale a una perdita energetica complessiva di 5,18 GWh/y.

Nel paragrafo precedente sono stati riportati anche i dati relativi alla produzione energetica dei due parchi eolici limitrofi. Dall'analisi condotta con WindSim non sono emerse differenze significative al variare del modello di aerogeneratore utilizzato nell'impianto di Sant'Agata. Pertanto, è possibile fare riferimento ai dati energetici già presentati nel paragrafo precedente.

10.4 Stima producibilità e valutazione delle interferenze energetiche: V 136-4.0

All'interno di questo paragrafo viene analizzato il secondo scenario per l'Impianto Sant'Agata, costituito sempre da n. 6 aerogeneratori, modello V 136-4.0, con il fine ultimo di valutare le differenze con le configurazioni precedenti. L'analisi è stata condotta in modo simile alle precedenti, prendendo in considerazione gli stessi dati vento e scegliendo le stesse impostazioni all'interno del software, in modo tale da rendere più attendibile il confronto.

La tabella 10.16 riporta i dati relativi alla produzione attesa dell'Impianto Sant'Agata in assenza degli impianti limitrofi, mentre la tabella 10.17 mostra la produzione attesa considerando le interferenze energetiche generate dalla prossimità con i suddetti impianti.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake	Power density	Gross AEP	AEP with wake	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	4000	112	1.173	5,92	5,91	273,8	8923,2	8887,4	0,4	2221,9
Turbine_S08	4000	112	1.173	5,97	5,96	279,3	8933,9	8720,8	2,39	2180,2
Turbine_S10	4000	112	1.173	6	5,99	304,7	9290,8	8816,9	5,1	2204,2
Turbine_S06	4000	112	1.173	5,92	5,91	304,4	9331,8	8803,7	5,66	2200,9
Turbine_S05	4000	112	1.173	5,95	5,93	282,4	8814,6	8777,9	0,42	2194,5
Turbine_S11	4000	112	1.173	5,96	5,95	265,7	8435,9	8411,7	0,29	2102,9
All	24000	-	-	-	-	-	53730,2	52418,4	-	-
Mean	-	-	-	5,95	5,94	285,1	-	-	2,44	2184,1

Tabella 10.16 Produzione dell'Impianto Sant'Agata in assenza di altri impianti

Attraverso la tabella sovrastante si nota che gli aerogeneratori più penalizzati dalle perdite di scia sono S10 e S06 rispettivamente con perdite pari al 5,1 % e 5,66%. Nel complesso, non emergono differenze significative rispetto alle simulazioni precedenti. Questo evidenzia che le perdite di scia non dipendono dal modello di aerogeneratore, ma dal layout che caratterizza il parco eolico oggetto di analisi.

Le caratteristiche tecniche e dimensionali delle turbine analizzate, pur non determinando differenze significative nelle perdite di scia, influenzano in modo rilevante la produzione energetica prevista per il parco eolico. Rispetto ai due scenari precedenti, si registra una riduzione dell'AEP netto pari a 8,62 GWh/anno nel caso del modello GE 3.6-137 e di 5,10 GWh/anno rispetto al modello SG 5.0-132.

Tale variazione si riflette anche sulle ore medie di effettivo funzionamento del parco: con le turbine GE si rileva una media di 2802,7 ore equivalenti, mentre con il modello SG la media scende a 1917,3 ore equivalenti e con il modello V si attesta a 2184,1 ore equivalenti.

Queste differenze sono attribuibili alla classe di appartenenza dei tre aerogeneratori: la GE appartiene alla classe IIIB, la SG alla classe IB, e la V alla classe IIB. È importante sottolineare che una classe più alta corrisponde a pale più leggere, influenzando i range operativi legati alla velocità del vento e alla turbolenza, con conseguenti variazioni nelle ore equivalenti medie e nella produzione energetica del parco eolico.

Anche in questo caso è importante sottolineare che tali risultati sono influenzati dai dati raccolti dalla torre anemometrica situata a Castelluccio dei Sauri, che rileva una frequenza elevata di vento in direzione NO. Tuttavia, questa condizione potrebbe non rispecchiare la realtà del sito di Sant'Agata di Puglia.

Name	Power	Hub height	Density	Wind speed	Wind speed including wake losses	Power density	Gross AEP	AEP with wake losses	Wake loss	Full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_S09	4000	112	1.173	5,78	5,5	273,8	8923,2	8633,1	3,25	2158,3
Turbine_S08	4000	112	1.173	5,83	5,6	279,3	8933,9	7888,7	11,7	1972,2
Turbine_S10	4000	112	1.173	5,86	5,62	304,7	9290,8	8233,3	11,38	2058,3
Turbine_S06	4000	112	1.173	5,78	5,55	304,4	9331,8	7822,9	16,17	1955,7
Turbine_S05	4000	112	1.173	5,81	5,58	282,4	8814,6	8303,5	5,8	2075,9
Turbine_S11	4000	112	1.173	5,82	5,59	265,7	8435,9	8028,5	4,83	2007,1
All	24000	-	-	-	-	-	53730,2	48910	-	-
Mean	-	-	-	5,81	5,57	285,1	-	-	8,97	2037,9

Tabella 10.17 Produzione dell'Impianto Sant'Agata in presenza di altri impianti

A partire da questa tabella si riscontra un incremento significativo delle perdite di scia e di conseguenza un calo dell'energia prodotta dall'intero parco eolico. Si nota subito che, come i casi precedenti gli aerogeneratori S08, S10 e S06 sono quelli maggiormente interessati dalle perdite di scia e comportano un netto innalzamento delle perdite di scia medie da 2,44% a 8,97%. In termini di energia, la produzione annua del parco passa da 52,41 GWh/y in assenza di interferenze a 48,91 GWh/y in presenza di altri impianti. Questo equivale a una perdita energetica complessiva di 3,5 GWh/y. Le perdite di scia, oltre a influenzare negativamente la produzione energetica dell'impianto, ha un impatto significativo anche sulle ore equivalenti; in questo caso si passa da 2184,1 h a 2037,9.

In precedenza, nel paragrafo 10.2, sono stati riportati i dati relativi alla produzione energetica dei due parchi eolici limitrofi. Dall'analisi condotta con WindSim, anche in questo caso, non sono emerse differenze significative al variare del modello di aerogeneratore utilizzato. Pertanto, è possibile fare riferimento ai dati energetici già presentati nel paragrafo precedente.

10.4 Calcolo delle perdite di impianto

La valutazione delle perdite e delle incertezze nella produzione di energia elettrica di un parco eolico rappresenta un passaggio fondamentale per ottenere stime affidabili della producibilità netta. In precedenza, si è valutata la producibilità dell'impianto tenendo in considerazione solamente le perdite per effetto scia, in questo frangente invece si tiene conto di tutti i fattori che influenzano negativamente la produzione annua attesa.

Le perdite considerate sono state classificate in diverse tipologie, ognuna delle quali analizzata nel dettaglio:

1. **Efficienza elettrica della rete (TIPO-B):** La trasmissione dell'energia prodotta dalle turbine fino alla sottostazione di trasformazione comporta inevitabilmente perdite di natura elettrica. Queste includono le inefficienze associate agli interruttori di linea, ai trasformatori BT/MT, alle linee di trasmissione MT e alla stazione MT/AT. Non avendo dettagli specifici sul circuito elettrico del parco, si è adottato un approccio conservativo assumendo un'efficienza complessiva del 98% (0.98), valida per entrambe le configurazioni.
2. **Disponibilità delle turbine (TIPO-C):** La disponibilità di una turbina si riferisce al tempo durante il quale è in grado di operare rispetto al totale dell'anno. Tale valore è influenzato dalla frequenza di manutenzione, dall'affidabilità dei componenti e dalle condizioni meteorologiche del sito. Poiché non sono disponibili dati storici specifici per le turbine analizzate, è stata ipotizzata un'efficienza di disponibilità pari al 97% (0.97).
3. **Degrado delle pale rotoriche e condizioni ambientali (TIPO-D):** Le prestazioni aerodinamiche delle turbine possono essere compromesse da fenomeni come lo sporcamento, la formazione di ghiaccio e il degrado delle pale. Nel sito oggetto di studio, in corrispondenza dei mesi invernali (da dicembre a marzo), si verificano precipitazioni nevose che possono favorire la formazione di ghiaccio sulle pale. Per questa ragione, è stata ipotizzata un'efficienza pari al 98% (0.98).
4. **Controllo in prossimità del Cut-Out (TIPO-E):** Le turbine eoliche interrompono la produzione in condizioni di ventosità estrema (Cut-Out) o troppo bassa (Cut-In). Quando la velocità del vento rientra nel range operativo, si verifica un fenomeno di isteresi che causa un ritardo nella ripresa della produzione. Per tale motivo è stata considerata un'efficienza di 98% (0.98) per rappresentare questo fenomeno.
5. **Disponibilità della rete elettrica (TIPO-G):** La disponibilità della rete elettrica dipende dal gestore del sistema di trasmissione ed è influenzata dalla qualità locale della rete stessa. In

assenza di informazioni specifiche, si è scelto un valore prudenziale di efficienza pari al 99.9% (0.999), che riflette una stima generalmente applicabile a impianti situati in contesti con infrastrutture elettriche moderne.

Le perdite descritte in precedenza vengono prese in considerazione per il calcolo delle metriche P50, P75 e P90. Esse si basano sull'analisi statistica della producibilità annua netta stimata di un parco eolico, utilizzando una distribuzione probabilistica per modellare l'incertezza associata alla previsione.

Il valore P50 rappresenta la mediana della distribuzione normale della producibilità annua stimata. Questo valore indica che esiste una probabilità del 50% che la produzione effettiva superi la produzione stimata, in un business model questa stima è considerata la più conservativa e dal punto di vista analitico può essere calcolata come:

$$P50 = \text{Produzione stimata} * (1 - \text{perdite totali})$$

Le metriche P75 e P90 vengono calcolate a partire dalla distribuzione gaussiana del P50: la prima è una stima moderatamente conservativa, utile per scenari di rischio medio, in cui si considera una probabilità ridotta (25%) di produrre meno di questo valore. Il P90 è una stima estremamente prudente, viene utilizzata per garantire che l'analisi economico finanziaria sia robusta anche in condizioni avverse. La probabilità di produrre meno di P90 è solo del 10%, rendendolo una soglia di riferimento per il rischio accettabile in progetti a lungo termine.

$$P75 = P50 * (1 - 0,674 * \text{Incertezza})$$

$$P90 = P50 * (1 - 1,282 * \text{Incertezza})$$

Nel caso in questione il termine “Incertezza” fa riferimento all’incertezza che caratterizza i sistemi di misura. Per questioni di tempo non è stato possibile determinare a livello sperimentale l’incertezza che caratterizza i diversi sistemi di misura utilizzati durante la campagna anemometrica, per tale motivo si è deciso attribuirle un valore pari a 0,15.

Dopo aver descritto dal punto di vista teorico le perdite di impianto si procede con il calcolo effettivo per le due configurazioni descritte dei paragrafi precedenti:

- **Configurazione con GE 3.6-137:** Le tre metriche calcolate per questa configurazione è possibile visualizzarle all'interno della tabella sottostante.

Calcolo delle metriche per il parco eolico di Sant'Aagata		
	MWh/y	Ore Equivalenti
P50	50977,4	2123,3
P75	45823,5	1908,6
P90	41174,4	1715,0
Rendimento Totale	0,904	

Tabella 10.16 Calcolo delle metriche per la configurazione con GE 3.6-137

- **Configurazione con SG 5.0-132:** Le tre metriche calcolate per questa configurazione è possibile visualizzarle all'interno della tabella sottostante.

Calcolo delle metriche per il parco eolico di Sant'Aagata		
	MWh/y	Ore Equivalenti
P50	47834,5	1441,1
P75	42998,4	1295,4
P90	38635,9	1164,0
Rendimento Totale	0,904	

Tabella 10.17 Calcolo delle metriche per la configurazione con SG 5.0-132

- **Configurazione con V 136-4.0:** Le tre metriche calcolate per questa configurazione è possibile visualizzarle all'interno della tabella sottostante.

Calcolo delle metriche per il parco eolico di Sant'Aagata		
	MWh/y	Ore Equivalenti
P50	44206,2	1664,8
P75	39736,9	1496,5
P90	35705,3	1344,6
Rendimento Totale	0,904	

Tabella 10.16 Calcolo delle metriche per la configurazione con V 136-4.0

Conclusioni

Il presente studio è finalizzato alla valutazione della risorsa eolica di un sito collocato nella zona di Sant'Agata di Puglia (FG) zona "Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo", dove si prevede la realizzazione di un parco eolico composto da 6 aerogeneratori, per una potenza complessiva di 21,6 MW. Inoltre, lo studio si concentra sulla valutazione delle prestazioni dell'impianto considerando diversi modelli di aerogeneratori.

La valutazione della risorsa eolica è stata condotta utilizzando il software MATLAB per l'elaborazione di dati anemometrici, definendo le caratteristiche del vento nell'area di interesse. I risultati hanno confermato l'idoneità del sito per l'installazione del parco eolico, rilevando una velocità media del vento di 6 m/s, una rosa dei venti caratterizzata da una direzione prevalente (Sud-Ovest) e un indice di turbolenza medio a 15 m/s pari al 9,7%.

Il sito è stato inizialmente classificato come IIIC. Tuttavia, un'analisi del time step del Lidar ha evidenziato che, a diverse altezze, le velocità del vento superiori a 10 m/s si verificano con una frequenza maggiore del 10%. Di conseguenza, il sito è stato riclassificato come IIC.

Attraverso lo studio in questione si è, anche, fornita una valutazione delle prestazioni dell'impianto in tre configurazioni: la prima con aerogeneratore GE 3.6-137 (classe IIIB), la seconda con aerogeneratore SG 5.0-132 (classe IB) e la terza con aerogeneratore V 136-4.0 (classe IIB). Successivamente si è valutato l'impatto potenziale sulla produzione attesa a seguito della presenza dell'Impianto Margherita e dell'eventuale realizzazione dell'Impianto Serra Pallino di proprietà di RWE Italia S.r.l.

L'analisi inerente alle prestazioni dell'impianto, condotta inizialmente senza tenere conto delle interferenze con altri impianti, riporta che l'energia prodotta installando gli aerogeneratori GE 3.6-137 è pari a 61,04 GWh/y, installando gli aerogeneratori SG 5.0-132 è pari a 57,51 GWh/y mentre installando gli aerogeneratori V 136-4.0 è pari a 52,40 GWh/y.

L'analisi delle interferenze con gli impianti limitrofi ha evidenziato perdite di energia significative, dovute principalmente alle turbine P03, P05 e P07 dell'Impianto Serra Pallino, che non rispettano la distanza minima di 5D. Le perdite energetiche nette per ciascuna configurazione sono pari a:

- **8,51% (-4,64 GWh/y)** per la configurazione con GE 3.6-137,
- **8,91% (-5,18 GWh/y)** per la configurazione con SG 5.0-132,
- **8,97% (-3,5 GWh/y)** per la configurazione con V 136-4.0.

Tuttavia, nel momento in cui si valuta un modello di aerogeneratore destinato all'installazione in un parco eolico, il parametro principale da considerare non è solo la produzione energetica complessiva, ma soprattutto le ore equivalenti di funzionamento. Questo valore si ottiene dividendo l'energia prodotta dall'impianto per la potenza totale installata. Per le tre configurazioni analizzate, le ore equivalenti medie annuali risultano:

- **2589 ore** per gli aerogeneratori GE 3.6-137,
- **1764,1 ore** per gli aerogeneratori SG 5.0-132,
- **2037,9 ore** per gli aerogeneratori V 136-4.0.

Il maggiore valore per la GE è attribuibile alla classe III di ventosità: pale più leggere consentono di operare più a lungo anche a basse velocità del vento. Al contrario, la SG, essendo di classe I, ha pale più pesanti, quindi opera meno ore rispetto agli altri modelli. I valori della V 136-4.0 sono in linea con le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori di classe II e rappresentano un compromesso accettabile.

Oltre alle perdite di scia, è stata condotta un'analisi completa delle perdite di impianto che include diverse fonti di inefficienza, tra cui: perdite elettriche nella rete di trasmissione interna al parco e verso la sottostazione (stimate con un'efficienza del 98%), perdite legate alla disponibilità delle turbine (97%) e ulteriori riduzioni dovute a degrado delle pale, sporcamento e formazione di ghiaccio, con un'efficienza stimata al 98%. Inoltre, le perdite dovute al fenomeno di isteresi della turbina, tipico in condizioni di ventosità elevata vicino al cut-out, sono state stimate al 98%.

L'analisi condotta ha evidenziato che, indipendentemente dalla tipologia di turbine adottate, le perdite precedentemente citate determinano una riduzione dell'efficienza dell'impianto. Complessivamente le perdite di impianto comportano, nel caso meno conservativo P50, una diminuzione della produzione del 9.3%, mentre nel caso più conservativo P90, la riduzione della produzione raggiunge il 27%.

In conclusione, l'analisi dimostra che, l'aerogeneratore GE 3.6-137 rimane la scelta più efficiente dal punto di vista produttivo per l'Impianto Sant'Agata, grazie alla migliore combinazione tra energia prodotta, ore equivalenti e minori perdite. Tuttavia, è importante sottolineare che la GE 3.6-137 è un aerogeneratore di classe III, mentre il sito in questione è stato classificato come di classe II. Questo comporta un rischio potenziale: in caso di raffiche di vento particolarmente intense, la turbina potrebbe non essere in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche, mettendo a rischio l'affidabilità dell'impianto.

La SG 5.0-132, invece, è di classe I, una categoria estremamente stringente per il sito. Questo garantisce una maggiore resistenza alle condizioni climatiche avverse, ma limita in modo significativo la produzione energetica a causa delle caratteristiche costruttive delle sue pale e dell'altezza del mozzo.

La turbina V 136-4.0, di classe II, risulta quindi la più idonea in termini di resistenza e compatibilità con la classe del sito. D'altra parte, le sue prestazioni in termini di ore equivalenti medie annue (2037,9 h) risultano poco soddisfacenti rispetto agli standard attuali, dove si tende a non scendere al di sotto delle 2500 ore equivalenti per garantire un'efficienza economica adeguata.

Alla luce di queste considerazioni, è evidente che la scelta della turbina più adatta richiede un compromesso tra la produzione energetica, la resistenza alle sollecitazioni del sito e il rispetto dei limiti operativi.

Bibliografia

- [1] Relazione descrittiva, “Progetto per la realizzazione di un impianto eolico nel comune di Sant’Agata di Puglia (FG)”, Wind Energy Sant Agata Srl.
- [2] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Energia Eolica Lezione 3”.
- [3] <https://www.fenr.eu/dizionario-del-mini-eolico/>
- [4] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Energia Eolica Lezione 1”.
- [5] Tesi Politecnico di Torino: “Studio analitico per la progettazione di una turbina microeolica con rotore stampato in 3D e generatore sincrono” Dario Garelo
- [6] “FUNDAMENTAL CONCEPTS OF WIND TURBINE ENGINEERING SECOND EDITION” David A. Spera Editor
- [7] Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 3.6-137 (Technical Description and Data)
- [8] Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 3.6-137 (Weights and Dimensions)
- [9] Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems 3.6 MW (High Temperature, High Altitude Operation)
- [10] <https://www.orthobenessere.com>
- [11] <https://greenmove.hwupgrade.it>
- [12] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Aerodinamica di base”.
- [13] Relazione gittata massima, “Parco eolico santa croce del Sannio house Srl”.
- [14] <http://acousticservices.ie/serrated-trailing-edges/>
- [15] <https://www.archiexpo.it/>
- [16] <https://www.lifegate.it/cose-una-turbina-eolica>
- [17] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Tecniche di controllo di una turbina eolica”.
- [18] Tesi Politecnico di Milano: “Modellistica e controllo di una generatore asincrono a doppia alimentazione per turbine eoliche con analisi della risposta ai buchi di tensione” Chiara Guarino
- [19] File Excel contenente i dati relativi alla potenza, coefficiente di potenza e coefficiente di trust della turbina eoliche GE 3.6-137.
- [20] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Energia Eolica Lezione 4”.
- [21] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468227620303045>
- [22] <https://www.windsystemsmag.com/individual-pitch-control-and-its-impact/>
- [23] Guidelines on dual scanning lidar measurements for wind resource assessments by DNV
- [24] LIDAR Applications to Wind-Energy Technology Assessment by EPRI (Electric Power Research Institute)
- [25] LIDAR commissioning by DNV
- [26] WindCube® Siting recommendations for the highest quality and performance by Vaisala
- [27] Windcube User’s manual by Leosphere
- [28] <https://www.windsystemsmag.com/lidar-the-path-forward-for-wind-resource-assessment/>

- [29] <https://www.rinnovabilierisparmio.it/2014/09/18/lidar-maggiore-efficienza-per-le-turbine-eoliche/>
- [30] <https://www.biral.com/product/sodar-pcs2000/#product-overview>
- [31] Tesi Università politecnica delle Marche: “Studio di fattibilità e progetto preliminare di un parco eolico offshore nel Mar Mediterraneo” Lingkan Jin
- [32] “Inflow angles in complex terrain: is it possible to accurately predict them in a wind farm site?” Dr. C. Meissner, WindSim AS, Norway A. Fontaine and V. Vandale
- [33] “Wind inflow observation from load harmonics” Marta Bertelè, Carlo L. Bottasso, Stefano Cacciola, Fabiano Daher Adegas and Sara Delport
- [34] “On Wind Turbine Power Performance Measurements at Inclined Airflow” by T. F. Pedersen
- [35] “Analysis of the Turbulence Intensity at Skipheia Measurement Station” by Sletvold Oistad
- [36] Documentazione ufficiale del parco eolico, “Gittata”.
- [37] Documentazione ufficiale del parco eolico, “Relazione Descrittiva”.
- [38] Documentazione ufficiale del parco eolico, “Carta della vegetazione”.
- [39] Technical Documentation Wind Turbine Siemens Gamesa SG 5.0-132
- [40] Technical Documentation Wind Turbine Vesta V 136-4.0
- [41] Wind Resource Assessment Handbook