



CENTRALE EOLICA OFFSHORE "RIMINI" (330 MW) ANTISTANTE LA COSTA TRA RIMINI E CATTOLICA

proponente:

EnergiaWind 2020 srl _ Riccardo Ducoli amministratore unico



STUDIO SPECIALISTICO ALLEGATO AL SIA

STUDIO ANEMOLOGICO E PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO



Autore:

Tecnoconsult Engineering Construction srl
Ing. Paolo Pierangeli

Albo Ingegneri di Pesaro e Urbino A2162

Febbraio 2022

INDICE DELLA RELAZIONE

1	INTRODUZIONE	4
1.1	RIFERIMENTI METODOLOGICI PER L'ELABORAZIONE DELLO STUDIO	4
1.2	UBICAZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DELL'AREA DI INTERVENTO	5
1.3	NOTE RELATIVE AL PROGETTO PREDISPOSTO PER LA VIA, ALTERNATIVE CONSIDERATE E AMBITO DI INDAGINE	6
1.4	OPERE PRINCIPALI	8
2	METODOLOGIA – MODELLI NUMERICI	10
3	INPUT TOPOGRAFICI	11
3.1	MAPPA OROGRAFICA	11
3.2	MAPPA DI RUGOSITÀ	11
4	ANEMOMETRIA E MISURAZIONE DELLA FONTE PRIMARIA	12
4.1	LIDAR	12
4.2	CORRELAZIONE DEI DATI DEL VENTO	13
4.3	CONDIZIONI CLIMATICHE DELL'AREA	15
5	DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI	16
5.1	ANALISI DELLA CURVA DI POTENZA	18
6	SETTAGGIO DEL MODELLO	20
6.1	CLIMATOLOGIA	20
6.2	SETUP DEL MODELLO 3D	21
6.3	SIMULAZIONI	22
6.4	VALIDAZIONE DEL MODELLO	22
7	CONFRONTO DI PRODUCIBILITÀ DEI LAYOUT TESTATI	24
7.1	MODELLO DI SCIA E VALUTAZIONE DELLE PERDITE	24
7.2	LAYOUT "A" E SCELTA DEL LAYOUT ALTERNATIVO "B"	25
7.3	MAPPA DELLE RISORSE DI VENTO	29
7.4	PERDITE PER EFFETTO DI SCIA LAYOUT A E B	30
8	CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA	34
8.1	LAYOUT A	34
8.2	LAYOUT B	36
9	RESA ENERGETICA P50	38
10	STIMA P75 E P90	39
11	CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI	40
12	RIFERIMENTI	41

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro) ..5	5
Figura 1.2 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT A.....7	7
Figura 1.3 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT B.....7	7
Figura 2.1 – Diagramma di flusso per la valutazione dell'AEP utilizzando WindSim11.0.....10	10
Figura 3.1 – Mappa orografica (sinistra) e mappa di rugosità (destra)11	11
Figura 4.1 – Posizione del LIDAR sulla mappa satellitare e distanza dalla costa12	12
Figura 4.2 – Lidar a 117m:Rosa dei venti delle frequenze e intensità, e distribuzione di Weibull13	13
Figura 4.3 – Posizione del LIDAR e della stazione di misura a lungo termine ERA514	14
Figura 4.4 – ERA5 a 100m:Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull14	14
Figura 4.5 – Risultati della correlazione di lungo termine: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull15	15
Figura 5.1 – MySE6.45-180 WTGS16	16
Figura 5.2 – Grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina18	18
Figura 6.1 – Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra)20	20
Figura 6.2 – Risoluzione orizzontale e verticale della griglia utilizzata per la definizione del modello21	21
Figura 6.3 – Cross-check sul profilo verticale delle velocità22	22
Figura 7.1 – Rappresentazione del Layout A27	27
Figura 7.2 – Rappresentazione del Layout B.....27	27
Figura 7.3 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all'altezza di 119m per il layout A.....29	29
Figura 7.4 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all'altezza di 119m per il layout B30	30
Figura 7.5 – Perdite singole turbine layout A31	31
Figura 7.6 – Perdite singole turbine layout B32	32
Figura 7.7 – Perdite di scia layout A33	33
Figura 7.8 – Perdite di scia layout B.....33	33
Figura 8.1 – Layout A - velocità media vento(m/s), perdite di scia(%), AEP al netto delle scie(GWh/y)35	35
Figura 8.2 – Layout B - velocità media vento(m/s), perdite di scia(%), AEP al netto delle scie(GWh/y)37	37

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 4.1 – posizione geografica dell’anemometro LIDAR.....	12
Tabella 5.1 – Principali caratteristiche geometriche dell’aerogeneratore MingYang MySE6.45-180.....	16
Tabella 5.2 – Principali caratteristiche tecniche dell’aerogeneratore MingYang MySE6.45-180.....	17
Tabella 5.3 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per la producibilità	18
Tabella 5.4 – Wind speed, potenza e coefficiente di spinta della turbina	19
Tabella 6.1 – Velocità del vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore	20
Tabella 6.2 – Spaziatura della griglia e numero di celle nel modello	21
Tabella 6.3 – Distribuzione dei primi 10 nodi nella direzione z, a partire dal livello del terreno, relative alla posizione con minimo e massima elevazione	21
Tabella 6.4 – Parametri di risoluzione del modello	22
Tabella 6.5 – Cross check delle velocità misurate e modellate (m/s)	23
Tabella 7.1 – Risultati di producibilità per il layout A ed il layout B alternativo scelto	25
Tabella 7.2 – Risultati di producibilità per i layout alternativi scartati	26
Tabella 7.3 – Coordinate geografiche delle turbine per i 2 layout proposti	28
Tabella 8.1 – Risultati di producibilità delle singole turbine per il layout A	34
Tabella 8.2 – Risultati di producibilità delle singole turbine per il layout B	36
Tabella 9.1– Calcolo resa energetica	38
Tabella 10.1 – Stima P75 e P90.....	39

1 INTRODUZIONE

Oggetto dello Studio è la valutazione delle principali caratteristiche anemologiche e la stima di producibilità per la proposta di installazione della Centrale eolica offshore "Rimini" ubicata nel mare antistante la costa tra Rimini e Cattolica, composta da 51 aerogeneratori della potenza di 6,45 MW (per 330 MW complessivi) e opere di collegamento alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), con punto di connessione alla Stazione TERNA "San Martino in Venti" ubicata in comune di Rimini.

Il soggetto proponente è Energia Wind 2020 srl, con sede legale in via Aldo Moro 28 - 25043 Breno (BS) C.F. P. IVA e Iscrizione al Registro delle Imprese di Brescia n. 03466270984.

Il progetto della Centrale Eolica "Rimini" è stato presentato a livello di Preliminare il 30 marzo 2020, allegato all'istanza di Autorizzazione Unica ai sensi dell'art. 12 del D.lgs 387/2003 (secondo quanto stabilito dalla Circolare n. 40 del 05/01/2012 del Ministero delle Infrastrutture e della Mobilità Sostenibili, che stabilisce l'articolazione del procedimento in 3 fasi) e **ha superato positivamente la prima fase del procedimento**, coordinato dalla Capitaneria di Porto di Rimini e relativo all'istruttoria tecnico amministrativa finalizzata al rilascio della Concessione Demaniale.

L'approfondimento tematico di cui al presente studio costituisce parte integrante del Progetto (approfondito a livello di Definitivo) e della documentazione allegata allo Studio di Impatto Ambientale, documenti redatti in conformità delle norme vigenti e richiesti dal D.lgs 152/2006 e ss.mm.ii. e dalla Circolare 40/2012 relativamente alla fase di Valutazione di Impatto Ambientale e alla fase di Autorizzazione Unica.

1.1 Riferimenti metodologici per l'elaborazione dello Studio

Il seguente documento è stato preparato per fornire una stima di producibilità del campo eolico, e più in generale per fornire dati qualitativi e quantitativi relativi alla risorsa eolica che interessa l'area del progetto. Il presente studio è suddiviso in più parti.

La prima parte prevede la descrizione della metodologia e di tutti gli input necessari volti a determinare la producibilità del layout A e delle sue alternative.

La seconda parte prevede la predisposizione di attività di modellazione numerica dei dati LIDAR al fine di ottenere una previsione a lungo termine delle condizioni ventose dell'area di progetto. Allo scopo è stata utilizzata la tecnica di MCP (Measure-correlate-predict).

La terza parte prevede la stima di producibilità dei diversi layout e il calcolo della resa energetica P50. Allo scopo è stato utilizzando il software Windsim. Windsim è un risolutore che si basa sulla CFD (Computational Fluid Dynamics) per valutare il campo di ventosità di un'area risolvendo le equazioni RANS (Reynolds Average Navier Stokes).

L'analisi è stata dapprima predisposta per il layout A e le sue possibili alternative, che si differenziano sostanzialmente per la distanza da costa e la disposizione delle turbine. La comparazione delle possibili alternative ha permesso di identificare la configurazione in grado di generare effetti migliori in termini di producibilità (Layout B), e gli approfondimenti successivi sono stati predisposti, su tale layout assieme al layout A.

1.2 Ubicazione dell'impianto e caratteristiche dell'area di intervento

Su larga scala l'area di progetto si inserisce nel bacino del mare Adriatico Settentrionale e per ubicazione geografica la centrale eolica offshore impegna il braccio di mare antistante la costa compresa tra Rimini e Cattolica e parte del litorale marchigiano che dal confine della Regione Emilia Romagna prosegue sino a Gabicce e al Colle San Bartolo.

Nello specifico, lo specchio d'acqua complessivo in cui ricadono gli aerogeneratori nelle diverse alternative di configurazione e localizzazione proposte, è compreso nei seguenti limiti:

- a nord ovest da aree concesse a ENI e occupate dalle piattaforme metanifere del gruppo Azalea e da attraversamenti di condotte;
- a nord est dal limite delle acque territoriali (12 MN) per il Layout "A", già oggetto di valutazione nella prima fase istruttoria, e dal limite delle 18 MN per le configurazioni di layout alternative proposte;
- a sud est dalle piattaforme del gruppo "Regina" e dal limite delle competenze amministrative delle Capitanerie di Porto di Rimini e Pesaro;
- a sud ovest da una linea teorica parallela alla costa e coincidente con il limite delle 6 MN per il layout "A" e con il limite delle 9 MN per i layout alternativi, entrambe identificate sia per attenuare la visibilità degli aerogeneratori dalla terra ferma e sia per rispettare le limitazioni relative agli ostacoli e ai pericoli per la navigazione aerea stabilite per l'aeroporto internazionale di Rimini _ San Marino; in tutti i layout proposti gli aerogeneratori mantengono una distanza minima dal ARP (Airport Reference Point) maggiore di 15 km e risultano esterni alla OHS (Other Horizontal Surface).

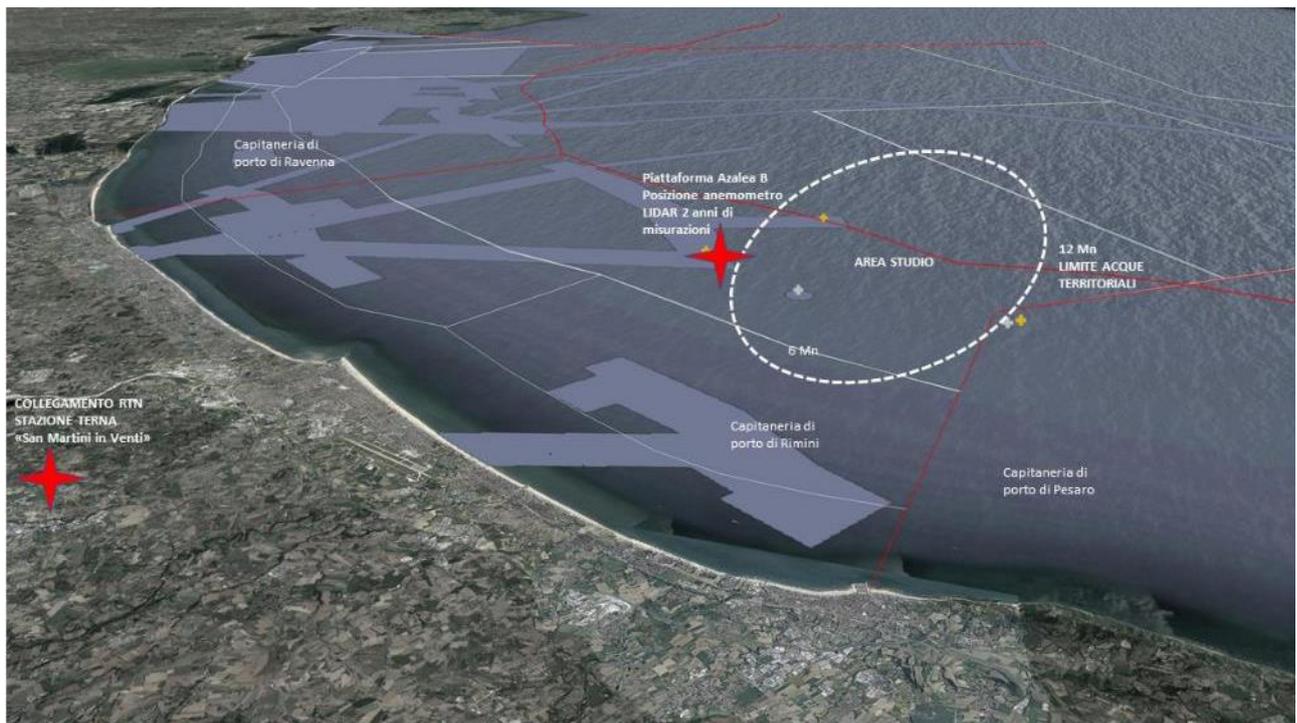


Figura 1.1 – Ubicazione della Centrale eolica offshore "Rimini" e zone di interdizione (in grigio chiaro).

1.3 Note relative al progetto predisposto per la VIA, alternative considerate e ambito di indagine

Per il completamento delle procedure autorizzative, il progetto recepisce le prescrizioni e le osservazioni degli enti che hanno espresso parere nell'ambito della procedura sino a qui esperita nonché alcune considerazioni espresse dai portatori di interesse.

Come previsto dalle norme in materia di Valutazione di Impatto ambientale, il progetto prevede delle alternative sia riguardo al tracciato delle opere terrestri di connessione (cavo AT interrato) che alla localizzazione e disposizione degli aerogeneratori.

Per quanto riguarda quest'ultimo aspetto, si precisa quanto segue:

- Per tutti i Layout considerati restano invariate la posizione della Stazione di Trasformazione Elettrica ubicata in mare nonché le opere di connessione alla RTN;
- il primo riferimento è il **Layout "A"** compreso tra le 6 Mn e le 12 Mn, presentato come integrazione volontaria il 25/09/2020 nell'ambito del procedimento di concessione demaniale, rispetto al quale si sono espressi gli Enti in Conferenza di Servizi attestandone l'ammissibilità in termini di localizzazione; le turbine occupano posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -15 e -34 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 680 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 2,8 km;
- rispetto al precedente, sono state studiate delle alternative localizzative e di configurazione che interessano in parte l'areale del layout "A" e in parte una zona immediatamente contigua e disposta verso il largo sino alle 18 MN; in tale ambito sono state verificate 3 configurazioni degli aerogeneratori; tra le alternative ne è stata approfondita una in particolare, il "Layout B", vista la sostanziale parità di implicazioni ambientali e di producibilità energetica rispetto agli altri 2 layout proposti e denominati "C" e "D", che in ogni caso vanno considerati come alternative possibili;
- Il **Layout "B"** esemplificativo delle alternative considerate e contiguo al layout "A", occupa un'area a cavallo delle 12 MN ed è compreso tra le 9 e le 18 MN; gli aerogeneratori si dispongono lungo le direttrici di tre archi, in questo caso paralleli e distanti tra loro 3 km, occupando posizioni con profondità del fondale variabile e compresa tra -22 e -43 m; l'interdistanza tra le torri è regolare e pari a 720 m; la minima distanza dal punto di misurazione anemometrica (Piattaforma Azalea "B") è pari a 6 km;
- gli altri layout considerati sono il layout "C", anch'esso organizzato su tre archi, ma concavi verso Nord Ovest e il Layout "D" che è l'unico organizzato "a freccia" su tre rette che si svasano verso il largo; la distanza minima dal punto di misurazione è rispettivamente pari a circa 2,7 km e 3 km;
- per tutti i layout proposti, la profondità e la natura dei fondali fanno sì che le opere di fondazione siano del tipo a monopilone, con elementi cilindrici in acciaio di circa 7,5 m di diametro e infissi al di sotto del fondale con profondità variabili in base alla batimetria.
- Per quanto riguarda l'elettrodotto interrato AT terrestre il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km,

di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72 Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

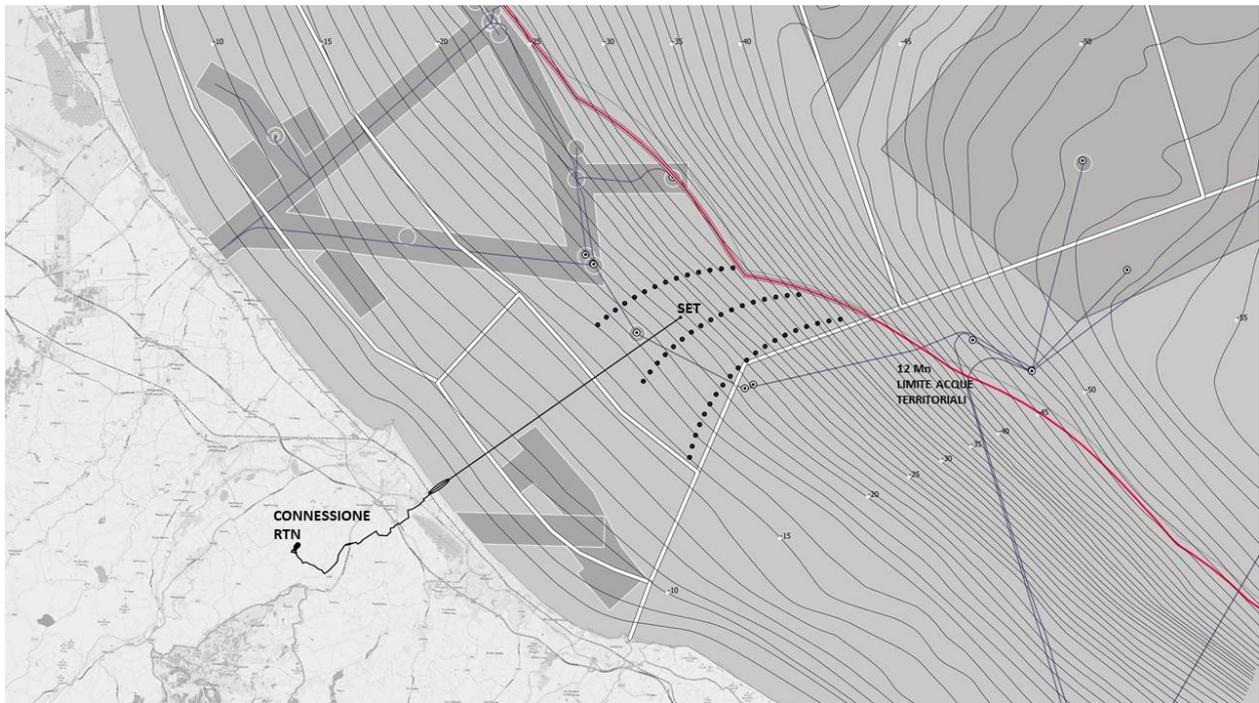


Figura 1.2 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT A

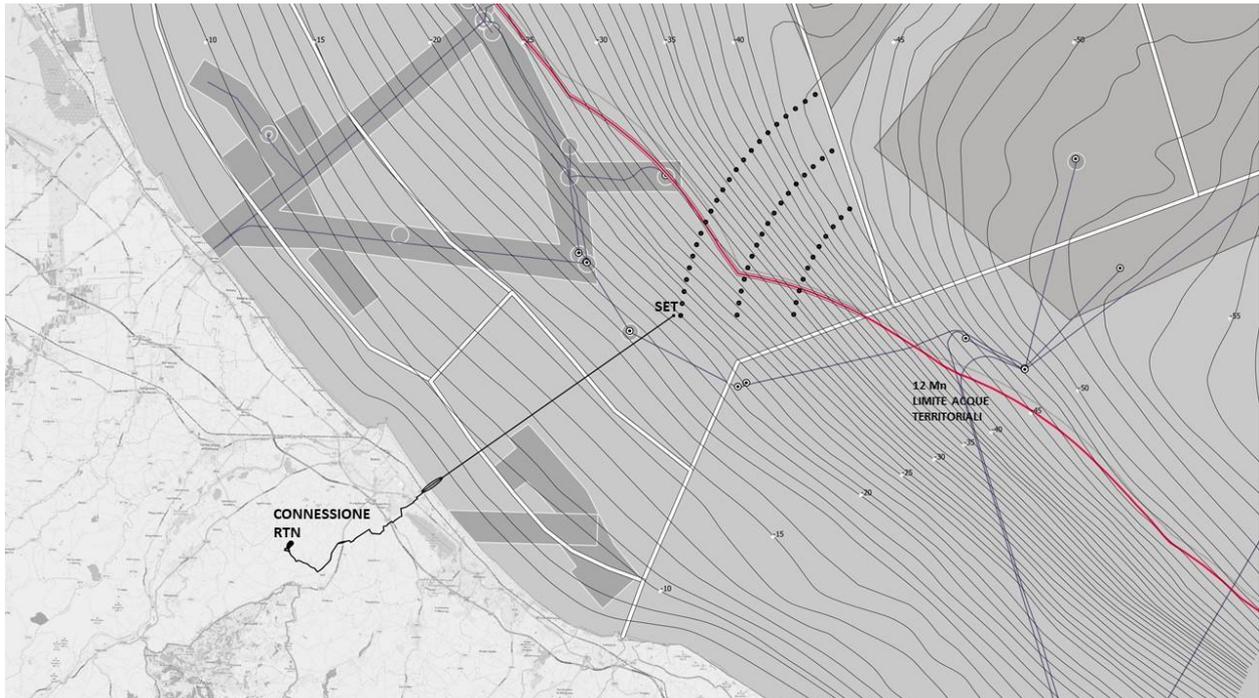


Figura 1.3 – Centrale eolica offshore "Rimini" _ LAYOUT B

1.4 Opere principali

Si riporta di seguito l'elenco sintetico delle principali opere previste dal progetto.

OPERE IN MARE:

- **51 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,45 MW, per una capacità complessiva di 330 MW, ancorati al fondale con fondazione del tipo monopilone in acciaio;**

gli aerogeneratori presi come riferimento tecnologico per il progetto sono del tipo MingYang MySE 6.45-180, con hub a 110/125 m di altezza, diametro del rotore pari a 180 m, tronco di transizione con parte fuori acqua pari a 9/10 m, per un range di altezza complessiva massima compreso tra 210/220 m dal medio mare (in tali range di potenza e dimensionali rientrano altri aerogeneratori simili che potrebbero essere considerati in fase di progettazione esecutiva); gli aerogeneratori vengono proposti in configurazioni alternative, comparate per aspetti ambientali in merito alla localizzazione;

- **Una rete elettrica sottomarina a tensione nominale pari a 66 kV che collega gli aerogeneratori in serie, raggruppandoli in 8 sezioni principali, per poi connettersi alla Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore 66/380 kV ;**

- **Una piattaforma marina che ospita la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) 66/380 kV, attrezzata con 2 trasformatori da 180/200 MVA, 1 reattore per la compensazione della potenza reattiva, apparecchiature, quadri di controllo e manufatti di servizio e accessori;**

- **Un elettrodotto sottomarino di collegamento tra la Stazione Elettrica di Trasformazione (SET) offshore e la buca giunti terra-mare, costituito da un cavo in AT 380 kV di lunghezza pari a 18,15 km di cui 1,45 km realizzato con HDD (Horizontal Directional Drilling) per la parte di transizione terra_mare);**

la parte di approdo e atterraggio (transizione terra-mare del cavo marino realizzata con HDD) inizia in mare a circa 930 m dalla linea di battigia e raggiunge la buca giunti dopo aver bypassato la spiaggia (in corrispondenza del nuovo circolo velico di Bellariva ubicato tra il bagno 98 e 99), il lungomare Giuseppe Di Vittorio, gli edifici prospicienti, la rete ferroviaria e la linea Metro_Mare;

OPERE A TERRA PER LA CONNESSIONE ALLA RTN:

- **Una buca giunti interrata, in cui avviene la giunzione tra la l'elettrodotto sottomarino e quello terrestre, interrata e posizionata nello slargo compreso tra il sottopasso di Viale Portofino e Viale Siracusa, immediatamente a sud ovest della linea Metro_Mare e della Rete Ferroviaria adriatica;**

- **Un elettrodotto terrestre interrato costituito da una terna di cavi isolati in AT 380 kV, di lunghezza pari a circa 11,7 km (con buche giunti ogni 500/600 m), che raggiunge la Stazione di Transizione cavo-aereo adiacente alla SE TERNA 380/150 kV "San Martino in Venti", dove avviene la connessione alla RTN;**

il progetto prevede che il tracciato, a partire dalla buca giunti di collegamento tra il cavo marino e quello terrestre, segua prevalentemente la viabilità esistente secondaria con un percorso preferenziale di circa 11,7 km, di cui circa 380 m in TOC per il superamento della SS N. 72

Rimini/San Marino e del Torrente Ausa; si prevede anche un percorso alternativo che si distacca e si ricongiunge al precedente e segue viabilità primaria, per una lunghezza complessiva di 11,6 km.

- **Una Stazione di Transizione cavo-aereo da realizzarsi in prossimità della stazione elettrica TERNA "San Martino in Venti", che ospiterà il reattore, le apparecchiature elettromeccaniche, i locali quadri e misure e il portale di partenza della linea aerea di collegamento alla stazione RTN;**

verrà realizzato un breve tratto stradale di lunghezza pari a circa 130 m e larghezza pari a 7 m incluso banchine laterali, di collegamento tra Via San Martino in Venti e la Stazione Utente;

- **Un elettrodotto aereo trifase lungo circa 450 m, in conduttori nudi binati alla tensione di 380 kV, di connessione con lo stallo a 380 kV nella stazione elettrica "San Martino in Venti" 150/380 kV esistente e di proprietà TERNA S.p.A.;**
- **Un nuovo stallo a 380 kV, previo ampliamento della stazione TERNA "San Martino in Venti", nella parte nord-ovest, e interrimento di un tratto di linea in cavo aereo esistente;**

per la realizzazione del nuovo stallo, come indicato dal gestore della rete TERNA, è previsto l'interrimento dell'ultima campata di un elettrodotto aereo a 132 kV "San Martino-Gambettola" esistente; l'elettrodotto aereo, lungo circa 170 m, e il traliccio di arrivo saranno eliminati e sostituiti da un elettrodotto interrato AT 150 kV, di lunghezza pari a circa 230 m, da realizzare all'interno dell'area di ampliamento della Stazione Elettrica San Martino in Venti.

2 METODOLOGIA – MODELLI NUMERICI

Per condurre lo studio della producibilità dell'impianto (AEP) è stato utilizzato l'approccio numerico basato sul software Windsim, uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibili sul mercato.

Windsim è un software di micro-siting basato sul CFD (Computational Fluid Dynamics).

La modellazione numerica del flusso, basata sulla fluidodinamica computazionale, viene utilizzata per trasferire le condizioni del vento da un punto di misurazione (nel nostro caso il Lidar) alle posizioni della turbina eolica all'altezza del mozzo o in qualsiasi altra posizione all'interno del parco eolico, ottenendo quindi una mappa tridimensionale delle risorse eoliche ad alta risoluzione.

Il campo di vento locale è influenzato dal terreno. Queste informazioni vengono fornite al software tramite un modello digitale del terreno che include i dati di altezza e rugosità del terreno. I dati del terreno vengono utilizzati per stabilire un dominio in cui le equazioni RANS (Reynolds Averaged Navier – Stokes) vengono risolte numericamente. Vengono eseguite 12 simulazioni RANS per avere un campo del vento per ogni direzione del vento.

Le condizioni di vento medie attese nel sito (ottenute dal Lidar) vengono poi utilizzate per scalare le simulazioni e ottenere la risorsa eolica nel dominio 3D.

La produzione lorda di energia è la produzione di energia del parco eolico calcolata dalla distribuzione prevista della velocità del vento a flusso libero all'altezza del mozzo di ciascuna turbina. La curva di potenza della turbina viene corretta in base alla densità media dell'aria nel sito.

La velocità del vento a valle della turbina eolica viene però ridotta. Man mano che il flusso procede ulteriormente, la scia si sta diffondendo e recupera verso condizioni di flusso libero. L'effetto "wake" viene calcolato da un modello analitico di scia fornendo quindi la potenziale produzione di energia annua.

A questa vengono poi sottratte le perdite di altra natura per stimare la P50. La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata (vedi cap.9).

La panoramica dei processi descritti è mostrata nella figura di seguito:

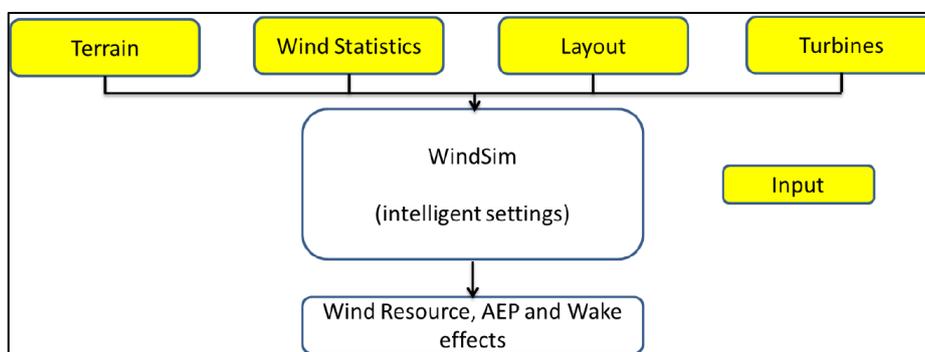


Figura 2.1 – Diagramma di flusso per la valutazione dell'AEP utilizzando WindSim11.0

3 INPUT TOPOGRAFICI

La mappa digitale necessaria alla modellazione del flusso del vento copre un'area di 38x35 km e comprende la caratterizzazione della rugosità e dell'orografia del terreno.

3.1 Mappa orografica

La mappa dell'orografia del terreno è stata ottenuta dal sensore remoto Advanced Spaceborne Thermal Emission and Reflection Radiometer (ASTER) con una risoluzione spaziale di 1 arcsec.

3.2 Mappa di rugosità

La rugosità superficiale, determinate principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Le informazioni di rugosità per la mappa digitale sono state estrapolate dal progetto "Corine Land Cover 2006" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre.

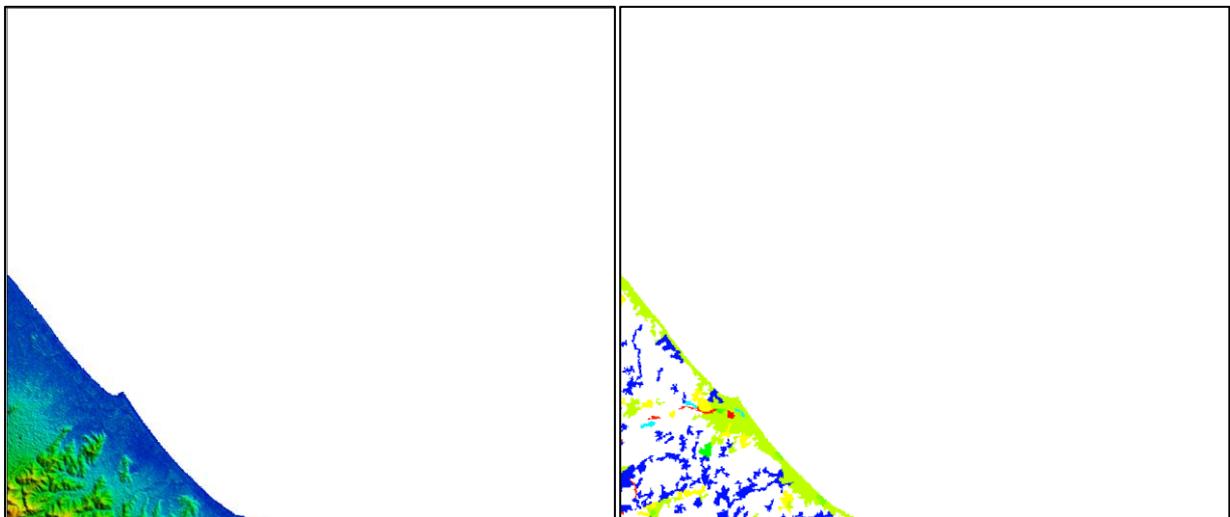


Figura 3.1 – Mappa orografica (sinistra) e mappa di rugosità (destra)

La rugosità del mare è stata considerata pari a 0.0003 in accordo al database "Corine Land Cover 2006"

4 ANEMOMETRIA E MISURAZIONE DELLA FONTE PRIMARIA

4.1 Lidar

I dati anemologici utilizzati nella valutazione provengono da un anemometro LIDAR installato sulla piattaforma AZALEA 2, a una quota di 27 metri sopra il livello del mare, a circa 15.5 km in direzione Nord-Est dalla costa della città di Rimini, nell'area a Est della regione Emilia Romagna.

I dati del vento registrati dal Lidar tra il 2012 e il 2014 sono stati valutati e sintetizzati per poi procedere alla determinazione della valutazione della produzione energetica prevista dell'impianto eolico offshore.

I dati rilevati dal Lidar possono ritenersi rappresentativi di tutta l'area interessata alla realizzazione dell'impianto se tale strumentazione è a considerevole distanza da ostacoli o irregolarità territoriali che modificano il flusso indisturbato della vena fluida.

Relativamente il parco eolico in oggetto è stata condotta una campagna anemometrica in un'area distante pochi km dal futuro campo eolico. La ventosità rilevata nel punto d'installazione della stazione di misura risulta essere perfettamente rappresentativa dell'area d'interesse data la perfetta analogia in termini di orografia, rugosità (essendo in mare aperto) ed esposizione ai venti predominanti.

La tabella e la figura seguente mostrano le coordinate geografiche e la posizione dell'anemometro LIDAR.

ID MAST	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]
LIDAR	317747	4892962

Tabella 4.1 – posizione geografica dell'anemometro LIDAR

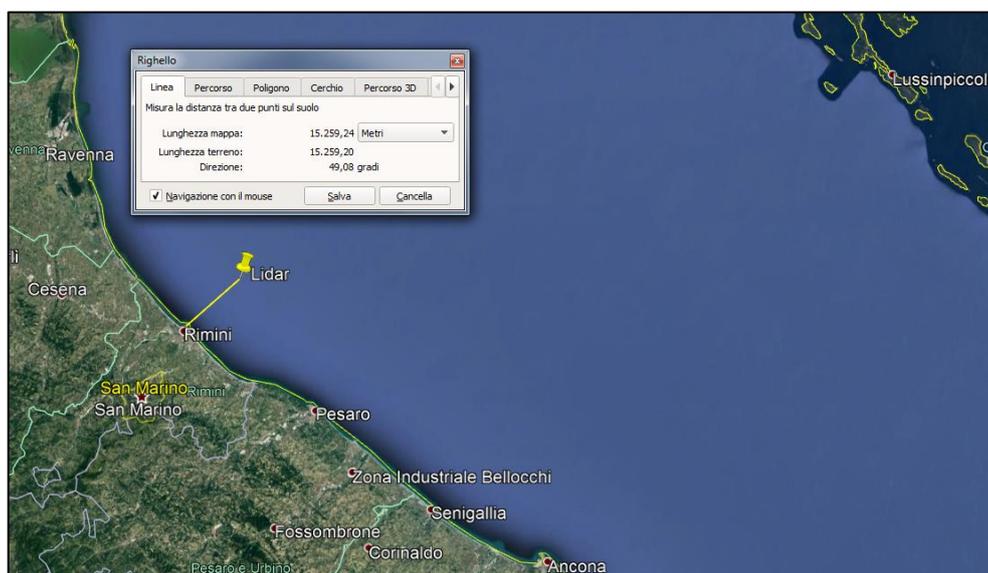


Figura 4.1 – Posizione del LIDAR sulla mappa satellitare e distanza dalla costa

L'impostazione del monitoraggio (configurazione della misurazione) dello strumento Lidar è stata diversa tra un periodo iniziale - da novembre 2012 (quando è iniziata la campagna di misurazione) a ottobre 2013 e un secondo periodo - da novembre 2013 a novembre 2014 (ultimi dati disponibili).

Al fine di ottenere una valutazione completa di tutti i dati sul vento disponibili dal Lidar, è stato creato un database unico. La prima configurazione di installazione, infatti, non era appropriata poiché il periodo di

registrazione era impostato su (circa) 18 secondi (diverso dai tipici 10 minuti). La configurazione del Lidar è cambiata quando è iniziato il secondo periodo di monitoraggio (novembre 2013) e il periodo di registrazione è stato correttamente impostato su 10 minuti;

Tutti i dati grezzi originali del vento registrati dal Lidar sono stati analizzati , ripuliti da registrazioni mancanti , errori ed aggregati statisticamente .

E' stato necessario effettuare la "validazione", cioè si è dovuto verificare che i dati non presentassero anomalie dovute a:

- Formazione di ghiaccio
- Cattivo funzionamento delle apparecchiature
- Altri eventi di tipo meteorologico

4.2 Correlazione dei dati del vento

Il lidar ha rilevato i dati di vento a differenti altezze rispetto al livello del mare: 127, 117, 107, 97, 87, 77, 67, 65, 57, 47 e 37 metri.

Per una valutazione delle risorse di vento effettivamente sfruttabili, la velocità di riferimento per il calcolo della producibilità è la velocità del vento all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore scelto (119m), perciò è stato preso in considerazione il set di dati di velocità misurati dal sensore a 117m s.l.m.

I venti registrati dal lidar provengono prevalentemente da Nord-Ovest (Maestrale) e, anche se con frequenza minore, dalla direzione opposta ovvero da Sud-Est. Le intensità del vento si attestano intorno ai valori di 5 e 6 m/s con un valore medio pari a 5.57m.

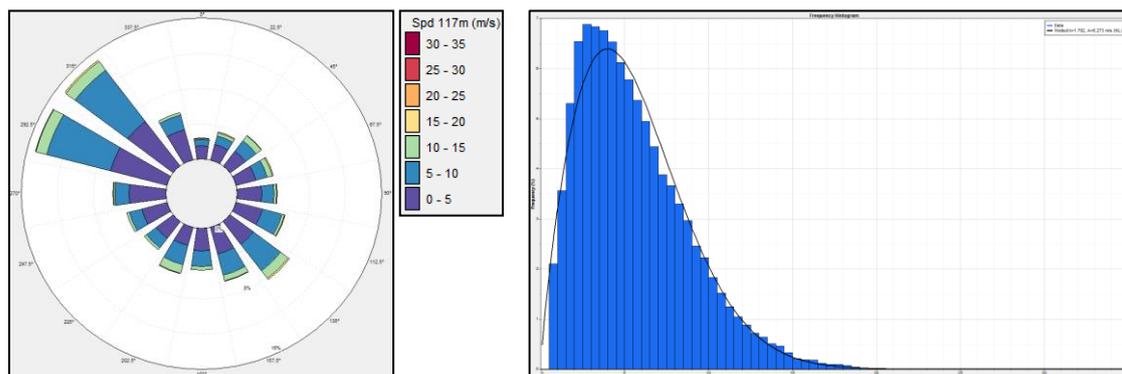


Figura 4.2 – Lidar a 117m: Rosa dei venti delle frequenze e intensità, e distribuzione di Weibull

Al fine di "stabilizzare" sul lungo termine i dati di velocità del vento misurati a 117 m di altezza dalla stazione Lidar, sono state testate alcune correlazioni statistiche con molte stazioni disponibili a lungo termine (LTS).

A tal proposito sono state testate le correlazioni tra il Lidar e una serie di dati a lungo termine (ERA5) con risultati soddisfacenti.

La stazione a lungo termine utilizzata per la correlazione statistica è denominata ERA5 e presenta un database molto esteso di più di 20 anni (2000-2021) e altezze di monitoraggio di 2-10 e 100 m.

ERA5 rappresenta un set di dati sulla rianalisi climatica sviluppato attraverso il servizio Copernicus Climate Change (C3S) ed elaborato/fornito da ECMWF. Il set di dati ha una risoluzione spaziale elevata (31 km) e la posizione misurata è abbastanza vicina al punto di misurazione Lidar, a una distanza di circa 10 km (9.4 km in direzione nord-est), come mostrato nella figura seguente.

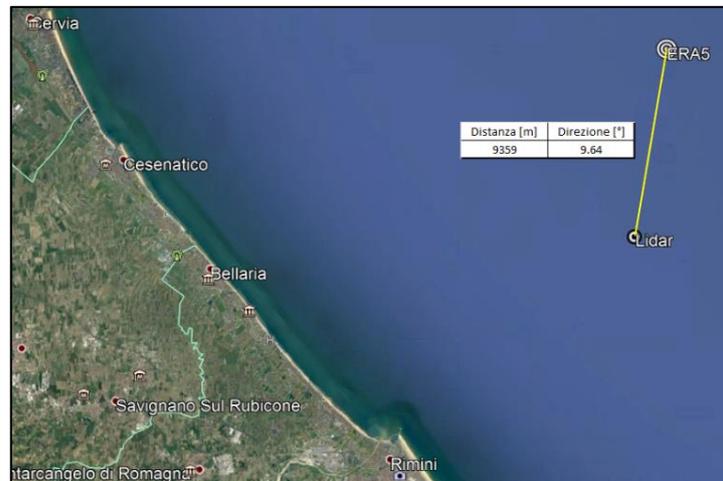


Figura 4.3 – Posizione del LIDAR e della stazione di misura a lungo termine ERA5

Di seguito vengono riportate la rosa dei venti e la distribuzione di Weibull ad un'altezza di 100 metri sul livello del mare per il set di dati di ERA-5.

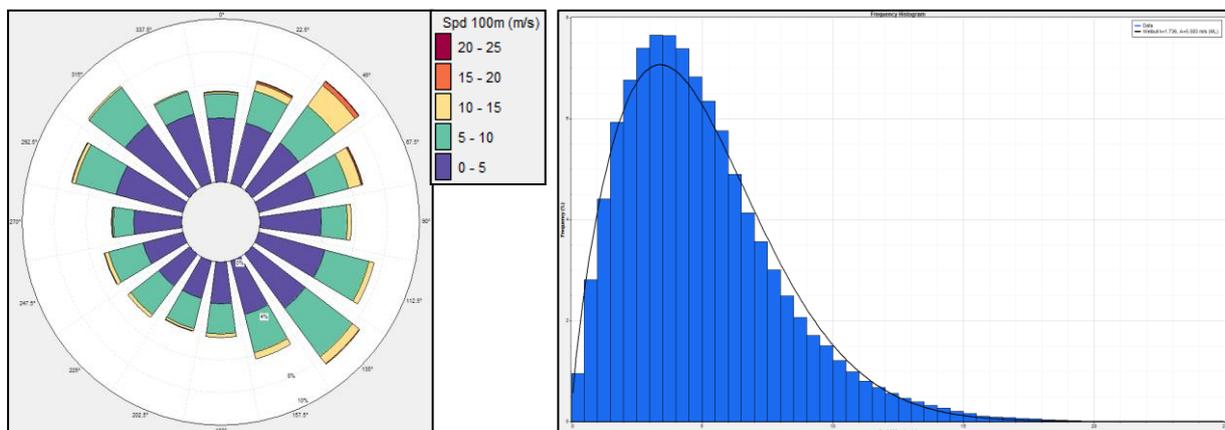


Figura 4.4 – ERA5 a 100m:Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull

I risultati ottenuti dalla correlazione di lungo termine tra il Lidar e i dati ERA-5 mostrano un valore della velocità media del vento leggermente superiore che aumenta a 5,64 m/s.

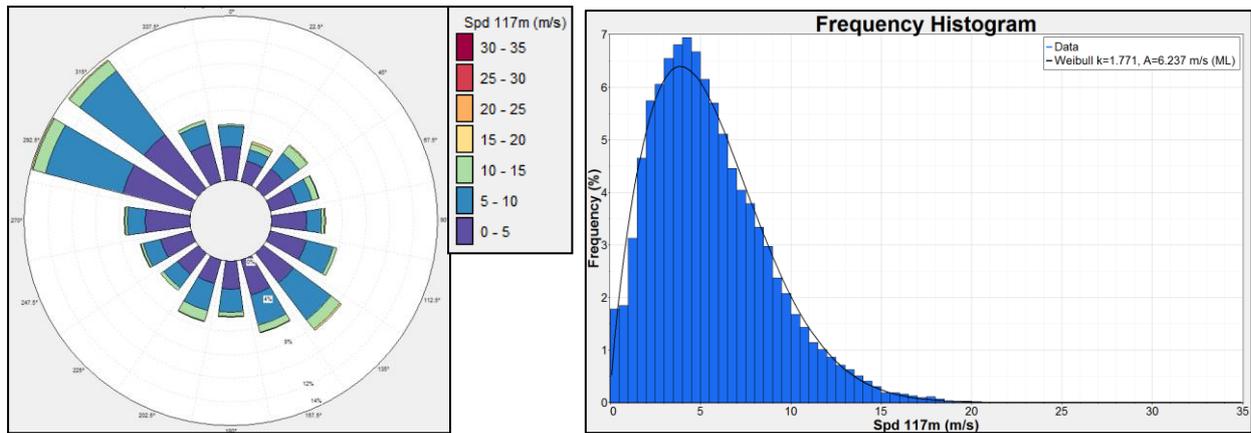


Figura 4.5 – Risultati della correlazione di lungo termine: Rosa dei venti Frequenze ed energia, e distribuzione di Weibull

4.3 Condizioni climatiche dell'area

La temperatura media si attesta intorno ai 16°C. Considerando quindi un' altezza media sul livello del mare pari a 120 m, si dovrà considerare, per la densità dell'aria, un valore pari a 1,217 kg/m³.

5 DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI

L'impianto sarà costituito da 51 aerogeneratori.

L'aerogeneratore impiegato nel presente progetto è il modello MySE6.45-180 WTGs. Ciascun aerogeneratore sarà tripala ad asse orizzontale costituito da una torre tubolare metallica a tronco di cono alta 111m e con un diametro di base di circa 7.5m. L'altezza della turbina viene incrementata a 119m grazie al transition piece. In cima alla torre troverà alloggio la navicella cui è collegato il rotore di diametro pari a 178m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 208m (TIP).



Figura 5.1 – MySE6.45-180 WTGS

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche geometriche e tecniche:

Hub height (m)		111	
Section	4	Length (m)	25.05
		Weight (kg)	134121
	3	Length (m)	26.7
		Weight (kg)	150256
	2	Length (m)	24.3
		Weight (kg)	127864
	1	Length (m)	16.18
		Weight (kg)	92928
Weight of accessory		30000	
Total weight of tower (kg)		462000	
Steel type		Q345D	

Tabella 5.1 – Principali caratteristiche geometriche dell'aerogeneratore MingYang MySE6.45-180

No.	Component	Unit	Technical parameter
1	General parameter		
1.1	Manufacturer/model		Ming Yang Smart Energy Group Limited /MySE6.45-180
1.2	Rated power	kW	6450
1.3	Rotor diameter	m	178
1.4	Cut-in wind speed	m/s	3
1.5	Design annual average wind speed	m/s	9
1.6	Turbulence intensity		0.14
1.7	Static rated power	m/s	10.5 (standard air density)
1.8	Cut-out wind speed (average within 10min)	m/s	25 (soft cut-out 28)
1.9	Hub height	m	111
1.10	Extreme (survival) wind speed (maximum within 3s)	m/s	77.28
1.11	Design service life	year	25
2	Blade		
2.1	Blade material		Reinforced glass fiber
2.2	Blade tip linear velocity	m/s	100.6
3	Gearbox		
3.1	Number of gear stage		2
3.2	Gear drive ratio		1: 23.187
3.3	Rated torque	kNm	6366.7 (input)
4	Generator		
4.1	Rated power	kW	7000
4.2	Rated voltage	V	710
4.3	Rated power factor		-0.95C
4.4	Insulation class		H/F
5	Converter		
5.1	Apparent power	kVA	6750
5.2	Rated output voltage	V	690
5.3	Rated output current	A	5648
5.4	Output frequency range:	Hz	50±2.5
5.5	Protection class		IP54
5.6	Cooling method		Water cooling
6	Braking system		
6.1	Main braking system		Independent pitch braking
6.2	Secondary braking system		Hydraulic disc brake
7	Yaw system		
7.1	Control		Active type
7.2	Yaw control speed	°/s	0.293
8	Lightning protection		
8.1	Lightning protection design standard		IEC61400-24 I
8.2	Grounding resistance of turbine	Ω	≤4
9	Weight		
9.1	Nacelle (including generator and gearbox)	kg	24600
9.2	Generator	kg	51000
9.3	Gearbox	kg	76000
9.4	Blades (1 set)	kg	3×31000±3%
9.5	Hub system	kg	92000

Tabella 5.2 – Principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore MingYang MySE6.45-180

Per la nostra analisi, in particolare, le grandezze necessarie alla valutazione della producibilità sono:

Potenza nominale turbina [kW]	6450
Diametro rotore[m]	178
Altezza mozzo [m]	119
Velocità vento di cut-in [m/s]	3
Velocità vento nominale [m/s]	10.5
Velocità vento di cut-out[m/s]	25

Tabella 5.3 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per la producibilità

5.1 Analisi della curva di potenza

La curva di potenza descrive la potenza elettrica prodotta da un WTG specifica rispetto alla velocità del vento all'altezza del mozzo. La curva di potenza viene generalmente fornita dal fornitore della WTG e in genere misurata da una società certificata installando apparecchiature di monitoraggio del vento nei pressi della WTG e misurando i valori corrispondenti di potenza erogata in condizioni standard, a un valore di densità dell'aria normalizzato pari a 1.225 kg/m³.

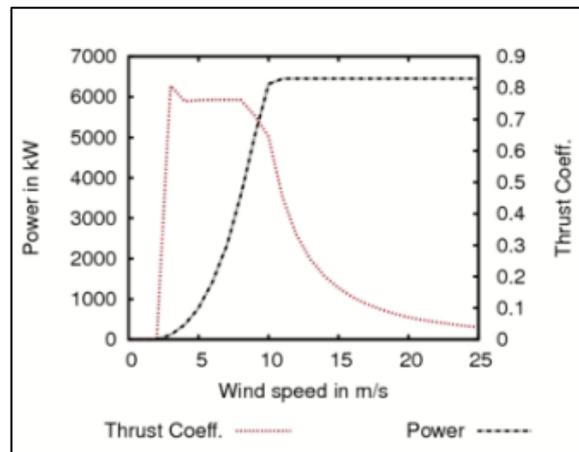


Figura 5.2 – Grafico di potenza e coefficiente di spinta della turbina

Wind Speed (m/s)	Power (kW)	Thrust coefficient
3	117	0.807
3.5	225	0.755
4	360	0.758
4.5	534	0.76
5	779	0.761
5.5	1071	0.761
6	1431	0.762
6.5	1819	0.762
7	2311	0.762
7.5	2884	0.762
8	3539	0.762
8.5	4274	0.75
9	5011	0.713
9.5	5796	0.678
10	6320	0.645
10.5	6450	0.543
11	6450	0.452
11.5	6450	0.385
12	6450	0.332
12.5	6450	0.29
13	6450	0.255
13.5	6450	0.226
14	6450	0.202
14.5	6450	0.181
15	6450	0.164
15.5	6450	0.148
16	6450	0.135
16.5	6450	0.123
17	6450	0.113
17.5	6450	0.104
18	6450	0.096
18.5	6450	0.089
19	6450	0.082
19.5	6450	0.076
20	6450	0.071
20.5	6450	0.066
21	6450	0.062
21.5	6450	0.058
22	6450	0.055
22.5	6450	0.051
23	6450	0.049
23.5	6450	0.046
24	6450	0.043
24.5	6450	0.041
25	6450	0.039

Tabella 5.4 – Wind speed, potenza e coefficiente di spinta della turbina

6 SETTAGGIO DEL MODELLO

6.1 Climatologia

Dopo aver analizzato e validato i dalla stazione di misura Lidar, a valle della storizzazione del parametro di velocità del vento ad altezza di 117 m su trend di lungo termine mediante correlazione statistica, è stata elaborata una "Wind Statistic" storizzata sulla base della quale è stata elaborata la stima preliminare della produzione energetica attesa dalla wind farm di progetto.

Di seguito viene presentato il report di sintesi delle principali caratteristiche anemologiche risultanti dal calcolo della wind statistic storizzata.

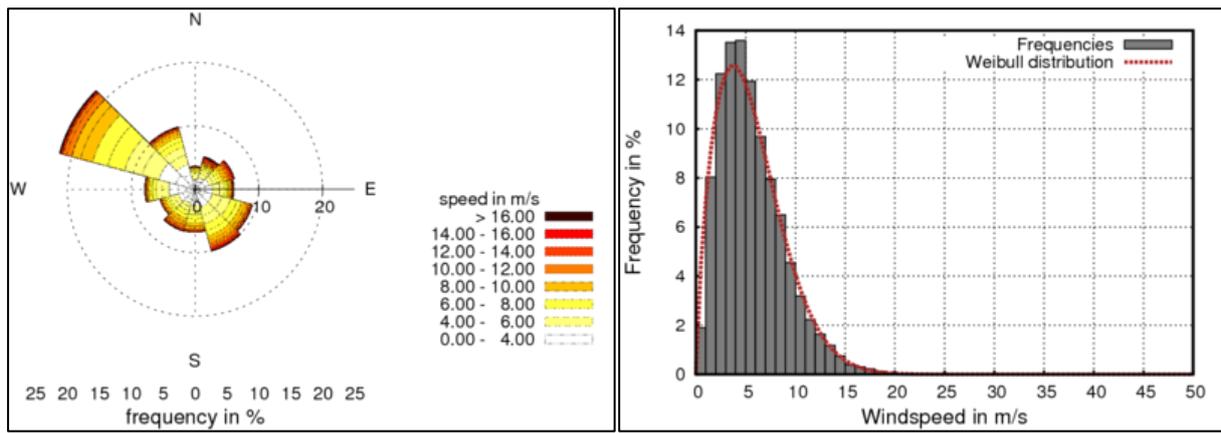


Figura 6.1 – Rosa dei venti (sinistra) e distribuzione delle frequenze di Weibull (destra)

Sectors (n°)	N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Media
Average wind speed (m/s)	4.90	6.40	6.20	4.90	5.60	6.15	5.50	6.10	4.80	4.50	6.10	5.26	5.64
Frequency (%)	3.60	5.30	6.40	6.10	9.30	10.00	6.80	6.80	5.70	7.90	22.00	10.20	100.00
Weibull shape, k	1.50	1.40	1.60	1.40	1.90	1.72	1.90	2.00	1.60	1.60	2.20	1.64	1.71
Weibull scale, A	5.40	6.50	6.80	5.00	6.20	6.72	6.30	7.10	5.30	4.90	6.92	5.71	6.24

Tabella 6.1 – Velocità del vento media, frequenze e parametro di forma di Weibull (k) e di scala (A) per ogni settore

6.2 Setup del modello 3D

Per una corretta valutazione della producibilità del parco eolico in oggetto, i dati di vento misurati devono essere riportati all'altezza del mozzo e alle posizioni degli aerogeneratori previsti. Tale operazione viene effettuata tramite Windsim.

L'elevazione e la rugosità descritti nei capitoli precedenti sono utilizzati per definire il livello del terreno in un dominio tridimensionale suddiviso in celle con una risoluzione variabile orizzontale e verticale.

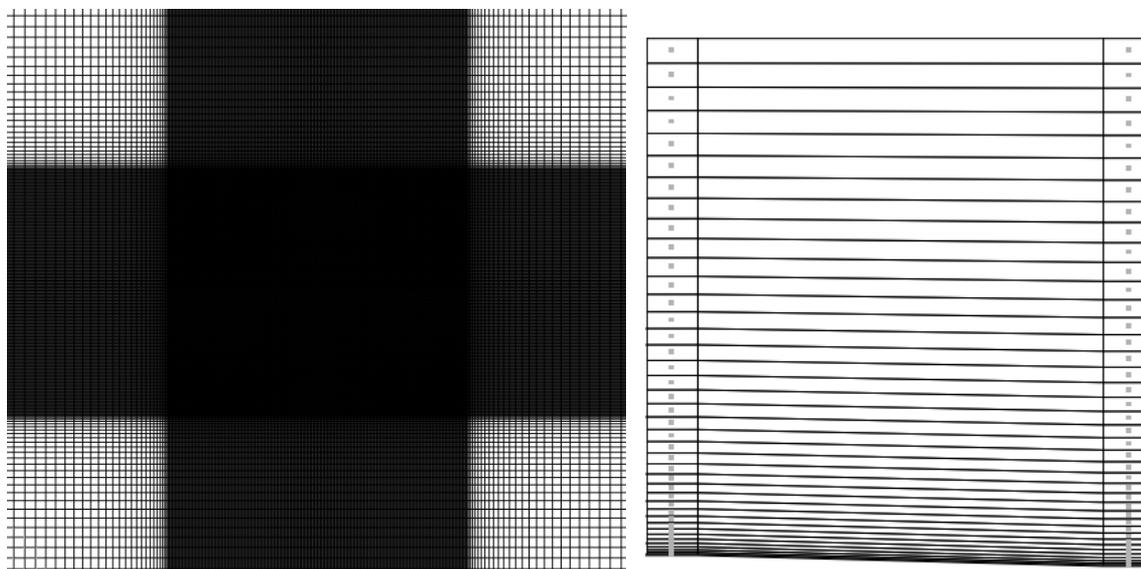


Figura 6.2 – Risoluzione orizzontale e verticale della griglia utilizzata per la definizione del modello

	Easting	Northing	z	Total
Grid spacing (m)	50.0-690.7	50.0-690.7	Variable	-
Number of cells	414	354	40	5862240

Tabella 6.2 – Spaziatura della griglia e numero di celle nel modello

La griglia si estende per 500m al di sopra del punto del terreno con l'elevazione più elevata. La griglia è affinata verso terra. Le colonne di sinistra e di destra mostrano una vista schematica della distribuzione nella posizione rispettivamente con elevazione massima e minima. I nodi, dove sono disponibili i risultati delle simulazioni, sono situati nei centri delle celle indicati da punti.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
z-dist. max (m)	1.0	3.3	6.6	10.8	16.0	22.1	29.1	37.0	45.9	55.7
z-dist. min (m)	1.0	3.4	6.8	11.1	16.3	22.5	29.7	37.8	46.8	56.8

Tabella 6.3 – Distribuzione dei primi 10 nodi nella direzione z, a partire dal livello del terreno, relative alla posizione con minimo e massima elevazione

6.3 Simulazioni

Il modello digitale rappresenta il dominio computazionale in cui sono state risolte numericamente le equazioni di Navier-Stokes mediate da Reynolds. In totale sono state eseguite 12 simulazioni per avere un campo di vento 3D per ogni settore di 30 gradi.

Height of boundary layer (m)	300
Speed above boundary layer (m/s)	10
Boundary condition at the top	wall
Potential temperature	No
Turbulence model	Standard
Solver	GCV

Tabella 6.4 – Parametri di risoluzione del modello

6.4 Validazione del modello

Il controllo incrociato è un modo per valutare quanto bene o male i risultati numerici riproducono le misurazioni. Nella valutazione verranno utilizzate tutte le misurazioni con serie temporali simultanee. Il controllo incrociato funziona con una coppia di misure alla volta, definendone una come "riferimento" e l'altra come "target". Le speed-ups tra "riferimento" e "target" vengono determinate dai risultati numerici e dalle misurazioni, quindi confrontate.

Il modello è stato validato utilizzando i set di dati misurati dai sensori del Lidar alle altezze di 127m, 117m e 107m.

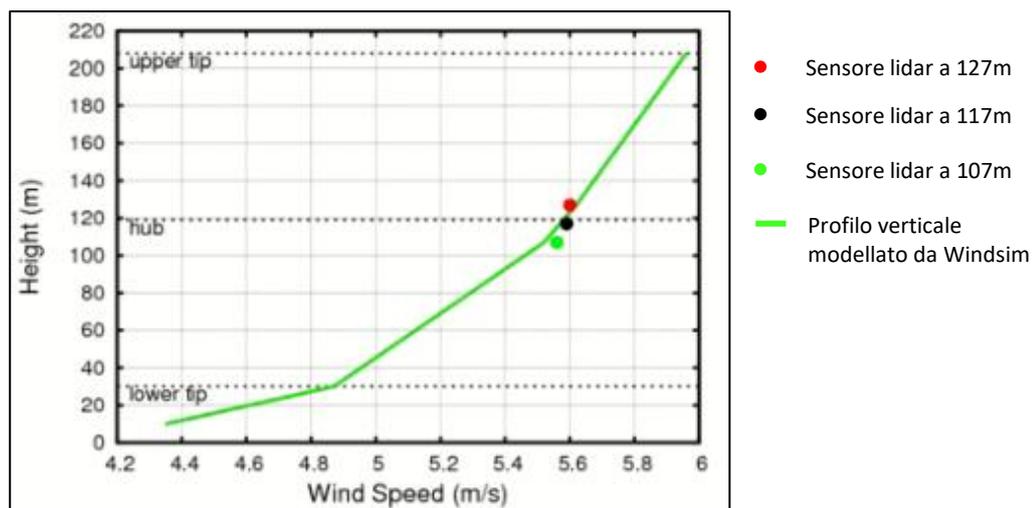


Figura 6.3 – Cross-check sul profilo verticale delle velocità

Reference climatology	Target climatology	Concurrent records	Reference measured (m/s)	Target measured (m/s)	Target Modeled (m/s)	Error (%)
Lidar117	Lidar127	84835	5.59	5.60	5.64	0.76
Lidar117	Lidar107	87877	5.57	5.56	5.52	-0.75
Lidar127	Lidar117	84835	5.60	5.59	5.55	-0.76
Lidar127	Lidar107	84920	5.60	5.58	5.50	-1.51
Lidar107	Lidar117	87877	5.56	5.57	5.62	0.76
Lidar107	Lidar127	84920	5.58	5.60	5.68	1.53

Tabella 6.5 – Cross check delle velocità misurate e modellate (m/s)

7 CONFRONTO DI PRODUCIBILITÀ DEI LAYOUT TESTATI

È stata valutata la producibilità del layout A, collocato all'interno delle acque territoriali, ovvero entro le 12 miglia nautiche.

A questo layout si è cercata un'alternativa che non fosse più collocato entro le 12 miglia nautiche.

Al fine di suggerire un'alternativa al layout A, sono stati valutati differenti layouts, fino ad ottenere il migliore in termini di resa energetica, con il nome di layout B. Ogni layout è composto da 51 turbine con altezza mozzo posta a 119 m s.l.m. di potenza nominale pari a 6.45 MW per una potenza totale di impianto pari a 330 MW.

È stato stimato per ognuno di essi le perdite di scia e l'AEP. Una volta confrontati i risultati è stato scelto il layout più adatto a rappresentare l'alternativa al layout A.

La produzione di energia lorda è la produzione di energia del parco eolico calcolata, tenendo conto dell'orografia e della rugosità del terreno e della presenza di impianti esistenti, della distribuzione della velocità del vento a flusso libero prevista all'altezza del mozzo di ogni posizione della turbina e della curva di potenza della turbina fornita dal produttore.

La distribuzione della velocità del vento a flusso libero è ottenuta dal modello di calcolo di WindSim e dalle condizioni del vento in loco a lungo termine.

Le turbine eoliche, estraendo energia dal vento, fanno sì che la velocità della risorsa a valle dell'aerogeneratore si riduca. Man mano che il flusso procede, la scia si disperde e si recuperano le condizioni di flusso libero.

Il software inoltre calcola la densità dell'aria nella zona interessata, in modo da poter determinare le perdite energetiche dovute al cambio di densità dell'aria attraverso il rotore dell'aerogeneratore. Nello specifico, il sito presenta una densità dell'aria di 1,217 kg/m³ ad altezza del mozzo, valore molto prossimo a quello a cui vengono testate le curve di potenza delle turbine pari a 1.225 kg/m³.

7.1 Modello di scia e valutazione delle perdite

Gli effetti di scia provocati dalla reciproca schermatura tra le singole turbine eoliche sono calcolati mediante due differenti modelli di scia:

1) Wake model 1: si basa sulla teoria del deficit di slancio ed è spesso indicato come il "modello di Jensen". Questo modello fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata dal fattore di decadimento, k . Il fattore di decadimento della scia aumenta con l'aumentare del livello di turbolenza ambientale, un intervallo tipico è compreso tra 0,04 e 0,075.

2) Wake model 2: il modello 2 è derivato dalle equazioni dello strato limite turbolento e da un'ipotesi di somiglianza, ed è spesso indicato come "modello di Larsen"

Per quanto riguarda il modello di Jensen è quello più utilizzato per ottenere la bancabilità dei progetti eolici.

Il modello di Larsen invece sembra che si adatti meglio ai campi eolici offshore e che stimi in maniera più precisa le perdite di scia rispetto al primo modello.

Per completezza si è deciso di riportare i risultati per entrambi i modelli di scia.

Gli elementi su cui i modelli si basano per determinare la diminuzione del valore della velocità della vena fluida a valle dell'aerogeneratore rispetto al flusso indisturbato a monte di essa sono:

- Distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore;
- Layout parco eolico;
- Diametro rotore;
- Curva del coefficiente di spinta per il tipo di aerogeneratore impiegato.

Tali modelli sono implementati all'interno del codice di calcolo Windsim.

Il risultato del modello di scia è la distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo nelle posizioni previste per ciascun aerogeneratore comprensiva degli effetti di scia.

7.2 Layout "A" e scelta del layout alternativo "B"

Nella tabella a seguire vengono indicate per ogni layout testato la producibilità annua a flusso libero e con la perdite dovute alle scie, il contributo in percentuale delle scie e il numero delle ore a pieno carico.

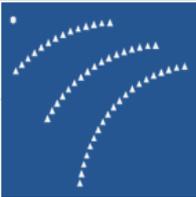
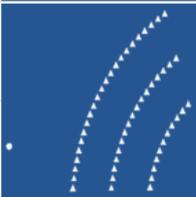
Simulazioni		N. turbine	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	Yearly % load hours
		n.	MWh/y	MWh/y	%	h	%
	Windsim wake1	51	813942	761069	6.5	2314	26%
	Windsim wake2			773048	5.0	2350	27%
	Windsim wake1	51	814033	764462	6.1	2324	27%
	Windsim wake2			776147	4.7	2360	27%

Tabella 7.1 – Risultati di producibilità per il layout A ed il layout B alternativo scelto

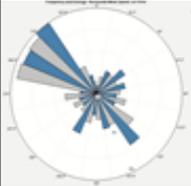
	Simulazioni		N. turbine	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	Yearly % load hours
			n.	MWh/y	MWh/y	%	h	%
	Layout B1	Windsim wake1	51	813151	761371	6.4	2315	26%
		Windsim wake2			774181	4.8	2354	27%
	Layout B2	Windsim wake1	51	813127	765579	5.9	2327	27%
		Windsim wake2			776026	4.6	2359	27%
	Layout B3	Windsim wake1	51	813748	766398	5.8	2330	27%
		Windsim wake2			777758	4.4	2364	27%

Tabella 7.2 – Risultati di producibilità per i layout alternativi scartati

Come si può vedere dalla Tabella 7.2 le producibilità degli impianti hanno valori molto simili tra loro perciò è stato deciso il layout B come alternativa all’A, per ragioni di altra natura.

Di seguito vengono riportate le rappresentazioni grafiche e le coordinate geografiche (UTM WGS84) delle turbine per i 2 layout scelti:



Figura 7.1 – Rappresentazione del Layout A



Figura 7.2 – Rappresentazione del Layout B

Turbine number	Layout A		Layout B	
	Easting	Northing	Easting	Northing
1	325928	4892794	323257	4889864
2	325249	4892745	323342	4890579
3	324575	4892658	323456	4891290
4	323906	4892535	323599	4891996
5	323245	4892375	323770	4892695
6	322594	4892179	323969	4893387
7	321954	4891949	324197	4894070
8	321328	4891683	324451	4894744
9	320718	4891384	324733	4895406
10	320124	4891052	325042	4896057
11	319550	4890688	325377	4896694
12	318996	4890294	325737	4897317
13	318465	4889869	326122	4897926
14	317957	4889417	326532	4898518
15	329803	4891210	326965	4899093
16	329125	4891156	327422	4899650
17	328452	4891063	327900	4900188
18	327785	4890931	328400	4900706
19	327126	4890761	328921	4901203
20	326479	4890554	329461	4901679
21	325844	4890309	330020	4902132
22	325224	4890029	330598	4902563
23	324622	4889713	331192	4902970
24	324039	4889364	326581	4889897
25	323477	4888981	326687	4890610
26	322938	4888567	326828	4891316
27	322423	4888122	327004	4892014
28	321935	4887648	327215	4892702
29	321475	4887147	327460	4893379
30	321045	4886621	327739	4894043
31	320645	4886071	328050	4894692
32	332257	4889748	328393	4895325
33	331584	4889647	328767	4895940
34	330920	4889502	329172	4896536
35	330267	4889314	329605	4897111
36	329627	4889082	330067	4897663
37	329005	4888809	330556	4898192
38	328402	4888494	331070	4898696
39	327821	4888141	331609	4899173
40	327264	4887750	332171	4899623
41	326735	4887323	329919	4889931
42	326235	4886862	330058	4890637
43	325767	4886369	330243	4891333
44	325332	4885846	330472	4892016
45	324933	4885296	330745	4892682
46	324571	4884720	331060	4893329
47	324248	4884122	331417	4893955
48	323966	4883503	331813	4894556
49	323725	4882867	332247	4895131
50	323527	4882217	332717	4895676
51	323372	4881555	333222	4896189

Tabella 7.3 – Coordinate geografiche delle turbine per i 2 layout proposti

7.3 Mappa delle risorse di vento

La mappa delle risorse eoliche e la produzione annuale di energia sono state calcolate sulla base delle condizioni del vento in loco a lungo termine e dei risultati CFD.

La mappa delle risorse eoliche viene utilizzata per identificare l'area ad alta velocità del vento in base alla velocità media del vento. La mappa della risorsa eolica viene stabilita ponderando i risultati CFD rispetto alle condizioni medie di vento previste fornite come input.

In particolare, con questa procedura, è possibile ottenere la probabile distribuzione di frequenza della velocità e della direzione del vento all'altezza del mozzo per ciascuna posizione degli aerogeneratori previsti.

Nella figura sottostante vengono riportati i valori calcolati della velocità media all'altezza del mozzo (119m) sulla mappa digitalizzata rappresentante le aree d'interesse per il layout A e il layout B:

Layout A

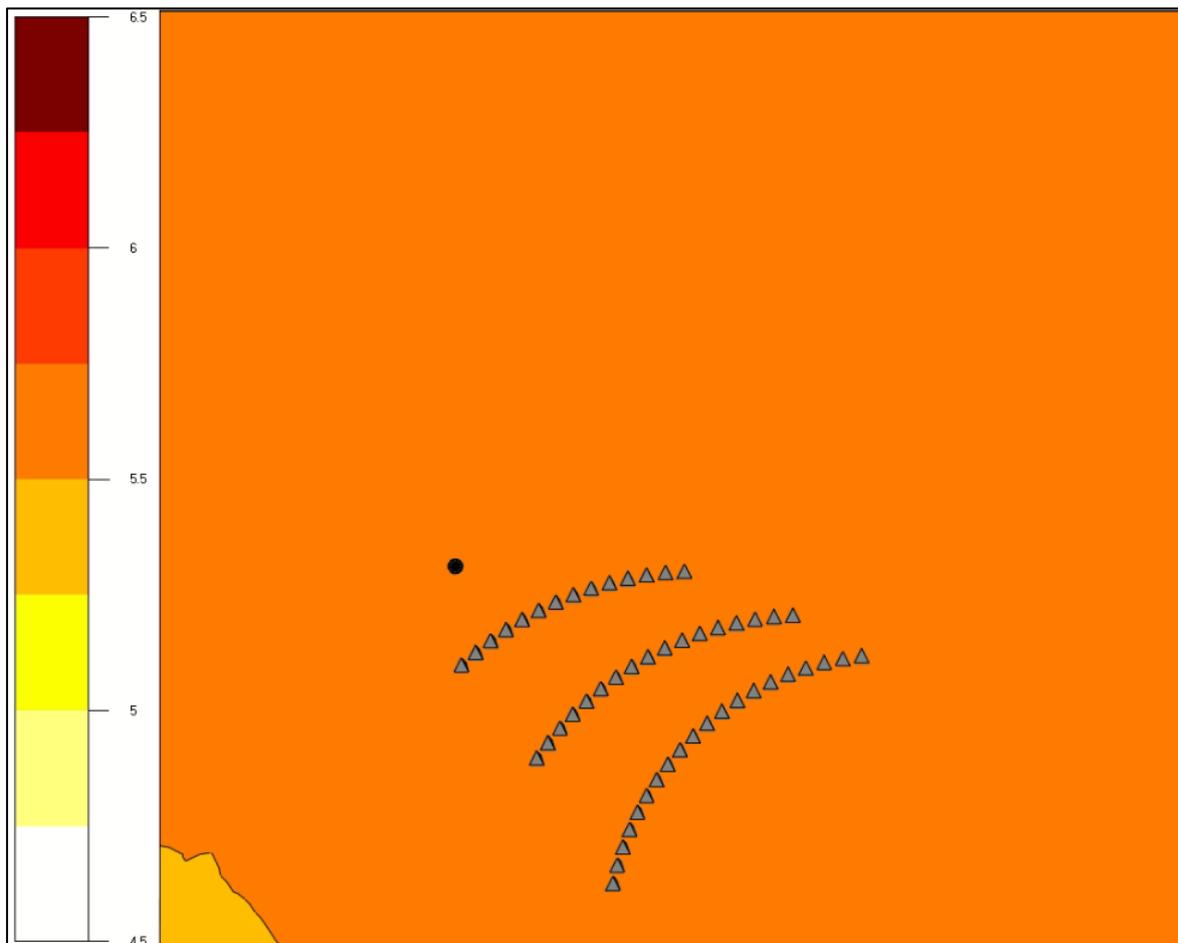


Figura 7.3 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all'altezza di 119m per il layout A

Layout B

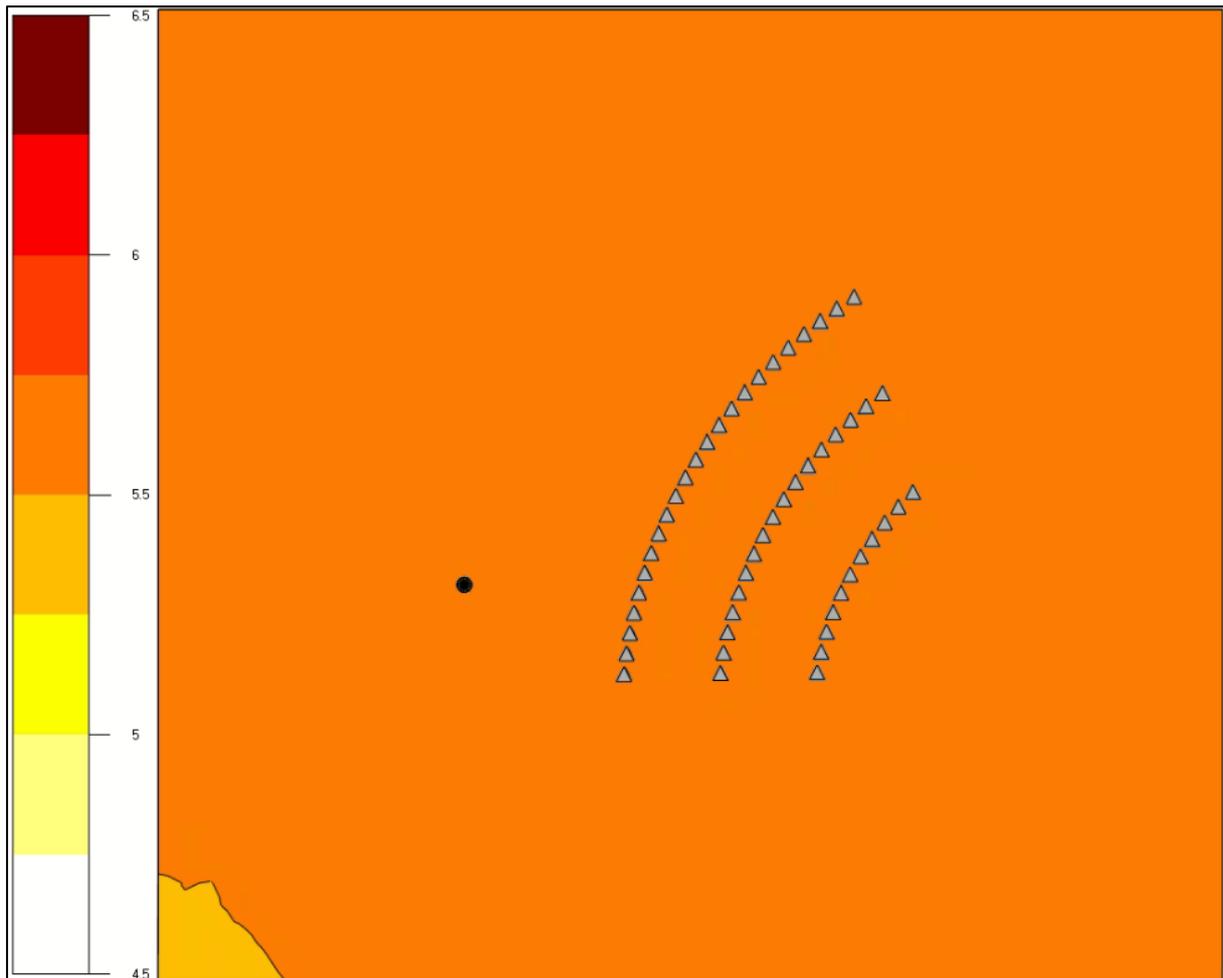


Figura 7.4 – Mappa delle velocità del vento (m/s) all'altezza di 119m per il layout B

7.4 Perdite per effetto di scia Layout A e B

Nella tabelle sottostanti vengono indicate per ogni singolo aerogeneratore le perdite per effetto scia per entrambi i modelli (Wake model 1 e Wake model 2).

Nei grafici si può vedere facilmente come, per entrambi i layouts, le turbine che perdono maggiormente sono quelle nella seconda fila al centro. Essi riportano solamente il modello di perdita di scia numero 2.

Layout A

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
1	4.7	3.7
2	5.9	4.8
3	5.9	4.7
4	5.8	4.6
5	5.8	4.4
6	5.6	4.3
7	5.4	4.2
8	5.4	4.2
9	5.4	4.2
10	5.3	4.1
11	5.2	4.1
12	5.3	4.0
13	5.3	3.8
14	3.2	2.4

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
15	5.9	4.6
16	7.7	6.0
17	8.4	6.2
18	8.6	6.4
19	8.4	6.5
20	8.4	6.5
21	8.4	6.5
22	8.4	6.5
23	8.5	6.5
24	8.3	6.5
25	8.3	6.4
26	8.3	6.4
27	8.1	6.4
28	7.8	6.3
29	7.2	5.9
30	6.6	5.2
31	3.2	2.5

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
32	4.1	3.0
33	6.7	4.8
34	7.2	5.3
35	7.3	5.4
36	7.2	5.5
37	7.3	5.7
38	7.3	5.7
39	7.2	5.7
40	7.7	5.9
41	7.6	5.9
42	7.7	6.0
43	7.3	5.8
44	7.2	5.6
45	6.6	5.4
46	6.3	5.1
47	6.0	4.8
48	5.3	4.3
49	4.8	3.6
50	4.1	3.1
51	1.5	1.2

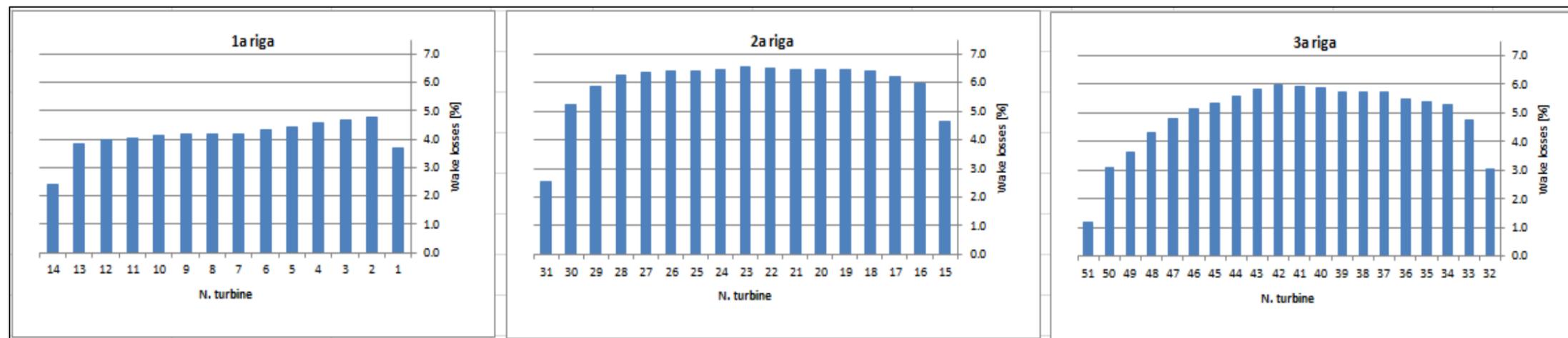


Figura 7.5 – Perdite singole turbine layout A

Layout B

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
1	1.5	1.2
2	3.8	2.9
3	4.4	3.3
4	4.6	3.6
5	4.8	3.8
6	5.2	4.1
7	5.3	4.1
8	5.5	4.2
9	5.4	4.2
10	5.5	4.3
11	5.5	4.3
12	5.6	4.3
13	5.6	4.3
14	5.7	4.3
15	5.8	4.3
16	5.9	4.4
17	5.8	4.4
18	6.0	4.4
19	5.8	4.3
20	5.6	4.1
21	5.0	3.7
22	4.5	3.3
23	2.4	1.8

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
24	3.9	3.1
25	6.1	4.8
26	6.9	5.4
27	7.2	5.7
28	7.6	6.0
29	7.8	6.1
30	7.9	6.2
31	8.0	6.2
32	7.9	6.2
33	8.1	6.3
34	8.4	6.3
35	8.3	6.2
36	8.3	6.2
37	8.1	6.1
38	7.8	5.8
39	7.4	5.4
40	5.1	3.8

Turbine n.	Wake model 1	Wake model 2
	Wake Losses (%)	Wake Losses (%)
41	3.6	2.9
42	6.0	4.7
43	6.6	5.1
44	6.8	5.3
45	6.8	5.4
46	7.0	5.4
47	7.1	5.4
48	7.2	5.4
49	7.2	5.3
50	7.1	5.2
51	5.1	3.9

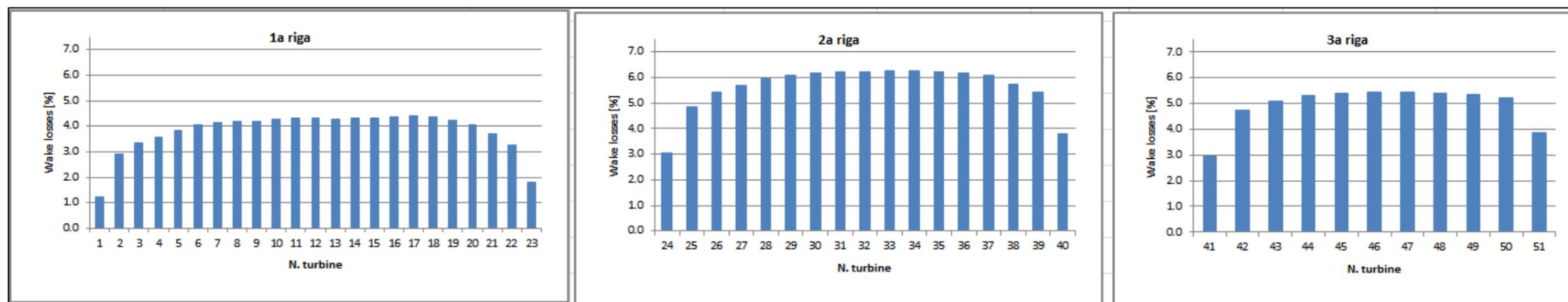


Figura 7.6 – Perdite singole turbine layout B

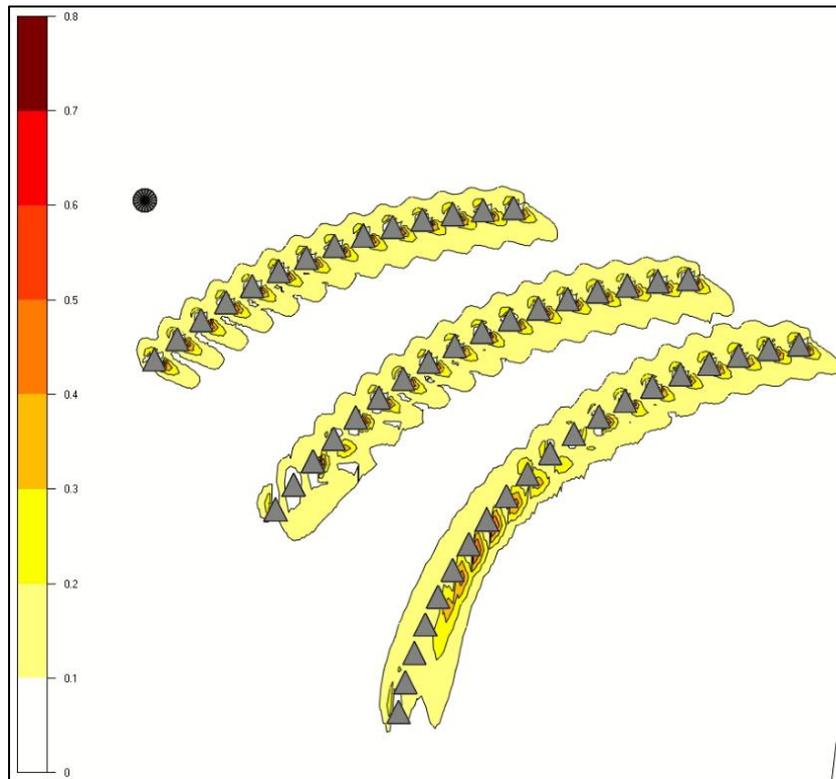


Figura 7.7 – Perdite di scia layout A

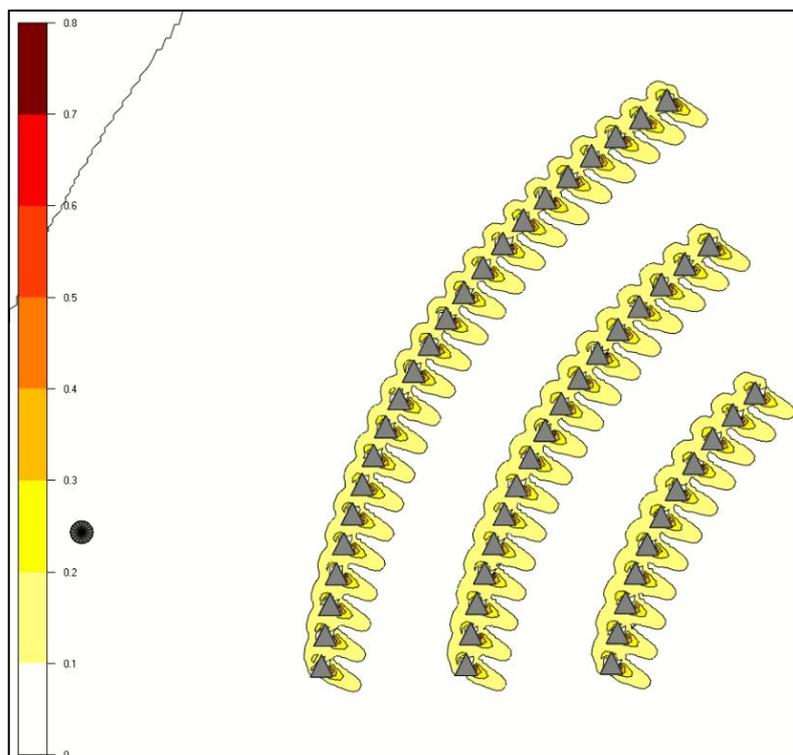


Figura 7.8 – Perdite di scia layout B

8 CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA

8.1 Layout A

Turbine n.	Average wind speed (m/s)	Gross AEP (GWh/y)	Wake model 1			Wake model 2		
			Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)	Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)
1	5.57	15.9	4.71	15.1	2347	3.71	15.3	2371
2	5.57	15.9	5.94	14.9	2316	4.79	15.1	2344
3	5.57	15.9	5.93	14.9	2316	4.68	15.1	2347
4	5.57	15.9	5.83	15.0	2319	4.58	15.2	2350
5	5.57	15.9	5.8	15.0	2320	4.43	15.2	2354
6	5.57	15.9	5.62	15.0	2326	4.34	15.2	2357
7	5.57	15.9	5.41	15.0	2332	4.19	15.2	2362
8	5.57	15.9	5.36	15.1	2335	4.19	15.2	2363
9	5.57	15.9	5.38	15.1	2335	4.16	15.3	2366
10	5.58	15.9	5.33	15.1	2338	4.12	15.3	2368
11	5.58	15.9	5.23	15.1	2343	4.05	15.3	2372
12	5.58	16.0	5.25	15.1	2344	3.96	15.3	2376
13	5.58	16.0	5.28	15.1	2345	3.82	15.4	2381
14	5.58	16.0	3.17	15.5	2400	2.42	15.6	2418
15	5.58	15.9	5.91	15.0	2323	4.63	15.2	2355
16	5.58	15.9	7.72	14.7	2277	5.96	15.0	2321
17	5.57	15.9	8.38	14.6	2260	6.21	14.9	2314
18	5.57	15.9	8.59	14.5	2254	6.40	14.9	2308
19	5.57	15.9	8.41	14.6	2258	6.48	14.9	2306
20	5.57	15.9	8.42	14.6	2257	6.46	14.9	2306
21	5.57	15.9	8.41	14.6	2257	6.47	14.9	2305
22	5.57	15.9	8.42	14.6	2257	6.51	14.9	2304
23	5.57	15.9	8.45	14.6	2257	6.54	14.9	2304
24	5.57	15.9	8.34	14.6	2261	6.47	14.9	2307
25	5.57	15.9	8.32	14.6	2263	6.39	14.9	2310
26	5.58	15.9	8.33	14.6	2264	6.41	14.9	2312
27	5.58	15.9	8.06	14.7	2272	6.35	14.9	2314
28	5.58	16.0	7.81	14.7	2280	6.26	15.0	2318
29	5.58	16.0	7.23	14.8	2297	5.87	15.0	2330
30	5.59	16.0	6.62	14.9	2315	5.24	15.2	2349
31	5.59	16.0	3.22	15.5	2403	2.53	15.6	2420
32	5.59	16.0	4.08	15.4	2380	3.03	15.5	2406
33	5.59	16.0	6.65	14.9	2313	4.75	15.2	2360
34	5.59	16.0	7.24	14.8	2297	5.27	15.1	2345
35	5.58	16.0	7.33	14.8	2293	5.37	15.1	2342
36	5.58	16.0	7.22	14.8	2295	5.50	15.1	2338
37	5.58	16.0	7.27	14.8	2294	5.72	15.0	2332
38	5.58	16.0	7.26	14.8	2295	5.74	15.0	2333
39	5.58	16.0	7.16	14.8	2298	5.74	15.0	2333
40	5.59	16.0	7.7	14.7	2285	5.87	15.0	2330
41	5.59	16.0	7.64	14.8	2288	5.91	15.0	2331
42	5.59	16.0	7.73	14.8	2287	5.95	15.0	2332
43	5.59	16.0	7.33	14.8	2300	5.82	15.1	2337
44	5.6	16.0	7.15	14.9	2306	5.58	15.1	2346
45	5.6	16.0	6.62	15.0	2322	5.35	15.2	2354
46	5.6	16.1	6.34	15.0	2333	5.14	15.2	2363
47	5.61	16.1	6.03	15.1	2344	4.81	15.3	2375
48	5.61	16.1	5.33	15.3	2366	4.32	15.4	2391
49	5.61	16.1	4.81	15.3	2377	3.61	15.5	2407
50	5.61	16.1	4.14	15.4	2391	3.08	15.6	2418
51	5.61	16.1	1.54	15.9	2461	1.16	15.9	2471
Valori medi	5.58	16.0	6.50	14.9	2314	5.03	15.2	2350
Totale	/	813.9	/	761.1	/	/	773.0	/

Tabella 8.1 – Risultati di producibilità delle singole turbine per il layout A

Per ogni singola turbina: in rosso velocità media vento(m/s), in blu perdite di scia(%), in verde AEP al netto delle scie(GWh/y)

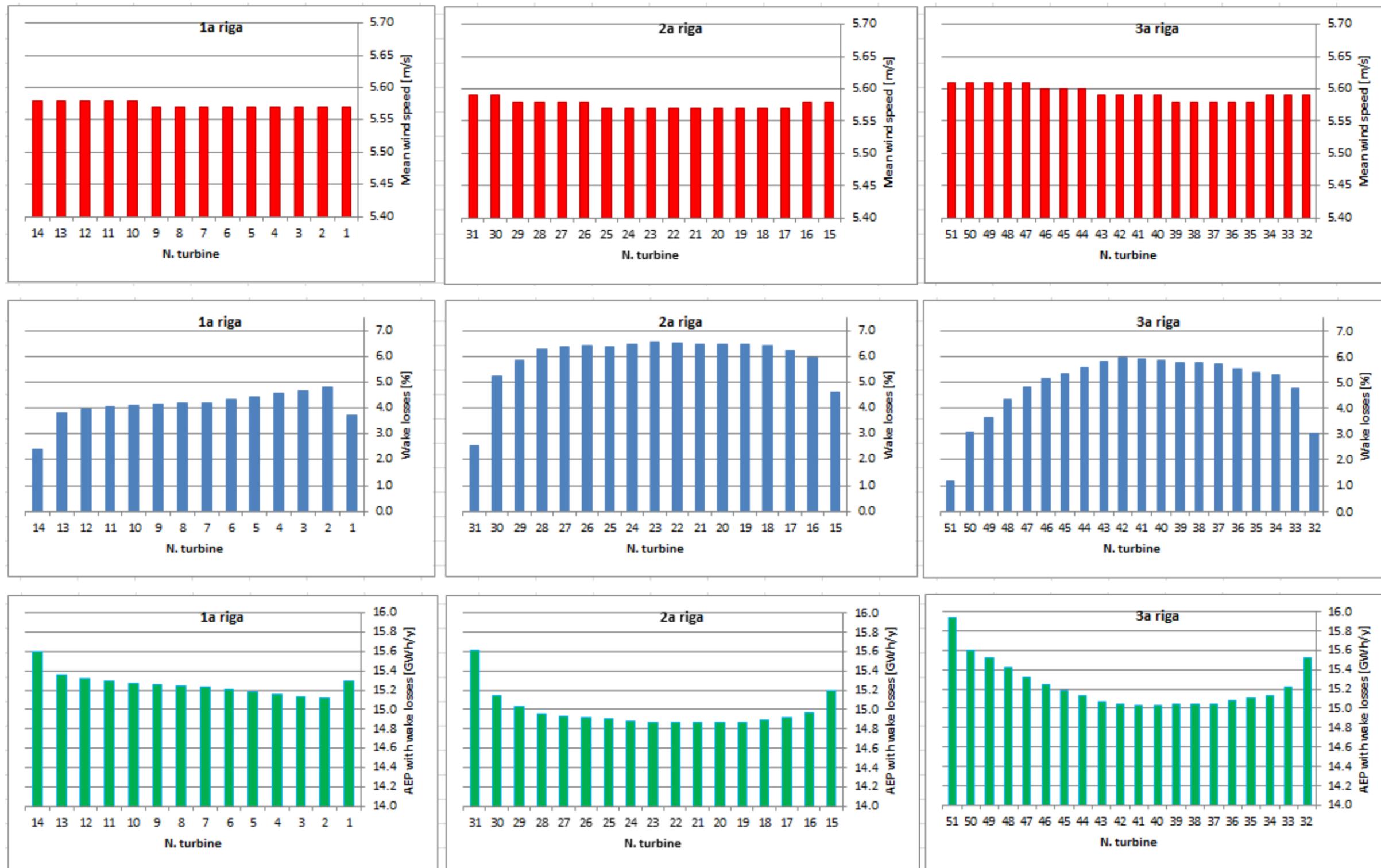


Figura 8.1 – Layout A - velocità media vento(m/s), perdite di scia(%), AEP al netto delle scie(GWh/y)

8.2 Layout B

Turbine n.	Average wind speed (m/s)	Gross AEP (GWh/y)	Wake model 1			Wake model 2		
			Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)	Wake Losses (%)	AEP with wake losses (GWh/y)	Full load hours (hours)
1	5.57	15.9	1.5	15.7	2428	1.22	15.7	2435
2	5.57	15.9	3.75	15.3	2371	2.89	15.4	2392
3	5.57	15.9	4.38	15.2	2355	3.34	15.4	2381
4	5.57	15.9	4.63	15.1	2349	3.59	15.3	2374
5	5.57	15.9	4.82	15.1	2344	3.84	15.3	2368
6	5.57	15.9	5.2	15.1	2335	4.06	15.2	2363
7	5.57	15.9	5.25	15.1	2334	4.14	15.2	2361
8	5.57	15.9	5.45	15.0	2330	4.17	15.2	2361
9	5.57	15.9	5.43	15.0	2331	4.21	15.2	2361
10	5.57	15.9	5.47	15.0	2331	4.27	15.2	2360
11	5.57	15.9	5.5	15.0	2331	4.33	15.2	2360
12	5.58	15.9	5.58	15.0	2331	4.34	15.2	2361
13	5.58	15.9	5.55	15.1	2334	4.28	15.3	2365
14	5.58	16.0	5.68	15.0	2333	4.3	15.3	2367
15	5.59	16.0	5.84	15.0	2331	4.33	15.3	2368
16	5.59	16.0	5.93	15.0	2332	4.36	15.3	2371
17	5.59	16.0	5.83	15.1	2338	4.41	15.3	2373
18	5.6	16.0	6.01	15.1	2337	4.37	15.3	2378
19	5.6	16.1	5.84	15.1	2345	4.25	15.4	2385
20	5.61	16.1	5.61	15.2	2354	4.06	15.4	2393
21	5.61	16.1	4.98	15.3	2373	3.7	15.5	2405
22	5.61	16.1	4.51	15.4	2388	3.27	15.6	2419
23	5.62	16.2	2.36	15.8	2446	1.8	15.9	2460
24	5.57	15.9	3.94	15.3	2370	3.06	15.4	2391
25	5.57	15.9	6.12	14.9	2314	4.84	15.1	2346
26	5.57	15.9	6.89	14.8	2294	5.41	15.0	2331
27	5.57	15.9	7.18	14.7	2286	5.68	15.0	2323
28	5.57	15.9	7.61	14.7	2276	5.96	14.9	2317
29	5.57	15.9	7.78	14.7	2273	6.1	14.9	2314
30	5.57	15.9	7.91	14.6	2270	6.17	14.9	2313
31	5.57	15.9	7.98	14.6	2270	6.24	14.9	2312
32	5.58	15.9	7.94	14.7	2272	6.23	14.9	2315
33	5.58	15.9	8.13	14.6	2270	6.26	14.9	2316
34	5.58	16.0	8.41	14.6	2265	6.26	15.0	2319
35	5.59	16.0	8.33	14.6	2270	6.22	15.0	2322
36	5.59	16.0	8.28	14.7	2275	6.19	15.0	2327
37	5.59	16.0	8.1	14.7	2283	6.1	15.0	2333
38	5.6	16.0	7.81	14.8	2294	5.75	15.1	2345
39	5.6	16.1	7.35	14.9	2309	5.43	15.2	2357
40	5.61	16.1	5.14	15.3	2367	3.82	15.5	2400
41	5.58	15.9	3.63	15.4	2382	2.94	15.5	2399
42	5.58	15.9	6.01	15.0	2322	4.72	15.2	2354
43	5.58	15.9	6.63	14.9	2307	5.1	15.1	2345
44	5.58	15.9	6.83	14.8	2302	5.3	15.1	2340
45	5.58	15.9	6.81	14.9	2303	5.39	15.1	2339
46	5.58	15.9	7.01	14.8	2299	5.44	15.1	2338
47	5.58	16.0	7.05	14.8	2300	5.44	15.1	2339
48	5.59	16.0	7.18	14.8	2299	5.38	15.1	2344
49	5.59	16.0	7.23	14.8	2301	5.34	15.1	2348
50	5.6	16.0	7.12	14.9	2308	5.24	15.2	2354
51	5.6	16.0	5.08	15.2	2362	3.88	15.4	2392
Valori medi	5.58	16.0	6.09	15.0	2324	4.66	15.2	2359
Totale	/	814.0	/	764.5	/	/	776.1	/

Tabella 8.2 – Risultati di producibilità delle singole turbine per il layout B

Per ogni singola turbina: in rosso velocità media vento(m/s), in blu perdite di scia(%), in verde AEP al netto delle scie(GWh/y)

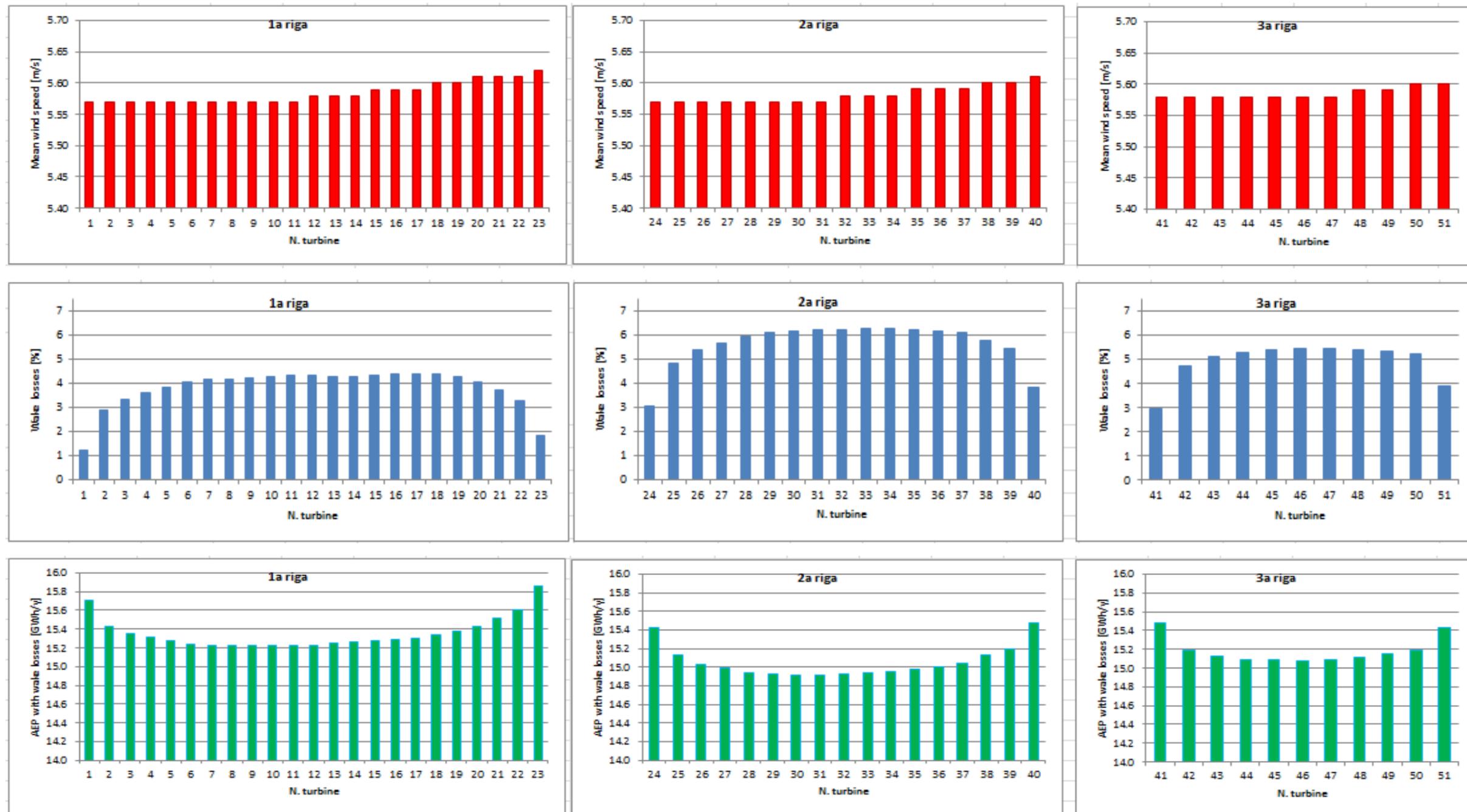


Figura 8.2 – Layout B - velocità media vento(m/s), perdite di scia(%), AEP al netto delle scie(GWh/y)

9 RESA ENERGETICA P50

I rendimenti energetici calcolati si basano sulle caratteristiche delle curve di potenza, sugli effetti delle perdite di scia e sulle condizioni del vento calcolate.

Non tengono conto delle riduzioni e condizioni di disponibilità limitata di turbine eoliche, perdite elettriche e delle condizioni atmosferiche eccezionali. I valori di perdita determinati preliminarmente per questi effetti sono stimati mediante calcoli specifici di progetto o assunti in base all'esperienza.

Gli effetti che possono essere considerati come causa rilevante di riduzione della produzione di energia sono:

- Le perdite del cablaggio e della stazione di interconnessione che dalla progettazione specifica della connessione di rete e dei componenti coinvolti. Queste perdite sono state stimate preliminarmente.
- La disponibilità degli aerogeneratori stimata come valore medio durante il normale servizio e corrispondenza alle condizioni contrattuali standard concordate per un parco eolico. Va considerato che le perdite dipendono fortemente dalla strategia del sistema di controllo della turbina eolica e che la disponibilità è spesso inferiore per i primi mesi di funzionamento.
- La manutenzione programmata di solito non è inclusa nel livello di non disponibilità. I dettagli relativi alla manutenzione devono essere determinati nei contratti.

Le potenziali fonti di perdite di energia sono state valutate e detratte dall'AEP lordo e sono stimate su valori empirici noti, in un valore rappresentativo considerato pari a circa 7% al fine di ottenere l'AEP netto o P50. La P50 è la stima della produzione media attesa calcolata con le condizioni medie di vento, ovvero la produzione annua attesa avente la probabilità del 50% di essere superata.

Risultati da Windsim	Layout A	Layout B
Produzione energetica lorda [GWh/y]	813.94	814.03
Produzione energetica lorda al netto delle scie [GWh/y]	773.05	776.15
Altre perdite (6.85%)		
Disponibilità aerogeneratori [%]	3	3
Efficienza elettrica [%]	3	3
Condizioni atmosferiche e degradazione pale [%]	1	1
Calcolo resa energetica P50		
P50 [GWh/y]	720.09	722.97

Tabella 9.1– Calcolo resa energetica

Sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità media annua P50 della centrale eolica per il layout A sia pari a 720.09 GWh/anno, corrispondenti a 2189 ore equivalenti annue a potenza nominale, mentre per il layout B sia pari a 722.97 GWh/anno, corrispondenti a 2198 ore equivalenti annue a potenza nominale.

10 STIMA P75 E P90

Il grado di incertezza nella risorsa eolica calcolata viene valutato come una combinazione di diversi fattori come l'incertezza delle misurazioni della velocità del vento, la loro relazione con il clima del vento storico, la variabilità inter-annuale e la loro estrapolazione orizzontale e verticale.

L'incertezza del vento viene convertita in incertezza in AEP attraverso una moltiplicazione con un fattore di sensibilità. Altre fonti di incertezza standard nella produzione di energia vengono valutate e aggiunte per stimare l'incertezza totale nella catena di processo (misurazione + modellazione) e quindi viene valutata la produzione di energia con maggiore probabilità (P75, P90).

Calcolo resa energetica P50		
P50 [GWh/y]	720.09	722.97
Incertezze sul vento (6.78%)	Layout A	Layout B
Variabilità del vento [%]	3%	3%
Misure del vento [%]	1%	1%
Windsim [%]	6%	6%
Incertezze sull'energia (6.71%)		
Curva di potenza [%]	6%	6%
Perdite [%]	3%	3%
Riassunto		
Incertezze [%]	14.55%	14.58%
Sensitivity factor [%]	1.90%	1.91%
Calcolo resa energetica P75-P90		
P75 [GWh/y]	649.41	651.87
P90 [GWh/y]	585.80	587.88

Tabella 10.1 – Stima P75 e P90

11 CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

La velocità media del vento prevista all'altezza del mozzo elaborata dalla stazione Lidar e storicizzata a seguito di correlazione statistica con dati di lungo termine, risulta attestarsi su valori medi di circa 5,6 m/s ad altezza 119 m s.l.m. con una buona distribuzione del vento che assicura una produzione energetica affidabile con il modello di turbina eolica ipotizzato.

La stima energetica P50 si attesta su valori di 720GWh/anno e 723GWh/anno rispettivamente per il layout A e per il layout B.

Una famiglia media composta da 3-4 persone consuma circa 2.700 kWh all'anno, perciò l'impianto eolico consentirebbe di rifornire circa 268'000 famiglie (quasi il doppio delle famiglie presenti nella provincia di Rimini).

Il principale aspetto positivo legato alla realizzazione dell'impianto è la produzione di energia elettrica senza che vi sia emissione di inquinanti: una normale centrale termoelettrica alimentata da combustibili fossili, per ogni kWh di energia prodotta, produce l'emissione in atmosfera di gas serra (anidride carbonica) e gas inquinanti nella misura di:

- 438,35 g eq/kWh di CO₂ (anidride carbonica); solitamente si calcola un valore di 483 g/kWh di CO₂;
- 0,063 g eq/kWh di SO₂ (anidride solforosa); solitamente si calcola un valore di 1,4 g/kWh di SO₂;
- 0,130 g eq/kWh di NO_x (ossidi di azoto); solitamente si calcola un valore di 1,9 g/kWh di NO_x;

che per 710 GWh si tradurrebbero, ogni anno, in:

- 311.300 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- 45,15 tonnellate di SO₂ (anidride solforosa);
- 92,3 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

Questo significa che in 30 anni di vita utile della centrale eolica di progetto, una centrale tradizionale per garantire 710 GWh/annui produrrebbe:

- 9.340.000 tonnellate di CO₂ (anidride carbonica);
- 1.354,68 tonnellate di SO₂ (ossidi di zolfo);
- 2.769 tonnellate di NO_x (ossidi di azoto).

12 RIFERIMENTI

/A1/ <https://cds.climate.copernicus.eu/>

/A2/ <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>

/A3/ Windsim software(<https://windsim.com/>)manual

/A4/ Windographer (<https://aws-dewi.ul.com/windographer/>) software manual

/A5/ GlobalMapper(<https://www.bluemarblegeo.com/global-mapper/>)software manual

/A6/ Annex 2. -Technical Specification of MySE6.45-180

/A7/ Power Curve and Thrust Coefficient of MySE6.45-180 WTGs

/A8/ 20201110085734953 MySE6.0MW Product Line

/A9/ Raw data of ZephIR ZX 300 wind LIDAR(energia_2020_z357_d1)