

19_18_EO_ENE_AU_RE_13_00	GIUGNO 2020	REPORT PRODUCIBILITA'	Ing. Samuele Viara	Arch. Paola Pastore	Ing. Leonardo Filotico
N. ELABORATO	DATA EMISSIONE	DESCRIZIONE	ESEGUITO	CONTROLLATO	APPROVATO

**OGGETTO:**  
 Progetto dell'impianto eolico con storage denominato "Contrada Sparpagliata, Donne Masi e Tostini" della potenza complessiva di 154 MW da realizzare nei comuni di Erchie (BR), Torre Santa Susanna (BR), Manduria (TA) e Avetrana (TA)

**TITOLO:**  
 BCT90A2\_DocumentazioneSpecialistica\_19

**COMMITTENTE:**  
**YELLOW ENERGY s.r.l.**  
**Z.I. Lotto n. 31**  
**74020 San Marzano di S.G (TA)**

**PROJETTO engineering s.r.l.**  
 società d'ingegneria  
 direttore tecnico  
**Ph.D. Ing. LEONARDO FILOTICO**

Sede Legale: Via dei Mille, 5 74024 Manduria  
 Sede Operativa: Z.I. Lotto 31 74020 San Marzano di S.G. (TA)  
 tel. 099 9574694 Fax 099 2222834 cell. 349.1735914  
 studio@projetto.eu  
 web site: www.projetto.eu

  
 SIE EN ISO 9001:2015 SIE EN ISO 14001:2015 SIE EN ISO 45001:2018 SA 616 001/002/003/004/005  
 Certificate No. 0204 Certificate No. 1381 Certificate No. 1011

P.IVA: 02658050733



**NOME**  
 19\_18\_ENE\_AU\_RE\_13\_00

SOSTITUISCE:	
SOSTITUITO DA:	
CARTA: A4	
<b>SCALA:</b>	<b>ELAB.</b>

## INDICE

<b>1. Introduzione</b> .....	<b>2</b>
<b>2. Obiettivi dello studio</b> .....	<b>3</b>
<b>3. Localizzazione del progetto</b> .....	<b>4</b>
<b>4. Descrizione dello studio</b> .....	<b>6</b>
4.1. Metodologia di analisi.....	6
4.2. Banca dati vento disponibili ed elaborazioni preliminari .....	6
4.3. Modello digitale del Terreno .....	11
4.4. Elaborazione del calcolo fluidodinamico .....	12
4.5. Layout di progetto e caratteristiche dell'aerogeneratore .....	13
<b>5. Calcolo della Producibilità dell'Impianto</b> .....	<b>16</b>
<b>6. Considerazioni finali</b> .....	<b>21</b>

1

### Indice delle Tabelle:

Tabella 1: Sintesi dati Vento Anemometro a 50 metri.....	7
Tabella 2: Sintesi dati Vento Anemometro a 40 metri.....	8
Tabella 3: dimensioni del modello DTM realizzato per lo studio.....	11
Tabella 4: Caratteristiche della griglia del DTM .....	12
Tabella 5: Layout definitivo dell'impianto a progetto .....	13
Tabella 6: Curva di Potenza e Ct in forma tabellare.....	15
Tabella 7: Risultati di producibilità dell'impianto .....	19

### Indice delle Figure:

Figura 1: Inquadramento territoriale. Cerchiato in rosso, la posizione dell'Impianto. ....	4
Figura 2: Distribuzione di frequenza delle velocità a 50 metri e a 40 metri relative all'anno 2012 .....	9
Figura 3: Direzioni del vento rilevate in sito a 50 e a 20 metri.....	10
Figura 4: a sinistra modello digitale del terreno (DTM) su cui è stato realizzato il CFD. A destra è rappresentata la mappa di rugosità dell'area. ....	12
Figura 5: Posizione aerogeneratori.....	14
Figura 6: Curva di Potenza dell'aerogeneratore e Curva del Ct .....	14
Figura 7: Mappa Isovento a 115 metri s.l.t. in 2D ed in 3D (vista da Sud). Nelle immagini sono visibili le posizioni dell'impianto e dell'anemometro. ....	17

## 1. Introduzione

La Società Yellow Energy srl (d'ora in avanti denominata "YELLOW ENERGY") ha individuato un'ampia area nel territorio dei comuni di Torre Sante Susanna ed Erchie in provincia di Brindisi e Manduria ed Avetrana nella provincia di Taranto idonea alla realizzazione di un grande impianto eolico.

Lo scrivente, Ing. Samuele Viara, è un libero professionista che opera nel settore delle Energie Rinnovabili, e principalmente nell'eolico, da 15 anni in qualità di consulente sia per la progettazione, ed in particolare per la valutazione anemologica dei siti, che per la fase esecutiva di cantiere e di installazione di aerogeneratori.

Nel caso specifico lo scrivente è stato incaricato da YELLOW ENERGY alla redazione di uno Studio Anemologico relativo ad un progetto di Impianto eolico da 154 MW di cui 114 MW di potenza installata e 40 MW di storage da realizzarsi nei Comuni di Torre Sante Susanna ed Erchie in provincia di Brindisi e Manduria ed Avetrana nella provincia di Taranto.

Il lavoro è principalmente basato sulle seguenti informazioni e dati:

- dati di vento misurati in sito per un periodo di 20 mesi;
- mappe vettoriali digitali del terreno;
- caratteristiche e tipologia degli aerogeneratori di progetto.

Diversi sopralluoghi sono stati effettuati in sito per valutare:

- dimensioni del parco eolico e vincoli;
- Installare l'anemometro ed effettuare regolare manutenzione;
- effettuare una valutazione dell'area sia dal punto di vista dell'orografia sia da quello della rugosità;
- verificare la viabilità;
- valutare la posizione degli aerogeneratori in rapporto all'orografia del terreno, alla esposizione al vento, agli spazi disponibili ed ai recettori, al fine di minimizzare gli impatti.

Il presente documento rappresenta il report dell'attività di analisi e di elaborazione dei dati anemometrici del progetto e della valutazione della producibilità attesa.

## 2. Obiettivi dello studio

Le attività principali del lavoro eseguito e descritto in questo documento sono lo studio anemologico del progetto, basato sui dati di vento monitorati nei pressi dell'area di interesse, nel comune di Manduria (TA), e la stima di produzione dell'Impianto eolico. L'anemometro utilizzato, si trova nell'area considerata per la realizzazione dell'impianto a est del centro abitato di Manduria. In particolare gli obiettivi dello studio sono:

- verifica dei dati anemologici disponibili e filtraggio degli stessi;
- modellizzazione del terreno;
- definizione della mappa di rugosità;
- realizzazione modello CFD;
- stima di produzione dell'Impianto Eolico (coordinate fornite dal Committente);
- valutazione delle perdite di scia e della produzione dell'Impianto in progetto.

3

### 3. Localizzazione del progetto

L'Impianto è localizzato in Puglia, nelle province di Taranto e Brindisi, nel territorio dei comuni di Torre Sante Susanna ed Erchie in provincia di Brindisi e Manduria ed Avetrana, immediatamente ad est rispetto all'entro abitato di Manduria, nelle località Contrada Sparpagliata Donne Masi e Tostini.



Figura 1: Inquadramento territoriale. Cerchiato in rosso, la posizione dell'Impianto.

---

Nel dettaglio, l'Impianto è posizionato in un'area compresa tra i comuni di Manduria (a est), Torre Santa Susanna (a sud), Erchie (a sud ed a est) e Avetrana (a nord).

Il sito è completamente pianeggiante ad un'altitudine media di 60 [m] sul livello del mare con una ottima esposizione al vento lungo tutte le direzioni in quanto non esistono ostacoli in alcuna direzione.

Come si deduce dall'ortofoto, l'area del sito è destinata ad attività agricola, in particolare alla coltivazione cerealicola e di uliveti e vigneti. L'attuale utilizzo del terreno non sarà pregiudicato dalla costruzione dell'impianto, poiché la superficie effettivamente occupata dall'aerogeneratore e delle opere accessorie è di poche centinaia di metri quadrati.

Non sono presenti abitazioni nelle vicinanze del sito che è diviso in due parti nord e sud dalla strada statale SS7ter che collega San Pancrazio Salentino (a est) a Manduria.



## 4. Descrizione dello studio

Nel seguito del presente documento saranno sviluppati in dettaglio la metodologia di studio, i dati di input e ciascuno dei punti menzionati nel Capitolo 2.

### 4.1. Metodologia di analisi

6

Lo studio anemologico è stato condotto elaborando i dati rilevati in prossimità del sito con l'ausilio delle tecniche di analisi e di calcolo più innovative attualmente presenti sul mercato, nel settore dell'energia eolica; in particolare sono stati utilizzati i seguenti software:

- **Windographer**, della Mistaya ora AWS, per il filtraggio dei dati vento, l'analisi statistica dei dati e la simulazione di brevi periodi di dati mancanti.
- **WindSim 8.0**, della Vector, per l'analisi e l'elaborazione delle condizioni di vento, e per la stima di producibilità degli aerogeneratori. Questo prodotto è particolarmente indicato per terreni dall'orografia complessa come il sito in oggetto, in quanto il metodo di calcolo che applica è del tipo non-lineare e permette di simulare fenomeni aerodinamici del secondo ordine.
- **Excel**, della Microsoft, per l'elaborazione finale dei risultati.

La procedura di analisi è stata condotta secondo le seguenti fasi successive:

- analisi preliminare dei dati vento, filtraggio dei dati, preparazione dei dati di input per i software di calcolo della ventosità;
- preparazione del modello digitale del terreno, da dare in input, nel formato e nelle dimensioni opportune, al software di calcolo della ventosità;
- elaborazione del calcolo fluidodinamico (CFD), con l'uso di WindSim 8.0, analisi delle condizioni di vento presenti nel sito;
- preparazione del layout di progetto, posizionamento degli aerogeneratori e definizione delle sue caratteristiche tecniche;
- calcolo della produttività dell'Impianto considerando anche eventuali perdite di scia, con l'uso di WindSim 8.0.

### 4.2. Banca dati vento disponibili ed elaborazioni preliminari

I dati vento utilizzati e analizzati per lo studio e la definizione dell'impianto in oggetto sono quelli acquisiti dalla stazione anemometrica installata in prossimità del sito:

- stazione anemometrica da 50 m
- In tabella sono riportate le principali caratteristiche della torre anemometrica da 50 m. La posizione della stazione anemometrica risponde ai criteri della normale prassi in tema di misurazioni anemometriche per lo sviluppo di parchi eolici.

<b>Descrizione</b>
<p><b>Posizione anemometro – coordinate GEOGRAFICHE:</b>                      Longitudine: E 727704                      Latitudine: N 4475671                      Quota: 75 [m] s.l.m.</p>
<p><b>Caratteristiche tecniche</b>                      Struttura Tubolare in acciaio Altezza 50 [m]</p>
<p><b>Sensori e centralina</b>                      1 Data Logger NomadDesktop della Second Wind                      1 Anemometro installato a 50 [m] s.l.s – Calibrato                      1 Anemometro installato a 40 [m] s.l.s – Calibrato                      1 Anemometro installato a 20 [m] s.l.s – Calibrato                      1 Sensore di Direzione installato a 50 [m] s.l.s                      1 Sensore di Direzione installato a 20[m] s.l.s</p>

I dati disponibili vanno dal 27/07/2011 al 10/04/2013. Per il presente studio, al fine di ottenere una buona accuratezza nella valutazione della producibilità, si riferiscono ad una annualità, ovvero tutto il 2012. Quindi si sono utilizzati 12 mesi di dati vento.

È stata verificata la validità delle misure per ognuno dei parametri e dall'operazione di filtraggio non sono risultati periodi di malfunzionamento o gelo della strumentazione.

In Tabella 1, è riportata una sintesi dei dati di velocità rilevati a diverse quote: 50 [m] e 40[m]. I valori medi indicano una discreta ventosità del sito, inoltre le serie temporali risultano praticamente complete.

	ANNO	MESE	DATI UTILI	MEDIA	Min	Max
			(%)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1	2012	Jan	100	5.668	0.269	21.992
2	2012	Feb	100	5.895	0.269	18.698
3	2012	Mar	100	5.313	0.269	16.421
4	2012	Apr	100	5.867	0.269	21.883
5	2012	May	100	5.052	0.269	15.141
6	2012	Jun	99.91	4.948	0.269	11.415
7	2012	Jul	100	4.851	0.269	13.631
8	2012	Aug	100	4.517	0.269	14.119
9	2012	Sep	100	4.676	0.269	15.511
10	2012	Oct	99.87	4.778	0.269	13.804
11	2012	Nov	99.95	5.108	0.269	18.811
12	2012	Dec	100	5.788	0.269	14.683

**Tabella 1: Sintesi dati Vento Anemometro a 50 metri**



	ANNO	MESE	DATI UTILI	MEDIA	Min	Max
			(%)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1	2012	Jan	100	5.337	0.263	20.949
2	2012	Feb	100	5.708	0.263	18.048
3	2012	Mar	100	5.104	0.263	15.303
4	2012	Apr	100	5.684	0.263	20.638
5	2012	May	100	4.82	0.263	14.366
6	2012	Jun	99.91	4.742	0.263	10.81
7	2012	Jul	100	4.666	0.263	13.059
8	2012	Aug	100	4.298	0.263	13.545
9	2012	Sep	100	4.432	0.263	15.149
10	2012	Oct	99.87	4.434	0.263	13.366
11	2012	Nov	99.95	4.855	0.263	18.07
12	2012	Dec	100	5.511	0.263	13.99

*Tabella 2: Sintesi dati Vento Anemometro a 40 metri*

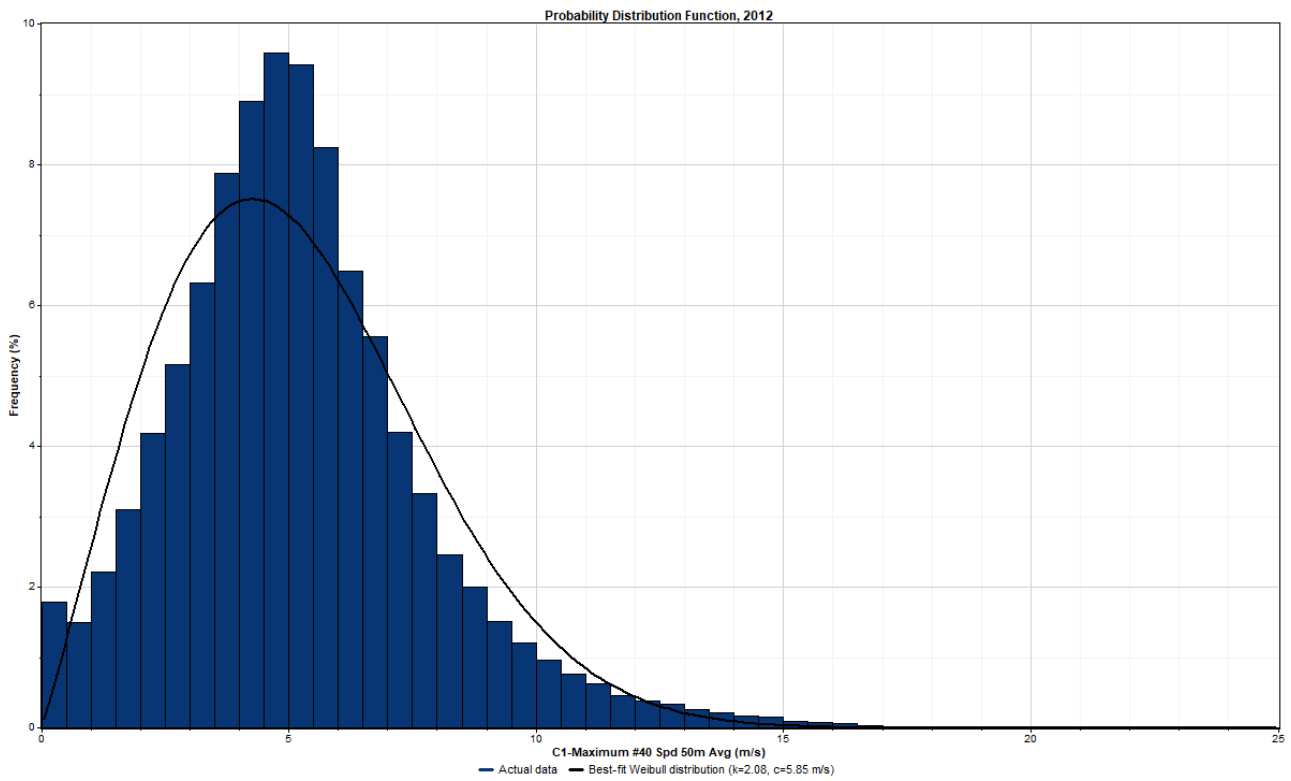
Come si vede dalle Tabelle 1 e 2 la percentuale di dati utili, a seguito delle operazioni di filtraggio è prossima al 100%.

Le velocità medie, seppure non elevatissime, sono idonee ed ideali per la tipologia di aerogeneratori moderni in grado di produrre energia anche in siti con ventosità non elevatissime.

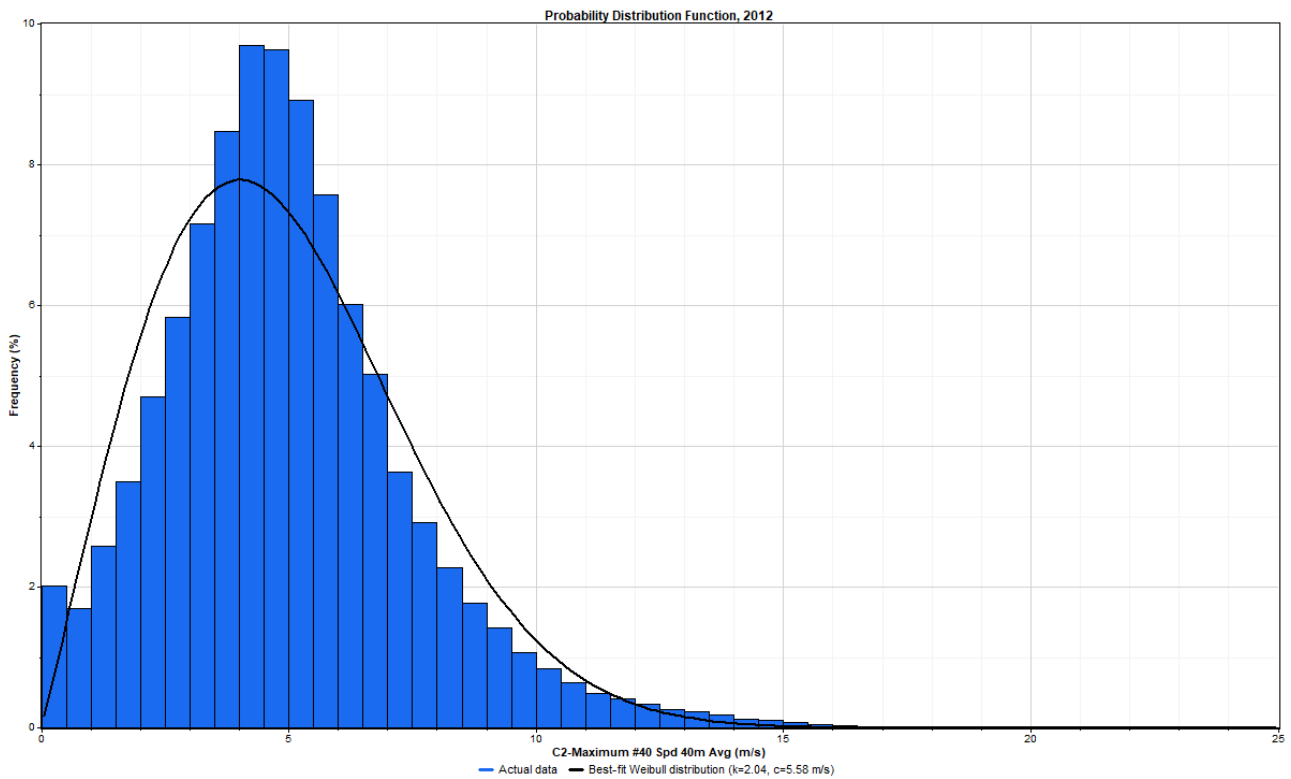
L'aspetto più positivo ed interessante che emerge dai dati misurati è l'assenza di picchi di velocità eccessive, che non sono utili alla produzione di energia e sono dannose per gli aerogeneratori; piuttosto si nota che le velocità rilevate sono comprese all'interno del campo di funzionamento degli aerogeneratori.

Nelle immagini seguenti sono rappresentate le distribuzioni in frequenza delle misure di velocità rilevate in sito, nel periodo in esame, a 50 [m] e 40 [m] di altezza rispetto al terreno. Queste sono ottenute considerando il periodo di dati misurati nel 2012.

### Anemometro a 50 metri:



### Anemometro a 40 metri:

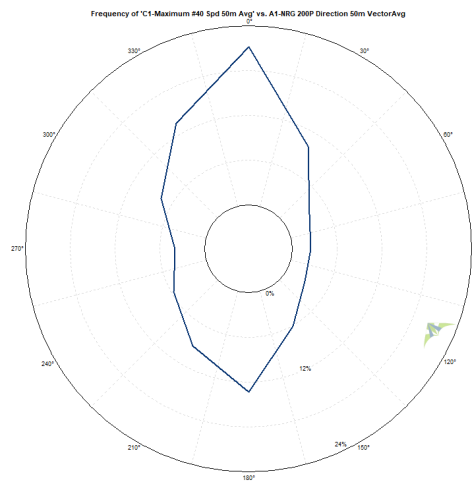


**Figura 2: Distribuzione di frequenza delle velocità a 50 metri e a 40 metri relative all'anno 2012**

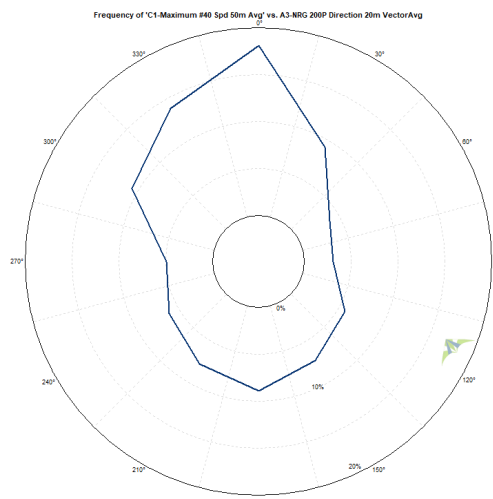
Così come si presentano le distribuzioni in frequenza appaiono regolari, con un picco di frequenza intorno ai 5 - 5,5 [m/s]. Le distribuzioni di frequenza in Figura 2, rappresentano la situazione di 12 mesi, anno 2012. Come si evince dalle immagini, il sito è caratterizzato da scarsi periodi di calma e al tempo stesso da velocità non troppo elevate. Situazione ottimale per lo scopo del progetto considerando le attuali tecnologie impiegate per lo sfruttamento della risorsa eolica. L'elevata frequenza di valori di velocità intorno a valori non eccessivamente elevati suggerisce la possibilità di impiegare aerogeneratori con una potenza nominale elevata e un grande rotore, in modo tale da sfruttare al massimo l'energia eolica presente nel sito.

Relativamente alle direzioni si riportano in Figura 3 le misure delle bandierine collocate a 20 e 50 metri di altezza. Non ci sono divergenze, se non in limitatissimi periodi di calma.

### Direzione 50 metri:



### Direzione 20 metri:



**Figura 3: Direzioni del vento rilevate in sito a 50 e a 20 metri**

Si vede come le direzioni prevalenti sono sempre e solo due: Nord e Sud.

Le rose dei venti relative alle direzioni monitorate, a 50 e 20 [m] di altezza, sono coerenti tra loro.

Anche per quanto riguarda la distribuzione delle direzioni si tratta di una situazione ottimale per l'aerogeneratore in fase di esercizio. Avere due direzioni nette rispetto alle altre, implica inoltre una miglior efficienza nella conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e poi elettrica (poiché la navicella non si deve riposizionare continuamente).

Le informazioni monitorate sono sufficienti per una stima attendibile del potenziale anemologico dell'area. I risultati ottenuti dallo studio accurato effettuato, convergeranno quindi nella definizione di un layout ottimale, andando in questo modo a costituire una solida base di partenza su cui si andranno ad integrare le altre argomentazioni tecniche (bilancio tra aspetti geomorfologici, vegetazionali, faunistici, etc...), che sono parti complementari del progetto eolico.

### 4.3. Modello digitale del Terreno

Il progetto di impianto eolico è localizzato in un'area completamente pianeggiante.

L'orografia dell'area oggetto di studio è semplice; nel calcolo della ventosità, con il software Windsim, il modello del terreno è stato realizzato considerando appunto la localizzazione della sorgente di dati e quella dell'area dell'impianto. Il DTM (Digital Terrain Model) è infatti stato centrato rispetto all'estensione del layout, che è molto ampia, al fine di non incorrere in errori dovuti ai calcoli sul bordo del modello stesso.

L'area di studio è stata modellizzata con l'ausilio di Windsim Express 10.0 ed ha le seguenti caratteristiche dimensionali:

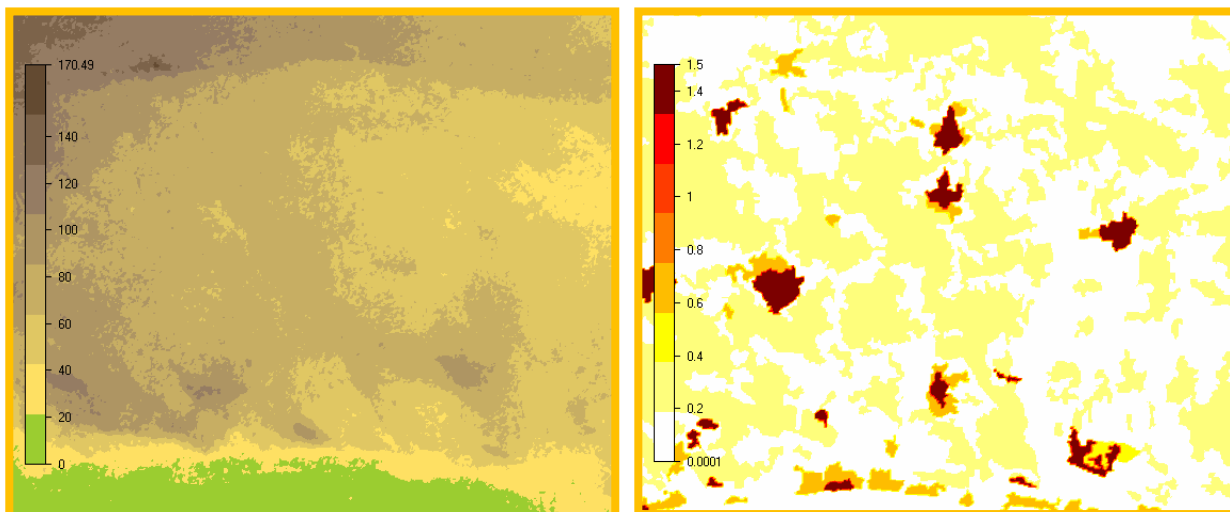
x-min	x-max	y-min	y-max	x-extent	y-extent	resolution
716451	747083.8	4463709	4489249	30632.8	25540	76

**Tabella 3: dimensioni del modello DTM realizzato per lo studio**

Il modello realizzato ha un'area pari a 30,6 [km] x 25,5 [km] con celle di lato 76 [m] ed è centrato nel punto medio dell'ubicazione dell'impianto. In tal modo vengono minimizzati gli errori dovuti alla modellazione dello stesso (effetti bordo, morfologia complessa, etc).

	x	y	z	total
Grid spacing	76	76	Variable	-
Number of cells	403	336	25	3385200

**Tabella 4: Caratteristiche della griglia del DTM**



**Figura 4: a sinistra modello digitale del terreno (DTM) su cui è stato realizzato il CFD. A destra è rappresentata la mappa di rugosità dell'area.**

Sulla stessa area è stata inoltre modellizzata la rugosità del terreno (come visibile dalla Figura 4) al fine di migliorare l'accuratezza del successivo calcolo fluidodinamico, modellazione che è stata eseguita con l'ausilio di ortofoto aggiornate per consentire la valutazione del diverso utilizzo del territorio sull'area presa in esame.

#### 4.4. Elaborazione del calcolo fluidodinamico

Sulla base del DTM (Digital Terrain Model) realizzato, è stato successivamente valutato il modello fluidodinamico suddiviso in 12 settori di direzione, tramite la risoluzione delle equazioni di Reynolds di Navier-Stokes (RANS). Poiché le equazioni sono non lineari, la procedura della soluzione è iterativa fino al raggiungimento di soluzioni convergenti. Questo approccio consente di simulare fenomeni aerodinamici del secondo ordine, e migliorare quindi l'accuratezza dei risultati soprattutto in situazioni in cui l'orografia è complessa come nel caso in esame.

Il calcolo iterativo delle equazioni di Navier – Stokes, per il calcolo del flusso del vento sul terreno, ha portato a soluzioni convergenti su tutti e 12 i settori di direzione con valori residui nulli, a riprova della correttezza della soluzione aerodinamica ottenuta. Ciò diminuisce, dunque, anche l'incertezza legata al calcolo finale della producibilità.

## 4.5. Layout di progetto e caratteristiche dell'aerogeneratore

Una volta effettuate le operazioni descritte nei paragrafi precedenti, sono stati inseriti in input i seguenti dati:

- Coordinate degli aerogeneratori: a tal proposito si precisa che, al fine di poter valutare eventuali interferenze subite/create dall'aerogeneratore in progetto, si è verificata la presenza di altri impianti eolici nell'intorno di 1.000 [m] dal sito in studio (distanza considerata più che sufficiente per la valutazione di eventuali interferenze data la dimensione dell'aerogeneratore in progetto). Non vi sono situazioni che interferiscono con il layout proposto.

Di seguito le coordinate degli aerogeneratori nella configurazione del layout definitivo (le coordinate sono UTM WGS 84):

	E	N
ER_1	734178	4480483
ER_2	734817	4480387
ER_3	735331	4480045
ER_4	735850	4479861
ER_5	733452.8	4477850
ER_6	733960.6	4478047
ER_7	734487	4478187
ER_8	735006.5	4478561
ER_9	736180	4478394
ER_10	733149	4476176
ER_11	734915.8	4476387
ER_12	735380	4476672
ER_13	728321	4474239
ER_14	729199	4474082
ER_15	729695	4474964
ER_16	730006	4473780
ER_17	730826	4474358
ER_18	731767	4474035
ER_19	732864	4474207

**Tabella 5: Layout definitivo dell'impianto a progetto**



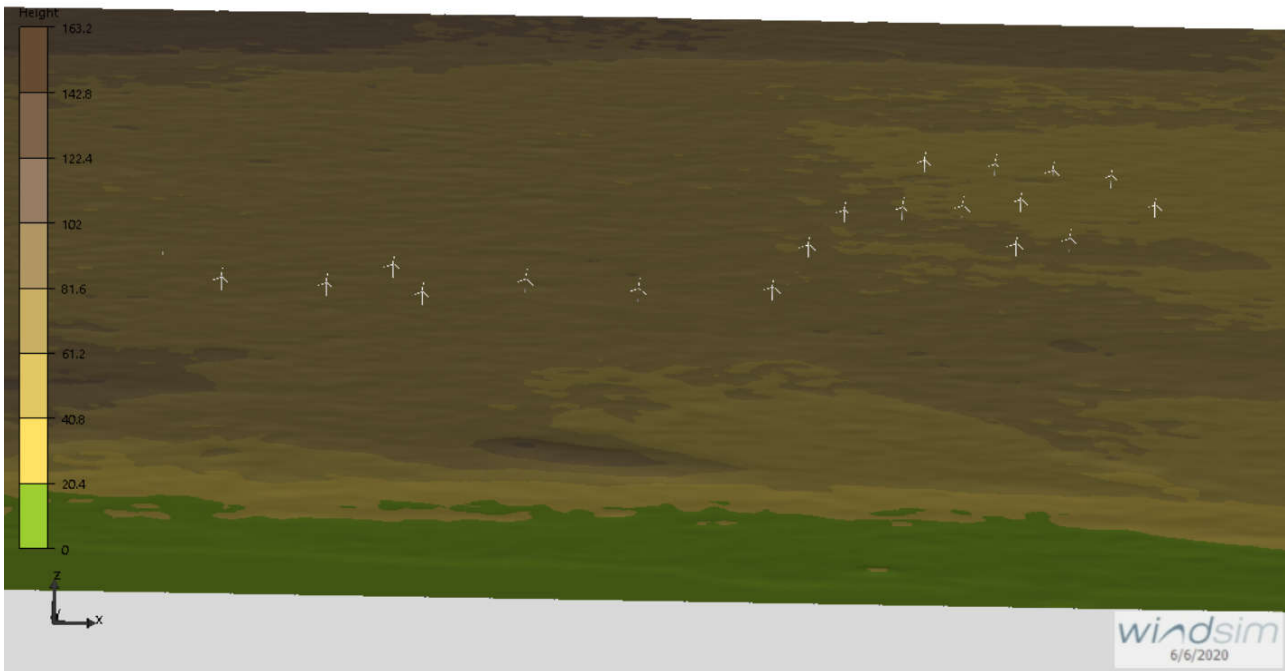


Figura 5: Posizione aerogeneratori

- Su richiesta del Committente le valutazioni di producibilità sono state effettuate utilizzando le curve di potenza del seguente modello di aerogeneratore:

Modello: **Siemens Gamesa**

Potenza: 6000 [KW]

Altezza al Mozzo: 115 [m]

Diametro del Rotore: 170 [m]

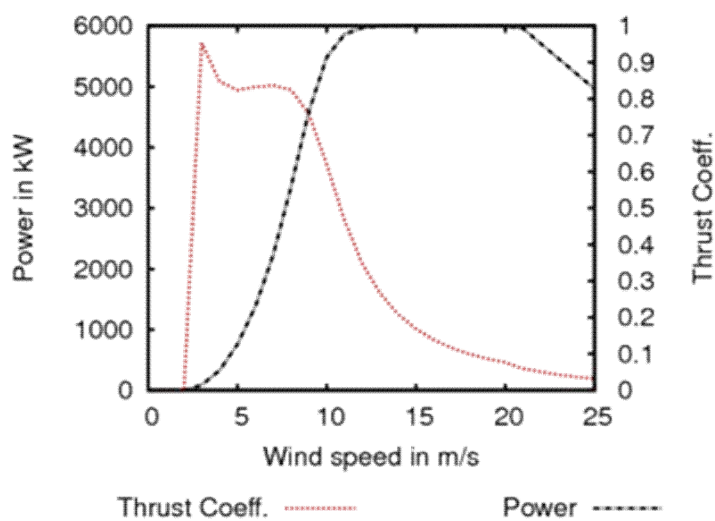


Figura 6: Curva di Potenza dell'aerogeneratore e Curva del Ct. Modo AM2

<b>Turbine: SIEMENS GAMESA SG-6.0-170_AM_0</b> - nominal effect (kW): 6200 - air density (kg/m <sup>3</sup> ): 1.225		
Bin Vel (m/s)	Power (kW)	Thrust coeff. (-)
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	89	0.953
4	328	0.847
5	758	0.824
6	1376	0.833
7	2230	0.837
8	3350	0.825
9	4590	0.759
10	5485	0.62
11	5864	0.466
12	5971	0.347
13	5994	0.266
14	5999	0.209
15	6000	0.169
16	6000	0.139
17	6000	0.117
18	6000	0.1
19	6000	0.087
20	6000	0.077
21	5956	0.06
22	5708	0.051
23	5460	0.043
24	5212	0.037
25	4964	0.032

*Tabella 6: Curva di Potenza e Ct in forma tabellare*

- Distribuzione di frequenza dei venti ottenuta dalla stazione anemometrica descritta

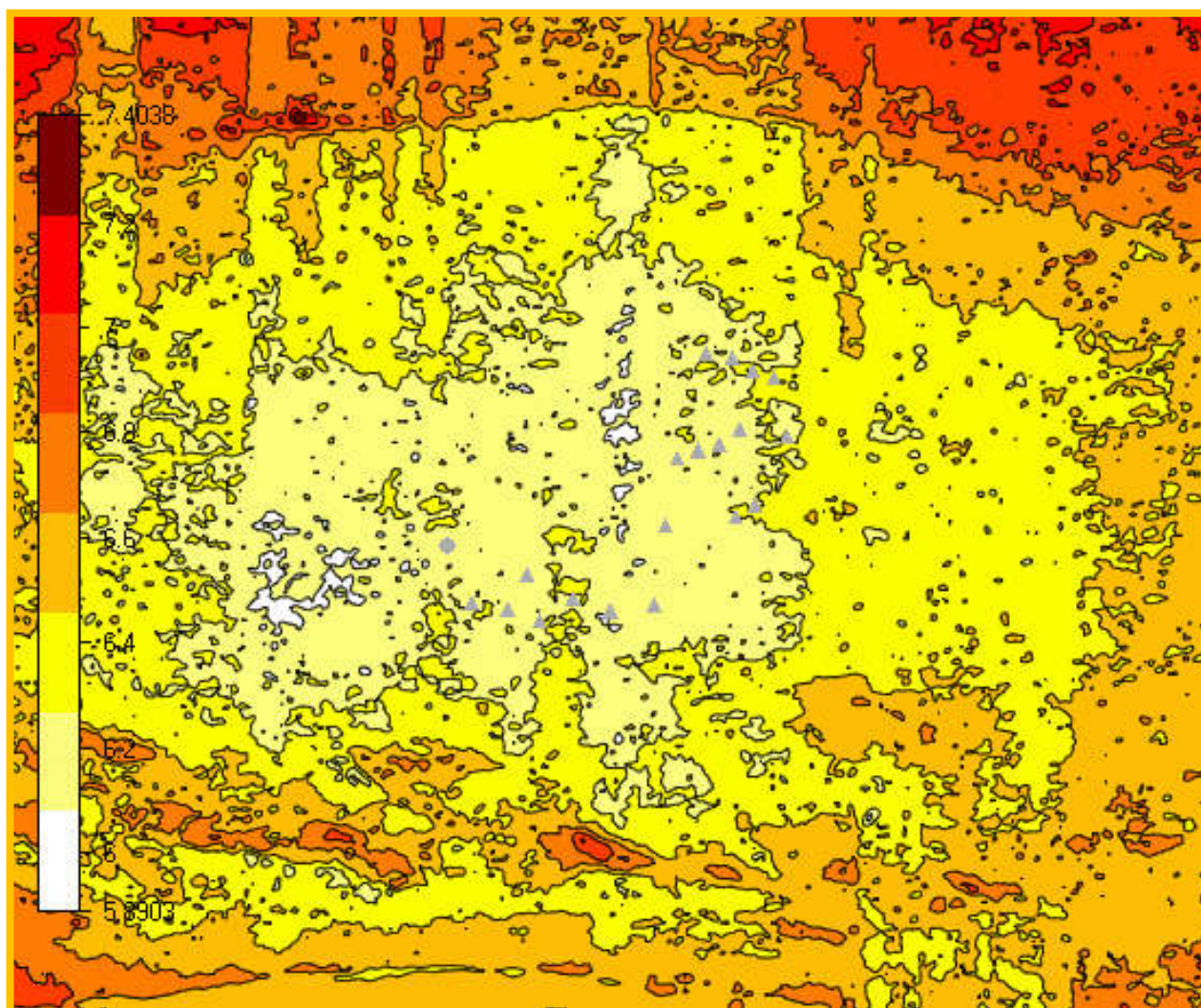
## 5. Calcolo della Producibilità dell'Impianto

La risorsa eolica disponibile nel sito oggetto dello studio, è stata esplorata elaborando i seguenti dati con il software WindSim 8.0:

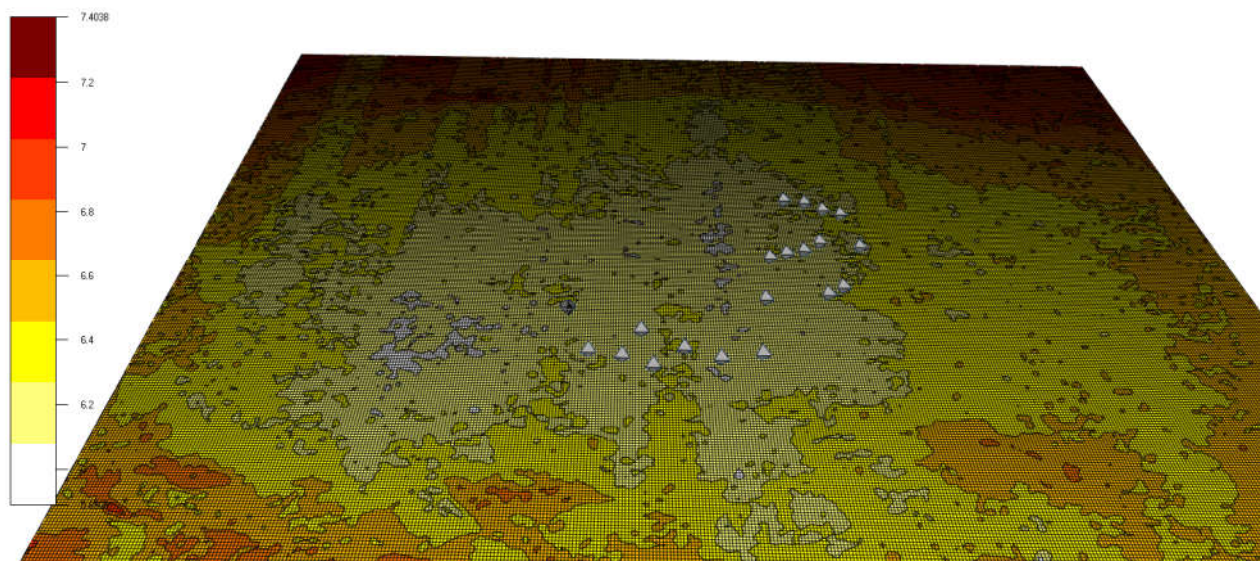
- Distribuzione di Frequenza ricavata da dati del vento come descritto nel capitolo 4;
- Caratteristiche del terreno, quota e mappa di rugosità dell'area, densità media dell'aria.

16

L'analisi tiene conto della distribuzione di frequenza delle velocità su 12 settori di direzione ottenuta dall'elaborazione dei dati di un periodo di 1 anno, dal 01/01/2012 al 01/01/2013. Le seguenti figure illustrano le mappe di ventosità dell'area a 115 [m], e riportano anche la posizione degli aerogeneratori nel layout definitivo.







**Figura 7: Mappa Isovento a 115 metri s.l.t. in 2D ed in 3D (vista da Sud). Nelle immagini sono visibili le posizioni dell'impianto e dell'anemometro.**

Di seguito, si riportano i risultati del calcolo della producibilità dell'Impianto, secondo il layout definitivo.

Sono state fatte le seguenti assunzioni:

- Per il calcolo della produzione, si sono prese in considerazione le curve di potenza, fornite dal costruttore;
- La densità dell'aria è stata calcolata con due metodologie differenti, individualmente per ogni aerogeneratore all'altezza del mozzo:
  - La densità viene calcolata in ciascun punto dell'atmosfera standard prendendo in considerazione il cambio di quota secondo la formula:
$$\rho = [1.225 - (1.194 * 10^{-4}) * z]$$
dove z è la quota sul il livello del mare. Ciò fornisce un buon valore medio a lungo termine della densità dell'aria in aree moderatamente complesse;
  - La densità viene calcolata in ogni punto dell'atmosfera standard con una decrescita della temperatura di 0,65 [K] / 100 [m] e la pressione è 1013,25 [hPa] a livello del mare.

Dalle prove eseguite per il calcolo della producibilità si è constatato che il metodo b) è più conservativo, pertanto per il calcolo della densità quello descritto al punto b) è quello che è stato adottato.

- I dati di produzione sono integrati con le perdite di scia, calcolate con un modello analitico che fornisce la diminuzione di velocità al passaggio attraverso il rotore, normalizzata, ovvero in linea generale:

$$\delta V = (U - V) / U$$

Nel caso specifico, il modello utilizzato è definito Modello Jensen. Questo modello fornisce una semplice espansione lineare della scia, determinata dal fattore di decadimento della scia, k. Il fattore di decadimento della scia aumenta con il livello di turbolenza ambientale (tipicamente tra 0,04 e 0,075).

18

$$\delta V = (1 - \text{SQRT}(1 - CT)) / (1 + (2kx/D))^2$$

dove

CT = coefficiente di spinta

$k = A / \ln(h/z_0) \rightarrow A = 0,5$  ; h = altezza mozzo [m] ; z<sub>0</sub> = rugosità del suolo [m]

Essendoci più aerogeneratori installati nella stessa area, ogni turbina subisce allo stesso tempo l'influenza di più scie; i decrementi di velocità calcolati dai modelli analitici di scia singola, vengono combinati per ottenere un deficit di scia equivalente. In questo caso si è utilizzato la radice quadrata della somma dei quadrati dei decrementi per fornire il valore di decremento di velocità finale:

$$\delta v = \text{SQRT}(\sum \delta v_i^2)$$

- I dati vento utilizzati sono quelli dell'anemometro descritto in precedenza
- Il modello digitale del terreno è quello di cui al paragrafo 4.3

Le perdite tecniche generali, considerate in aggiunta alle perdite per scia, sono state così calcolate:

- **Perdita per disponibilità delle macchine:**

3% - dato coerente con le prestazioni delle moderne Wind Farm già operative. È un dato legato alla garanzia rilasciata dal singolo fornitore per siti non eccessivamente complessi e/o particolarmente isolati;

- **Perdite elettriche:**

2 % - valore di massima, una definizione più precisa può essere fatta, considerando nel dettaglio l'aspetto impiantistico e la distanza del punto di connessione, ma trattandosi di un allaccio in AT, l'assunzione fatta è assolutamente conservativa;

- **Degrado delle pale:**

1% - la produzione delle turbine può essere influenzata da diversi fattori (es.: usura e/o variazione profilo delle pale, stratificazione di impurità sulle pale, sfogliamento delle pale dovuto al loro naturale degrado etc.). Questi fenomeni, col tempo, vanno a variare

il profilo aerodinamico delle pale e, conseguentemente, le loro prestazioni e la produttività della turbina.

• **Interruzione della Rete:**

1% - La produzione dell'Impianto potrebbe altresì essere influenzata dall'impossibilità di immettere in rete l'energia prodotta per cause esterne all'impianto.

**Si arriva così ad un totale del 7% di perdite generali oltre alle perdite per scia.**

La considerazione di quelle che sono definite perdite tecniche oltre alle perdite per scia, in un calcolo di produzione, consente di calcolare un valore di producibilità al P50 , come riportato in tabella:

name	power	hub height	density	wind speed	wind speed including wake losses	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours	AEP - P50
	(kW)	(m)	(kg/m**3)	(m/s)	(m/s)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)	(h)
ER_1	6000	115	1.205	6.24	6.17	17338.8	16938.7	2.31	2823.1	2625.483
ER_2	6000	115	1.205	6.22	6.09	17215.7	16431.9	4.55	2738.7	2546.991
ER_3	6000	115	1.204	6.37	6.19	18046.1	16949.2	6.08	2824.9	2627.157
ER_4	6000	115	1.205	6.32	6.17	17779.8	16828	5.35	2804.7	2608.371
ER_5	6000	115	1.204	6.23	6.12	17257.3	16693	3.27	2782.2	2587.446
ER_6	6000	115	1.204	6.2	6.04	17136.6	16205.2	5.44	2700.9	2511.837
ER_7	6000	115	1.204	6.22	6.01	17203.6	16008.6	6.95	2668.1	2481.333
ER_8	6000	115	1.205	6.21	5.99	17161.5	15806.6	7.89	2634.4	2449.992
ER_9	6000	115	1.205	6.27	6.13	17500.8	16588.6	5.21	2764.8	2571.264
ER_10	6000	115	1.204	6.17	6.06	16966.9	16249.2	4.23	2708.2	2518.626
ER_11	6000	115	1.204	6.21	6.07	17177	16295	5.13	2715.8	2525.694
ER_12	6000	115	1.204	6.23	6.06	17284.9	16263.4	5.91	2710.6	2520.858
ER_13	6000	115	1.203	6.2	6.18	17080.8	17001.5	0.46	2833.6	2635.248
ER_14	6000	115	1.203	6.17	6.08	16934.9	16433.7	2.96	2738.9	2547.177
ER_15	6000	115	1.204	6.19	6.08	17026.7	16357.5	3.93	2726.2	2535.366
ER_16	6000	115	1.204	6.19	6.04	16978.8	16114.1	5.09	2685.7	2497.701
ER_17	6000	115	1.203	6.26	6.18	17385.1	16909.6	2.74	2818.3	2621.019
ER_18	6000	115	1.203	6.14	6.07	16755.1	16330	2.54	2721.7	2531.181
ER_19	6000	115	1.203	6.22	6.14	17191.9	16697.7	2.87	2782.9	2588.097
All	114000	-	-	-	-	327422.3	313101.5	4.37	2746.5	2554.3
Mean	-	-	1.204	6.22	6.1	-	-	-	-	-

**Tabella 7: Risultati di producibilità dell'impianto**



Le perdite per scia sono al di sotto del 5% a dimostrazione della buona disposizione degli aerogeneratori che è il risultato dell'ottimizzazione dal punto di vista anemologico, ma anche del rispetto di tutti i recettori e dei vincoli.

La producibilità calcolata è riportata nella tabella precedente in termini di energia prodotta [MWh/anno] e in termini di ore equivalenti.

La producibilità calcolata è espressa come valore al P50.

## 6. Considerazioni finali

### **Dati Vento**

I dati vento disponibili sono sufficienti ai fini di un *wind assement* dettagliato.

Nell'approccio descritto i dati di vento sono stati elaborati mediante WindSim, in particolare per il calcolo della ventosità del sito e della produzione degli aerogeneratori e dell'analisi delle grandezze aerodinamiche coinvolte.

**I valori di ventosità medi rilevati ad altezza mozzo sono soddisfacenti.** Infatti vi è una buona frequenza di rilevazioni di velocità del vento comprese tra 3 e 25 [m/s], e queste sono particolarmente interessanti poiché comprese nel range di funzionamento degli aerogeneratori.

### **Layout del sito:**

Il layout del parco eolico prevede dunque l'installazione di 19 aerogeneratori della potenza di 6,0 [MW] cadauno con rotore di diametro 170 [m] e altezza torre (hub) 115 [m], per una potenza complessiva del Parco eolico di 114 [MW].

Nel processo di ottimizzazione del layout si sono considerati vari aspetti oltre quello prettamente anemologico, di seguito indicati:

Anemologia:

Si è ottimizzata la posizione degli aerogeneratori in modo opportuno, con l'obiettivo di minimizzare le perdite per effetto scia (layout perpendicolare alle direzioni prevalenti del vento) e di avere un adeguato valore di produzione netta.

### **Morfologia e geologia:**

A valle di differenti sopralluoghi in sito, si sono circoscritte delle aree di fattibilità per l'installazione delle turbine, la relativa realizzazione delle piazzole nella fase di cantiere e la successiva sistemazione prima dell'entrata in esercizio. Studi geologici - geotecnici più approfonditi (carotaggi in fase esecutiva), contribuiranno alla corretta definizione e al dimensionamento delle fondazioni da utilizzare.

### **Indagine floro – vegetazionale:**

Le aree prescelte sono quelle a minor impatto sull'ambiente circostante.

### **Produzione parco eolico:**

La stima di produzione del parco eolico è stata ottenuta mediante utilizzo del software WindSim, che per le sue caratteristiche di non-linearità nel metodo di calcolo meglio si adatta anche a siti complessi, anche se questo non è il caso dell'impianto oggetto del presente studio. Sono state considerate le perdite dovute alla scia e le perdite tecniche generali (disponibilità macchine, perdite elettriche ed altro).

Dal layout definitivo con una potenza installabile di 114 [MW] complessivi, si ha una produzione media netta complessiva (P50) decisamente soddisfacente anche in termini di numero di ore equivalenti, pari a 2554.

Sulla base di queste considerazioni, e dello studio effettuato, si ritiene che, considerando gli spazi disponibili, i limiti e i vincoli presenti, l'impianto in progetto sfrutti al meglio il potenziale eolico dell'area.