

PROGETTO

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO
EOLICO DENOMINATO "TRE PERAZZI" NEI COMUNI DI
CERIGNOLA E STORNARELLA (FG) IN LOCALITA' "TRE PERAZZI"**

TITOLO

VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI DI PRODUCIBILITA'

PROGETTAZIONE	PROPONENTE	VISTI
<p>M&M ENGINEERING S.r.l. Sede Operativa: Via I Maggio, n.4 71045 Orta Nova (FG) - Italy tel./fax (+39) 0885791912 - ing.marianomarseglia@gmail.com</p> <p>Tecnico: ing. Mariano Marseglia</p> <p>Collaborazioni: ing. Antonio Capobianco ing. Giovanna Scuderi ing. Dionisio Staffieri ing. Giuseppe Federico Zingarelli geom. Francesco Mangino geom. Claudio A. Zingarelli</p> <p>Responsabile Commessa: ing. Mariano Marseglia</p>	<p>INERGIA S.p.a.</p> <p><small>UNI EN ISO 9001: 2015 UNI EN ISO 14001: 2015 BS OHSAS 18001: 2007</small></p>  <p>Sede Operativa: Via Cola D'Amatrice n.1 63100 ASCOLI PICENO Tel.: 0736/342490 Fax: 0736/341243</p> <p>Sede legale: Via Amo n.21 00198 ROMA Tel.: 06/97746380 Fax: 06/97746381</p> <p>www.inergia.it e-mail: info@inergia.it PEC: direzione.inergia@legalmail.it</p>	

DATI PROGETTAZIONE

Cod. Progetto 01EOL-2018	Commessa 180FN-0137	

Scala -	Formato Stampa A4	Cod. Elaborato EO-PER-PD-SIA-16	Rev. a	Nome File EO-PER-PD-SIA-16 - VALUTAZIONE RISORSA EOLICA E ANALISI DI PRODUCIBILITA	Elaborato 1	Foglio 1 di 21
------------	-----------------------------	---	------------------	--	-----------------------	--------------------------

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
a	29/10/2018	Prima Emissione	M. Marseglia	A.Corradetti	R.Cairolì

Sommario

1. LAYOUT IMPIANTO	3
2. MODELLO DI AEROGENERATORE	6
3. STAZIONE ANEMOMETRICA	7
4. CAMPAGNA DI MISURA.....	8
5. RISULTATI ANEMOMETRICI	11
6. CLASSIFICAZIONE DEL SITO	14
7. STIMA DELL'ENERGIA LORDA PRODUCIBILE	16
8. STIMA DELLE PERDITE TECNICHE DELL'IMPIANTO	17
9. STIMA DELL'ENERGIA NETTA PRODUCIBILE.....	20
10. RIFERIMENTI.....	21

1. LAYOUT IMPIANTO

L'impianto eolico oggetto della presente stima di producibilità sarà costituito da 12 aerogeneratori, ognuno della potenza di 4,2 MW ciascuno, per una potenza complessiva nominale di 50,4 MW. Gli aerogeneratori saranno ubicati in località Tre Perazzi nell'area ad ovest dell'abitato di Cerignola ed a est/sud-est dell'abitato di Stornarella, ad una distanza dai centri abitati rispettivamente di circa 8,4 km e 1,6, secondo una distribuzione che ha tenuto conto dei seguenti fattori:

- condizioni geomorfologiche del sito
- direzione principale del vento
- vincoli ambientali e paesaggistici
- distanze di sicurezza da infrastrutture e fabbricati
- pianificazione territoriale ed urbanistica in vigore

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa, in cui sono indicate per ciascun aerogeneratore le relative coordinate (UTM fuso 33).

COORDINATE UTM 33 WGS84			DATI CATASTALI		
WTG	E	N	Comune	Foglio	Particella
1	564634	4568100	Stornarella	18	2
2	565087	4567203	Cerignola	325	54
3	564432	4566836	Cerignola	326	58
4	563791	4566389	Cerignola	325	145
5	562907	4565911	Cerignola	327	49
6	562272	4565546	Cerignola	329	2
7	564818	4566342	Cerignola	325	184
8	562778	4565090	Cerignola	341	51
9	565105	4565779	Cerignola	322	7
10	564457	4565401	Cerignola	321	86
11	563685	4564947	Cerignola	341	29
12	563053	4564491	Cerignola	341	47

Tabella 1: Coordinate impianto.

Per determinare eventuali accelerazioni orografiche del flusso di vento è stata eseguita un'analisi approfondita dell'orografia del sito.

Il terreno oggetto dell'installazione presenta caratteristiche sostanzialmente pianeggianti, con dislivelli molto contenuti tra le posizioni d'installazione delle turbine. La quota media

d'installazione oscilla tra 145 e 170 metri s.l.m. Il sito presenta dunque come orograficamente piatto, secondo quanto definito in [1]. Una immagine del modello digitale di terreno utilizzato nello studio è riportata in Figura 1.

Il modello digitale di terreno è stato ottenuto attraverso la digitalizzazione di curve di livello con risoluzione orizzontale inferiore a 10 metri.

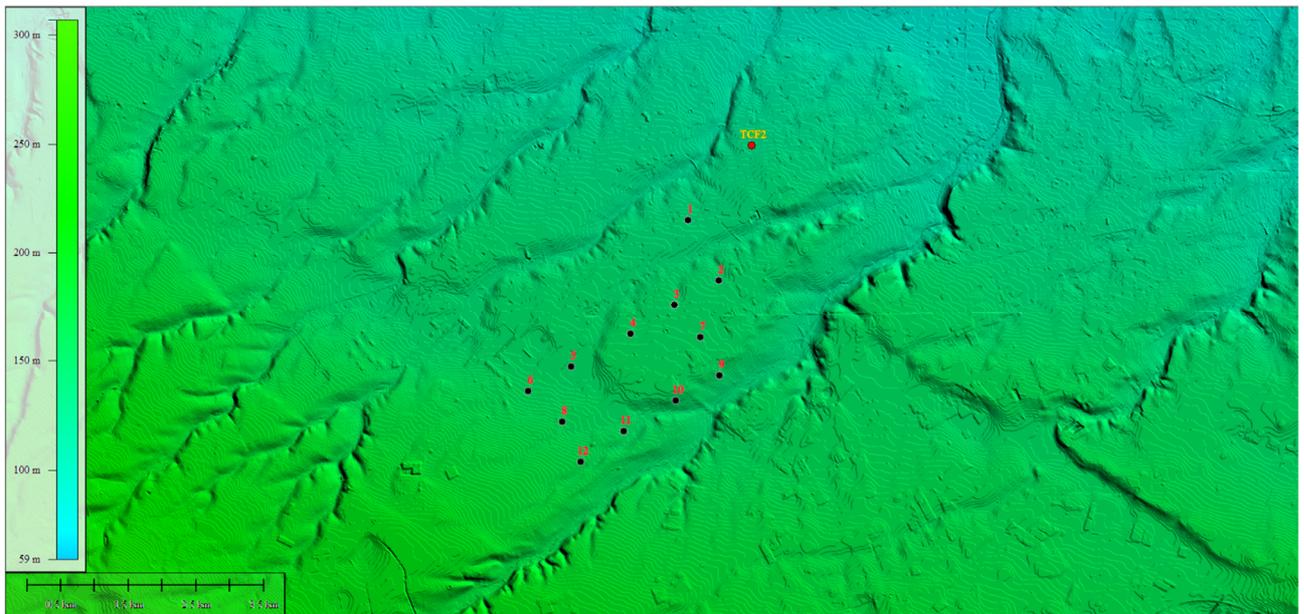


Figura 1: Orografia dell'area del sito (risoluzione spaziale inferiore a 10 m).

Allo scopo di valutare, invece, la variazione della velocità del vento con la quota è stata analizzato l'uso del suolo, nella zona interessata dall'impianto, utilizzando il database CORINE LULC con risoluzione 100 metri.

I dati estratti da Corine sono riportati in Figura 2, dalla quale si evince che tutta l'area del sito è costituita da terreni non irrigati arabili (colore giallo in Figura 2) con presenza di vigneti ed uliveti in prossimità di alcune turbine (colore marrone in Figura 2). Si nota inoltre la presenza di un nucleo urbanizzato (colore rosso in Figura 2) a nord-ovest rispetto all'area del sito, posto ad una distanza di circa due chilometri dalla turbina più vicina. Tale insediamento urbano è il Comune di Stornarella. A nord dell'area del sito si trova, invece, l'abitato di Stornara, posto anch'esso ad una distanza di circa 2 chilometri dalla turbina più prossima.

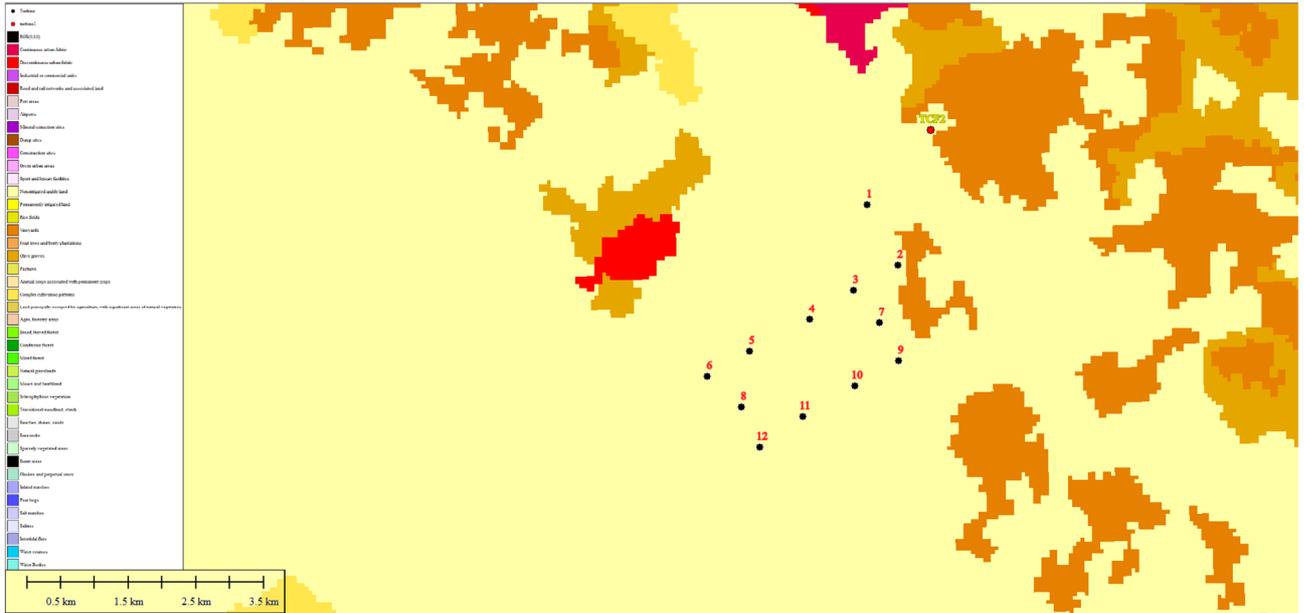


Figura 2: Uso del suolo nell'area del sito (risoluzione spaziale 100m).

Le informazioni di uso del suolo sono state estratte dalla mappa digitale e trasformate in altezza di rugosità utilizzando le tabelle di conversione contenute in [2]. In questo modo tali informazioni possono essere utilizzate per rappresentare l'andamento verticale della velocità del vento (wind shear).



Figura 3: Immagine satellitare dell'area del sito

L'immagine satellitare dell'area del sito, riportata nella Figura 3, conferma le considerazioni fatte sull'orografia e la rugosità della zona d'installazione.

2. MODELLO DI AEROGENERATORE

Gli aerogeneratori utilizzati nel progetto saranno ad asse orizzontale, costituiti da un sistema tripala, con generatore di tipo asincrono. Il modello di aerogeneratore da utilizzare verrà scelto in fase di progettazione esecutiva dell'impianto; le dimensioni previste per l'aerogeneratore tipo sono: diametro del rotore pari 150 m, altezza mozzo pari a 105 m, per un'altezza massima al tip (punta della pala) pari a circa 180m.

Al fine di effettuare la stima di producibilità è stato testato il seguente modello di turbina:

- Vestas V150 4.2 MW;

che rispetta i requisiti dimensionali e di potenza del progetto.

Le principali caratteristiche tecniche del modello di aerogeneratore testato in questo studio sono riportati nella

Tabella 2.

Costruttore Turbina	Modello Turbina	P. nominale [kW]	Diametro [m]	Altezza Mozzo [m]	Altezza Totale [m]	Classificazione IEC 61400-1
Vestas	V 150	4.2	150	105	180	S

Tabella 2: Caratteristiche tecniche delle turbine

Le curve di potenza e del coefficiente di spinta sono state ottenute direttamente dai costruttori e sono state utilizzate all'interno del software Wind Farm per la stima dell'energia producibile.

3. STAZIONE ANEMOMETRICA

Il sito è stato monitorato utilizzando la stazione anemometrica TC2, situata nel Comune di Stornara in località Posticciola e distante circa 3.5 chilometri dal centro del sito. Le coordinate d'installazione della stazione anemometrica (UTM, WGS84) sono:

- $X = 565573$ m E;
- $Y = 4569211$ m N

La stazione si può ritenere rappresentativa della velocità del vento su tutto il parco, secondo le linee guida [1], in virtù della sua vicinanza a tutte le turbine. Inoltre, possedendo sensori ad 80 metri di quota sul livello del suolo la stazione si può ritenere rappresentativa anche della velocità a quota hub (in accordo con [1]).

La struttura di monitoraggio è costituita da una torre tralicciata a sezione triangolare, mostrata in Figura 4, è stata installata in data 01/02/2011 ed è tuttora funzionante.



Figura 4: Vista dell'anemometro installato in località Posticciola, Comune di Stornara

L'installazione della stazione di misura, è sostanzialmente conforme a quanto disposto nell'Annex G di [4], di conseguenza sono limitati gli effetti di schermo della torre sui sensori.

I braccetti porta-sensori sono stati installati nelle direzioni di provenienza prevalenti (315° e 225°) ed hanno una lunghezza sufficiente per prevenire il rallentamento della velocità misurata, dovuto all'effetto di sovrappressione della torre.

Le caratteristiche della stazione di misura e dei sensori sono riportate nella Tabella 3.

Tutti i sensori di velocità sono stati calibrati al momento dell'installazione (Tabella 4). I parametri di calibrazione (Scale and Offset) sono stati verificati mediante analisi dei dati e risultano congruenti con quelli impostati nel data-logger.

Tipo di Sensore	Numero Seriale	Identificativo Canale	Marca/Modello Sensore	Orientamento Direzione	Orientamento Supporto	Lunghezza Supporto
Velocità 80 m	145429	C1	NRG #40C	===	315°	0.1 m
Velocità 80 m	151464	C2	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 70 m	151487	C3	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 60 m	151495	C4	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Velocità 40 m	98126	C5	NRG #40C	===	225°	0.3 m
Direzione 80 m	===	A1	NRG #200P	0°	135°	0.1 m
Direzione 70 m	===	A2	NRG #200P	0°	315°	0.3 m
Direzione 40 m	===	A3	NRG #200P	0°	315°	0.3 m
Temperatura	===	A4	NRG #110S	===	===	===
	1006603	A4	NESA ANS TA A			
Data Logger	010386	===	Nomad 2 GSM	===	===	===

Tabella 3: Caratteristiche sensori torre anemometrica TC2

Tipo di Sensore	Numero Seriale	Presenza Calibrazione	Ente Calibratore	Data Certificato	Slope/ Offset	Errore Standard
Velocità 80 m	145429	Si	OTECH Inc	14/05/2010	0.757 / 0.35	0.0754 m/s
Velocità 80 m	151464	Si	OTECH Inc	19/04/2010	0.754 / 0.41	0.0641 m/s
Velocità 70 m	151487	Si	OTECH Inc	19/04/2010	0.758 / 0.40	0.0659 m/s
Velocità 60 m	151495	Si	OTECH Inc	19/04/2010	0.758 / 0.39	0.0701 m/s
Velocità 40 m	98126	Si	OTECH Inc	29/01/2009	0.754 / 0.36	0.0722 m/s
Direzione 80 m	===		===	===		===
Direzione 70 m	===		===	===		===
Direzione 40 m	===		===	===		===
Temperatura	NESA ANS TA A	Si	NESA Srl	28/07/2014	37 / 40	===

Tabella 4: Calibrazione dei sensori torre anemometrica TC2

4. CAMPAGNA DI MISURA

La stazione di misura è stata installata in data 01/02/2011 ed è tuttora funzionante. Al fine di determinare la producibilità del parco eolico di futura installazione sono stati considerati i dati registrati dall' 01/02/2011 ore 11:30 all'01/05/2018 ore 01:00. Il dataset copre circa 7.2 anni con dati decimimali, per un totale di oltre 10'666'000 campioni.

Durante la campagna di misura sono stati effettuati i seguenti interventi di manutenzione alla stazione

- 11/03/2011 ripristino sensore temperatura e modifica offset del sensore velocità C1 80 m (da 0.36 a 0.35 come da certificato)
- 20/03/2012 sostituzione memory card
- 21/09/2012 ripristino stazione per componenti danneggiati e mancanti: box data logger aperto, cavi tranciati e pannello FV rubato; data-logger di conseguenza non funzionante
- 30/07/2014 sostituzione quadro esterno
- 09/10/2014 sostituzione sensore temperatura ed installazione cavo sensore NESA
- 12/03/2015 sostituzione scheda interfaccia sensori e sostituzione batterie 12V e 9V
- 23/07/2015 sostituzione sensori direzione
- 14/06/2016 sostituzione scheda interfaccia (bruciata), sostituzione batteria e ripristino tirante acciaio
- 28/10/2016 sostituzione scheda interfaccia sensori e batterie

La copertura dei dati prima del filtraggio è risultata superiore al 97% per i sensori di velocità (Tabella 5) mentre è stata paria a circa il 78% per i sensori di direzione (Tabella 6). Si sottolinea, tuttavia, che per almeno 3 anni completi la percentuale di copertura dei dati di direzione ha superato il 90%

Variable	C1_80m	c2_80m	c3_70m	c4_60m	c5_40m
Measurement height (m)	80	80	70	60	40
Mean wind speed (m/s)	5.954	5.939	5.825	5.656	5.182
Median wind speed (m/s)	5.705	5.676	5.592	5.418	4.997
Min wind speed (m/s)	0.35	0.41	0.4	0.39	0.36
Max wind speed (m/s)	29.522	28.305	28.146	27.66	25.471
Weibull k	1.939	1.975	2	2.006	2.007
Weibull A (m/s)	6.69	6.68	6.553	6.363	5.827
Possible data points	380,962	380,962	380,962	380,962	380,962
Valid data points	373,210	373,210	373,240	373,241	373,243
Missing data points	7,752	7,752	7,722	7,721	7,719
Recovery rate (%)	97.97	97.97	97.97	97.97	97.97

Tabella 5: Fattori di copertura dei dati di velocità

Sensor A1 Direction 80 m			
Year	Possible data	Valid Data	Recovery Rate(%)
2011	48,028	48,023	99.99
2012	52,704	47,092	89.35
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	14,197	27.01
2015	52,560	23,184	44.11
2016	52,704	52,322	99.28
2017	52,560	52,553	99.99
2018	17,286	6,106	35.32
All Data	380,962	296,037	77.71

Sensor A2 Direction 70 m			
Year	Possible data	Valid Data	Recovery Rate(%)
2011	48,028	48,023	99.99
2012	52,704	47,092	89.35
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	14,197	27.01
2015	52,560	23,184	44.11
2016	52,704	52,322	99.28
2017	52,560	52,553	99.99
2018	17,286	6,106	35.32
All Data	380,962	296,037	77.71

Sensor A3 Direction 40 m			
Year	Possible data	Valid Data	Recovery Rate(%)
2011	48,028	48,023	99.99
2012	52,704	47,092	89.35
2013	52,560	52,560	100
2014	52,560	14,197	27.01
2015	52,560	23,184	44.11
2016	52,704	52,321	99.27
2017	52,560	52,553	99.99
2018	17,286	6,106	35.32
All Data	380,962	296,036	77.71

Tabella 6: Fattori di copertura dei dati di direzione

Sui dati misurati sono state effettuate le opportune operazioni di filtraggio, definite in [1] e sono state effettuate opportune operazioni di riempimento gap. In particolare nei seguenti casi:

- mancanza totale di dati dal 12/08/2012 al 20/09/2012;
- mancanza dati di velocità del vento dal 21/10/2014 al 29/10/2014;
- mancanza dati di direzione dal 09/04/2014 al 24/07/2015;
- mancanza dati di direzione dal 17/01/2018 al 05/04/2018.

Il riempimento è stato eseguito in riferimento all'anno tipo di dati estratto per il periodo con sufficiente recovery rate, mediante metodo Markov Chain.

I risultati dopo il filtraggio ed il riempimento mostrano fattori di copertura superiori al 97% per tutti i sensori di velocità eccetto C2 e pari al 100% per il sensore di direzione A1.

La campagna di misura, in riferimento alle linee guida [1] può dirsi completa.

Variable	C1_80m	c2_80m	c3_70m	c4_60m	c5_40m
Measurement height (m)	80	80	70	60	40
Mean wind speed (m/s)	5.946	6.02	5.822	5.656	5.182
Median wind speed (m/s)	5.704	5.795	5.59	5.418	4.997
Min wind speed (m/s)	0.35	0.41	0.347	0.39	0.36
Max wind speed (m/s)	29.522	28.305	28.146	27.66	25.471
Weibull k	1.948	1.984	2.016	2.006	2.007
Weibull A (m/s)	6.682	6.769	6.559	6.363	5.827
Possible data points	380,962	380,962	380,962	380,962	380,962
Valid data points	370,523	356,884	380,962	373,251	373,251
Missing data points	10,439	24,078	0	7,711	7,711
Data recovery rate (%)	97.26	93.68	100	97.98	97.98

Tabella 7: Fattore di copertura dei dati di velocità del vento dopo il filtraggio

	Measur. Height	Possible Data	Valid Data	Recovery rate	Mean	Median	Min	Max	Std. Dev
A1 sensor	80	380,962	380,962	100	271.3	253.8	0	360	70.6
A2 sensor	70	380,962	296,037	77.71	274.5	254.7	0	360	72.2
A3 sensor	40	380,962	296,037	77.71	271.2	252.9	0	360	71.5

Tabella 8: Fattore di copertura dei dati di direzione del vento dopo il filtraggio

5. RISULTATI ANEMOMETRICI

Come emerge dai risultati presentati in Tabella 7 dopo il filtraggio dei dati anemometri ed il riempimento dei “buchi di dati”, la velocità media misurata ad 80 metri è pari a circa 6,0 m/s. La distribuzione in frequenza della velocità del vento può essere approssimata con una curva di Weibull con parametri:

- $k=2$;
- $A=6,8$ m/s.

La distribuzione di frequenza e l'approssimazione di essa mediante curva di Weibull è rappresentata in Figura 5. L'analisi della frequenza di direzione (Figura 6) mostra che sono prevalenti le direzioni di provenienza 300° , 240° e 330° . Sostanzialmente quindi il vento dominante proviene dai quadranti Ovest e con prevalenza da Ovest-Nord/Ovest.

L'analisi degli andamenti di velocità del vento mensili e giornalieri (Figura 7) rivela una ventosità più elevata nei mesi invernali (Dicembre – Marzo) e nelle ore pomeridiane (15-18). I valori di velocità del vento medi scendono al diminuire della quota di misura, senza presentare anomalie.

L'andamento verticale della velocità media del vento, monitorato dai cinque sensori alle quote di 80 (2 sensori), 70, 60 e 40, può essere approssimato mediante una curva di potenza con esponente $\alpha=0,157$. Scegliendo invece l'approssimazione logaritmica si ottiene una lunghezza di rugosità $z_0=0,09$ m (Figura 8).

I valori dei parametri α e z_0 confermano sostanzialmente le ipotesi sulla rugosità del terreno attorno alla posizione dell'anemometro, derivate dall'analisi di foto satellitare e del data-base di uso del suolo Corine.

La presenza di coltivazioni con vigneti ed uliveti è compatibile con una lunghezza di rugosità di 0.09 m.

Mediante l'approssimazione del profilo verticale di velocità con curve continue (di potenza o logaritmica) è possibile estrapolare le condizioni alla quota hub:

- Velocità media del vento a 99 m di quota 6,16 m/s;
- Velocità media del vento a 105 m di quota 6,23 m/s
-

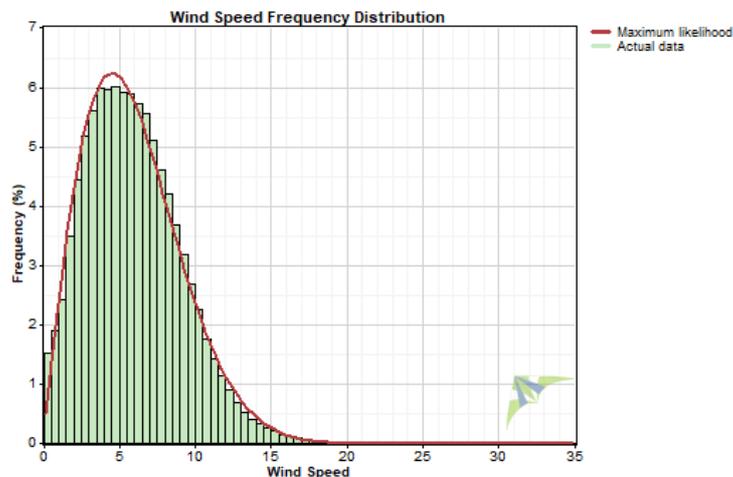


Figura 5: Distribuzione di frequenza e curva di Weibull

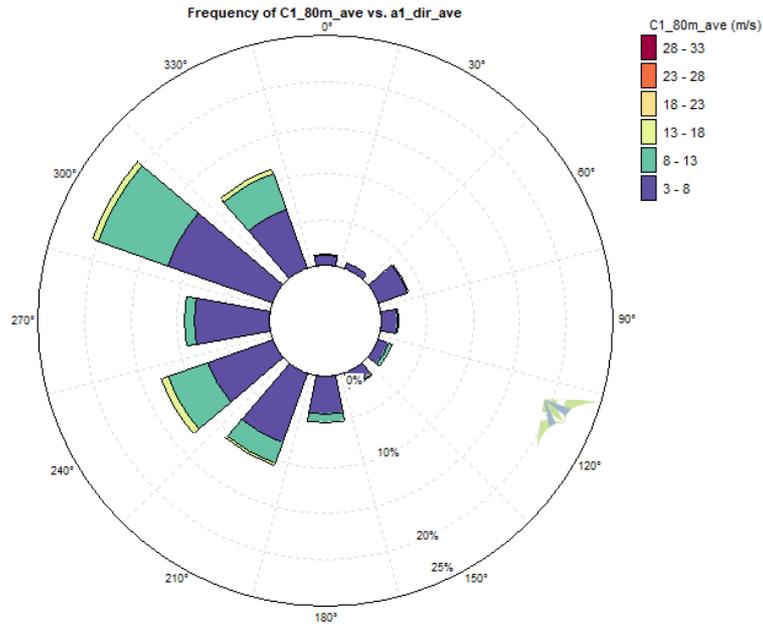


Figura 6: Distribuzione di frequenza della direzione

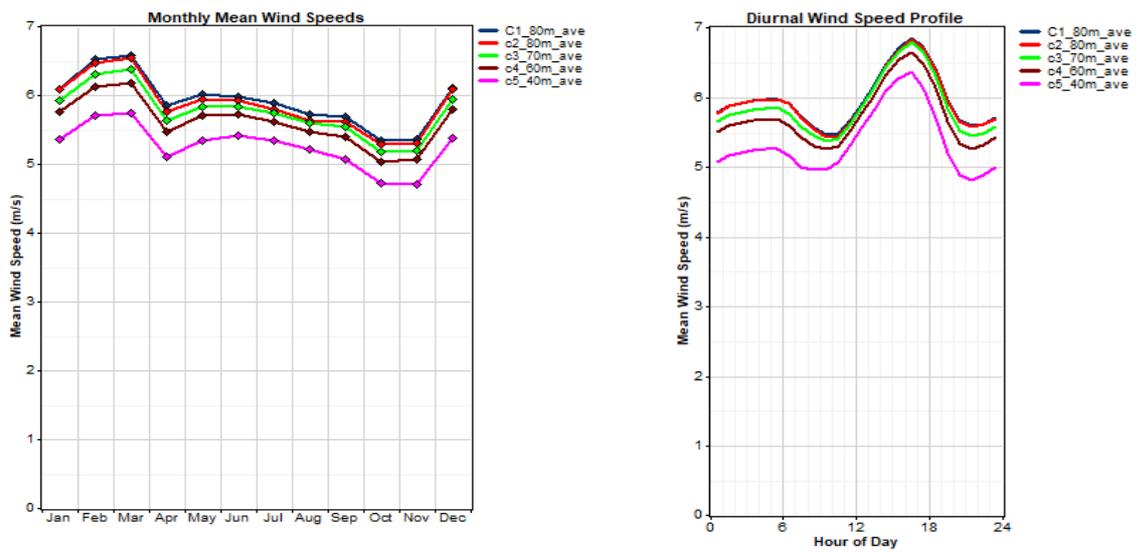


Figura 7: Andamento mensile (sinistra) e giornaliero (destra) della velocità del vento

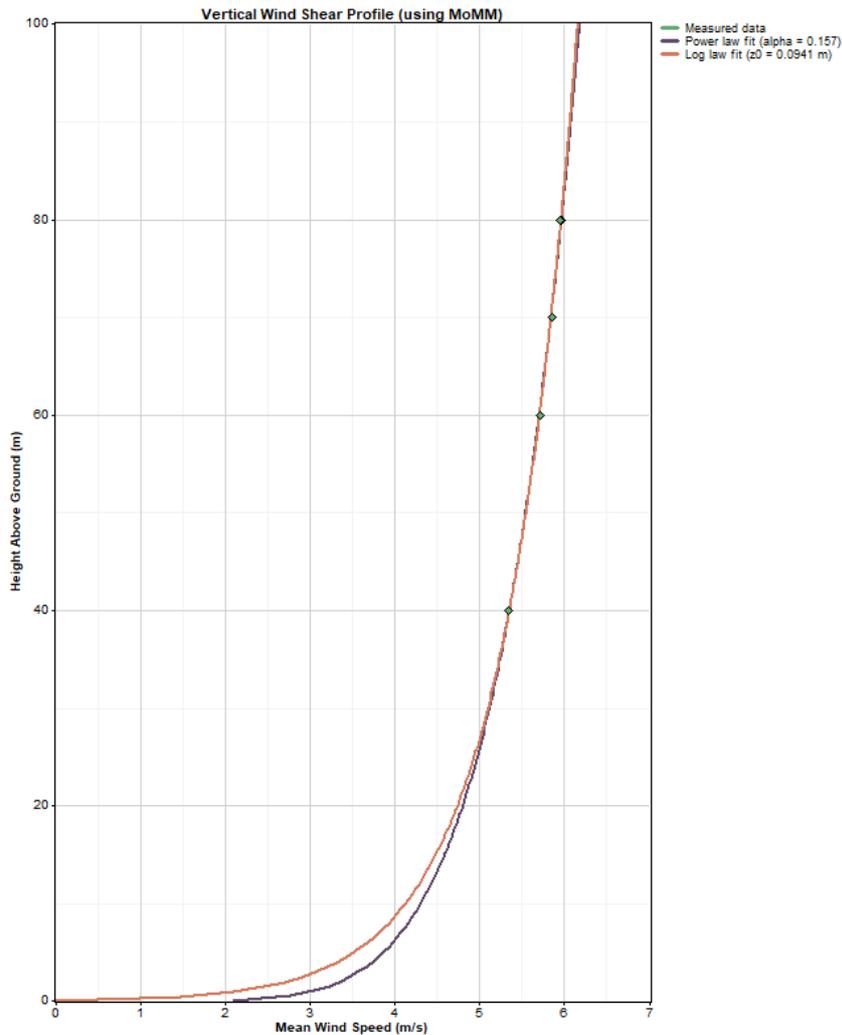


Figura 8: Andamento verticale della velocità del vento (Wind shear).

6. CLASSIFICAZIONE DEL SITO

Sulla base dei dati misurati all'anemometro ed estrapolati a quota hub è stata condotta un'analisi delle velocità del vento estreme e della turbolenza sulla posizione dell'anemometro.

Il calcolo del vento estremo è stato effettuato con diversi algoritmi ed i risultati sono riportati in Tabella 9.

Il valore massimo della velocità mediata su dieci minuti a quota hub è stimabile tra 27.5 m/s e 34.6 m/s. In relazione alla classificazione contenuta in [3], la classe corrispondente a tali condizioni di vento è la IEC III.

Method	Vref (50 yr)
	(m/s)
Periodic Maxima	34.224
Method of Independent Storms	34.607
EWTS II (Exact)	27.469
EWTS II (Gumbel)	27.838
EWTS II (Davenport)	30.176

Tabella 9: Velocità del vento estrema calcolata mediante diversi algoritmi

L'analisi della turbolenza alla velocità di 15 m/s mostra valori di intensità di turbolenza media a quota hub pari al 9% circa e di intensità di turbolenza rappresentativa pari al 12.4% circa. In relazione alla classificazione contenuta in [3], la classe corrispondente a tali condizioni di vento è la IEC C (Figura 9).

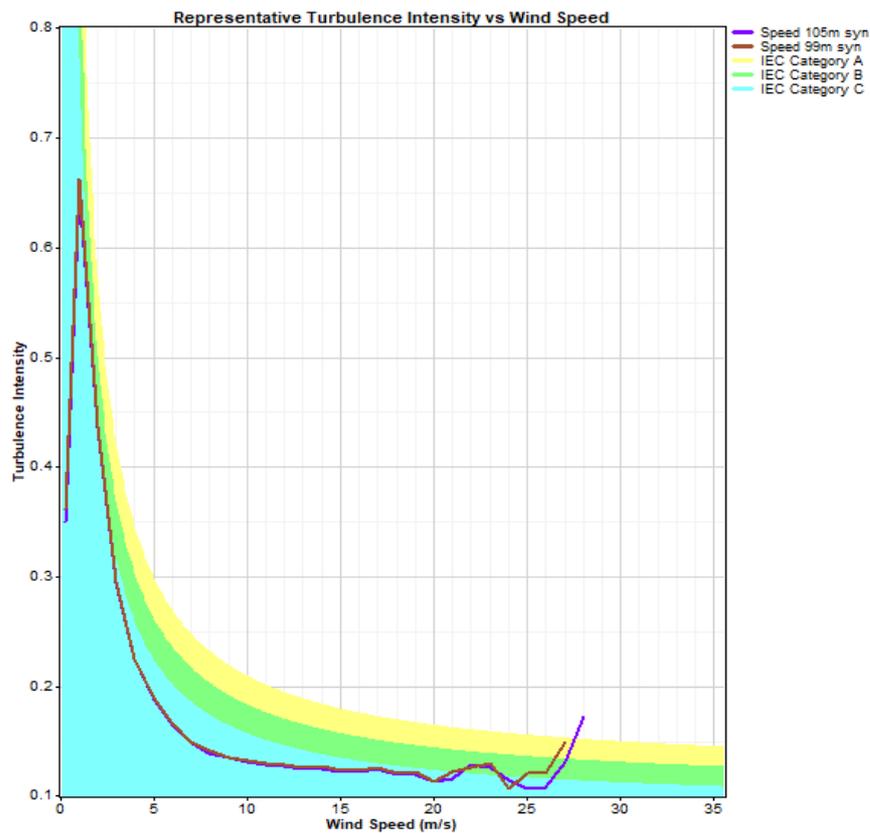


Figura 9: Analisi della turbolenza a quota hub in funzione della velocità del vento.

L'analisi dei dati di vento misurati dall'anemometro produce una classificazione del sito (posizione del palo anemometrico) III C, idonea all'installazione dei modelli di turbina testati in questo studio.

Date le caratteristiche orografiche e di rugosità superficiale del sito si ritiene poco probabile avere significative variazioni delle velocità estreme e delle condizioni di turbolenza sulle posizioni delle turbine, rispetto a quanto rilevato all'anemometro.

7. STIMA DELL'ENERGIA LORDA PRODUCIBILE

I risultati anemometrici ottenuti dall'analisi dei dati insieme ai modelli digitali di terreno ed uso del suolo ed alle curve di potenza degli aerogeneratori selezionati sono stati inseriti nel software WindFarm (Resoft Ltd) per la simulazione del campo di vento sull'orografia.

Il software utilizza un modello lineare delle equazioni governanti il flusso turbolento d'aria sul terreno (Jackson-Hunt 1975) più che adeguato all'estrapolazione orizzontale del campo di vento sulle turbine.

Note le condizioni di vento sulle posizioni delle turbine si ricava agevolmente l'energia media annua estraibile. Tale energia considera anche le perdite di scia dovute all'interferenza di altre turbine (esterne ed interne al parco in esame). Le perdite di scia sono state determinate sulla base delle curve del coefficiente di spinta, ottenute dal costruttore ed utilizzando appositi modelli di propagazione della scia.

Nelle seguenti tabelle sono riportate le energie totali e per singola turbina in termini di GWh/anno e di ore equivalenti a potenza nominale (Full Operational Hours). Queste energie devono intendersi al lordo delle perdite d'impianto che possono prodursi tra l'uscita del generatore della turbina ed il contatore di scambio con la rete nazionale di trasmissione oltre che di tutte le perdite per indisponibilità ed under-performance.

La produzione lorda stimata è di circa 153 GWh/anno ovvero 3040 ore equivalenti.

TURBINE ENERGY YIELD								
Wind Turbine Identifier	Base Yield GWh	Topographic Effects % Change	Wake Losses % Loss	Total Yield GWh	Turbine Model Vestas	Rated Power MW	Operational Hours H	
1	13.766	-0.37	-2.44	13.3792	V150 4.2	4.2	3000	
2	13.766	-0.21	-6.81	12.801	V150 4.2	4.2	3000	
3	13.766	-0.04	-6.53	12.8627	V150 4.2	4.2	3000	
4	13.766	0.04	-5.27	13.0457	V150 4.2	4.2	3000	
5	13.766	-1.72	-6.25	12.6839	V150 4.2	4.2	3000	
6	13.766	-1.64	-3.48	13.0693	V150 4.2	4.2	3000	
7	13.766	0.18	-8.32	12.6436	V150 4.2	4.2	3000	
8	13.766	-1.15	-8.29	12.4789	V150 4.2	4.2	2500	
9	13.766	-1.51	-9.38	12.2871	V150 4.2	4.2	2500	
10	13.766	-1.19	-7.63	12.5652	V150 4.2	4.2	2500	
11	13.766	-1.46	-8.86	12.3626	V150 4.2	4.2	2500	
12	13.766	-0.68	-5.29	12.9487	V150 4.2	4.2	3000	
	165.19	-0.813	-6.546	153.13		50.4	3000	

Tabella 10: Energia annua al lordo delle perdite d'impianto per il modello di turbina Vestas V150 4.2MW

8. STIMA DELLE PERDITE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Oltre le perdite aerodinamiche per effetto della scia di ciascun aerogeneratore sugli altri, già considerate sulla produzione lorda, devono essere considerate tutte le perdite che possono verificarsi tra la sezione di produzione delle singole turbine ed il contatore di immissione alla rete nazionale.

Una classificazione delle perdite tipiche di un impianto eolico può essere la seguente:

1. Perdite per indisponibilità;
 - delle turbine;
 - delle infrastrutture dell'impianto;
 - della rete elettrica
2. Perdite elettriche;
 - operative (perdite per trasporto, trasformazione, ecc...);
 - auto-consumi elettrici;
3. Perdite di prestazione turbine;
 - modifica curva di potenza;
 - isteresi della curva ad alte velocità;

- diminuzione delle prestazioni per caratteristiche del sito
- 4. Perdite ambientali;
 - degrado delle prestazioni;
 - degrado per deposito di ghiaccio sulle pale;
 - spegnimenti per presenza di ghiaccio;
 - spegnimenti per temperatura fuori range;
- 5. Perdite per taglio della potenza
 - Wind Sector Management (WSM);
 - ordini di dispacciamento;
 - taglio per superamento di limiti acustici

Le perdite per indisponibilità tengono conto della mancata disponibilità della turbina in periodi di tempo nei quali, per le condizioni di vento in essere, dovrebbe invece produrre energia. La mancata disponibilità può avvenire per problemi tecnici dell'aerogeneratore, delle altre componenti dell'impianto o della rete elettrica.

Le perdite per indisponibilità sono generalmente calcolate sulla base della disponibilità garantita dai contratti di O&M. In questa fase del progetto l'entità di tali perdite è stata ipotizzata sulla base di valori di letteratura.

Le perdite elettriche sono sostanzialmente quelle connesse al trasporto dell'energia fino alla sotto-stazione ed alla trasformazione MT/AT. Le perdite elettriche sono connesse anche al consumo di energia per l'alimentazione dei sistemi ausiliari, tuttavia generalmente si preferisce considerare la fornitura di energia elettrica per gli ausiliari come un costo e non come una perdita tecnica. Le perdite elettriche sono state ipotizzate in base alle caratteristiche tecniche del layout e della soluzione di connessione.

Le perdite di prestazione delle turbine sono imputabili alla modifica della curva di potenza rispetto a quanto garantito dal costruttore, all'isteresi della curva ad elevate velocità ed alla modifica delle condizioni di funzionamento rispetto al sito in cui la macchina è stata testata. Queste perdite sono state stimate in base alle caratteristiche del sito in oggetto e della ventosità rilevata dalla stazione di misura.

Le perdite per avverse condizioni ambientali riguardano il degrado che polvere insetti, alte temperature e raggi UV provocano normalmente sulla superficie delle pale. La misura delle condizioni climatiche in sito ha permesso di escludere le perdite associate a formazione e deposito di ghiaccio sulle superficie aerodinamiche.

Le perdite per taglio (curtailment) della potenza riguardano invece tutte le situazioni in cui il parco potrebbe normalmente operare ma il gestore dell'impianto applica una limitazione (fino all'annullamento) della potenza per ragioni esterne alle normali operazioni dell'impianto; ad esempio eccesso di turbolenza di scia su alcune turbine per venti di una certa entità, provenienti da alcune direzioni (Wind Sector Management - WSM), ordini di dispacciamento del gestore della rete, superamento dei limiti di emissione acustica, ecc Poiché non sono previste condizioni di WSM per motivi strutturali o d'impatto ambientale per il parco eolico in esame, sono state tenute in conto solo eventuali perdite per ordini di dispacciamento.

Nella Tabella 11 sono indicati i valori stimati, in questa fase della progettazione dell'impianto, per le perdite d'impianto suddivise nelle categorie precedentemente illustrate. Il risultato complessivo è pari al 7.8 % circa dell'energia prodotta.

È utile ricordare che, per come è stata eseguita la modellazione del flusso di vento sull'orografia ed il calcolo dell'energia estraibile dal parco eolico, il valore di produzione lorda tiene già conto delle perdite aerodinamiche dovute alla scia delle turbine.

ENERGY LOSSES			
Category			Value
Availability			96.3%
	Turbine	Availability	3.00%
	Balance of plant	Availability	0.20%
	Grid	Availability	0.50%
Electrical Efficiency			97.5%
	Operational	Electrical losses	2.50%
	Wind Farm Electrical	Consumption	0.00%
Turbine performance			99.8%
	Power Curve adjustment	losses	0.00%
	High wind speed	hysteresis	0.10%
	Sub-optimal turbine	performance losses	0.10%
Environmental			99.4%
	Performance Degradation	losses	0.50%
	Degradation due to icing	losses	0.00%
	Icing shutdown	losses	0.00%
	temperature shutdown	losses	0.10%
Curtailment			99.0%
	Wind sector management	losses	0.00%
	Grid curtailment	losses	1.00%
	Noise and Visual curtailment	losses	0.00%
Other			
	External wake	losses	0.00%
TOTAL	ENERGY	LOSSES	7.77%

Tabella 11: Perdite energetiche stimate

9. STIMA DELL'ENERGIA NETTA PRODUCIBILE

La determinazione della producibilità netta dell'impianto si effettua sottraendo dal valore di energia lorda, calcolato in precedenza, il valore delle perdite d'impianto stimate in base alle caratteristiche tecniche del progetto ed in base ad alcune assunzioni tratte dalla letteratura tecnica.

Facendo riferimento ai risultati di produzione ottenuti per le turbine Vestas V 150 4.2 MW (Tabella 10) e tenendo conto del valore di perdita tecnica dell'impianto pari al 7.8% (Tabella 11), si hanno i seguenti valori di energia netta stimata:

- 12 Vestas V 150 4.2 MW (potenza nominale totale 50.4 MW) energia netta 141 GWh/anno pari a circa 2795 ore equivalenti a potenza nominale;

I risultati sono riassunti nella seguente

Tabella 12.

L'energia così determinata può essere considerata una stima con probabilità di superamento del 50% ovvero corrispondente al valore medio dell'energia prodotta, durante gli anni di vita operativa del parco eolico.

N°turbine	Costruttore	modello	Potenza nominale turbina [MW]	Potenza nominale Totale [MW]	Energia Netta [GWh/anno]	Ore Equivalenti [h]
12	Vestas	V 150	4.2	50.4	141	2795

Tabella 12: Sintesi dei risultati di stima della producibilità

10. RIFERIMENTI

- [1] MEASNET Procedure, Evaluation of Site-Specific Wind Conditions, Version 2, April 2016.
- [2] J. Wieringa, Updating the Davenport roughness classification, Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, Volume 41, Issues 1–3, October 1992, Pages 357-368.
- [3] International Electrotechnical Commission, Wind Turbines – Part 1: Design requirements, IEC 61400-1:2005.
- [4] International Electrotechnical Commission, Wind Turbines – Part 12-1: Power performance measurement of electricity producing wind turbines, IEC 61400-12-1:2005.