



REGIONE
CAMPANIA



PROVINCIA
DI
BENEVENTO



COMUNE DI
CASTELFRANCO IN
MISCANO



PROVINCIA
DI
AVELLINO

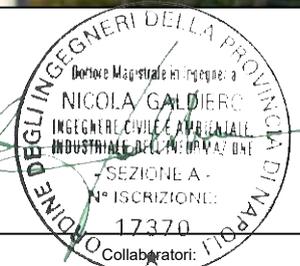


COMUNE DI
ARIANO IRPINO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DA 34 MW NEL COMUNE DI CASTELFRANCO IN MISCANO (BN) , CON OPERE DI CONNESSIONE IN CASTELFRANCO IN MISCANO (BN) E ARIANO IRPINO (AV)



Proponente	 <p>DMA LUCERA SPL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it</p>				
Progettazione	 <p>Viale Michelangelo, 71 80129 Napoli TEL.081 579 7998 mail: tecnico.inse@gmail.com</p> <p>Amministratore: Amm. Francesco Di Maso Ingegnere: Ing. Nicola Galdiero Ingegnere: Ing. Pasquale Esposito</p>				
Elaborato	<p>Nome Elaborato:</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE PRODUCIBILITA'</p>				
00	08-10-2023	PRIMA EMISSIONE	INSE Srl	INSE Srl	DMA Lucera Srl
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala:	-:-				
Formato:	A4				
	Codice Pratica	S252	Codice Elaborato	AS252-INT II-08-R	



Collaboratori:
Geol. V. E. Iervolino
Dott. Agr. A. Ianiro
Archeol. A. Vella
Ing. V. Triunfo
Arch. C. Gaudiero
Ing. F. Quarto
Arch. M. Mauro
Geotecnica Meridionale Srl



Centrale Eolica DMA - Castelfranco in Miscano
Studio di Producibilità

Preparato per:
DMA Lucera s.r.l. – Ilaria Bonanomi
Distribuzione a discrezione del Cliente

Report: **20-2021-TN01 Rev C** - Data di Emissione: **19 Luglio 2023**
Autore: Davide Medici – davide.medici@rengenconsulting.com

Indice

1 Sintesi	2
2 Sito di Castelfranco - sviluppo DMA	3
3 Correlazione di Lungo Periodo	9
4 Estrapolazione ad altezza mozzo	11
5 Calcolo della producibilità	13

Revisioni:

TN01-Rev A 25 Gennaio 2022 - Prima versione

TN01-Rev B 25 Gennaio 2022 - Minime variazioni di testo

TN01-Rev C 19 Luglio 2023 - Nuovi modelli di turbina

Ogni responsabilità per questo lavoro si intende ai sensi di legge. Il documento deve essere considerato nella totalità dei documenti eventualmente richiamati. Il lavoro è protetto dalle leggi sul copyright e può essere distribuito solo previo accordo scritto tra il Cliente e la RenGen Consulting s.a.s. Non si assume alcuna responsabilità per le informazioni, utilizzo ed i dati utilizzati per il lavoro.

1 Sintesi

- **Progetto:** Centrale Eolica DMA - Castelfranco in Miscano

Posizione	Turbine	Potenza	Altezza Mozzo	Producibilità P50
Castelfranco, Campania	3 N163-6.8MW	20.4 MW	118 m	51.9 GWh/annum
	1 N131-3.9MW	3.9 MW	134 m	
	1 N131-3.9MW	3.9 MW	84 m	

Tabella 1.1: Caratteristiche del progetto

- **Scopo del lavoro:** Studio di Producibilità

RenGen Consulting ha elaborato la relazione di producibilità per il sito di Castelfranco in Miscano, sviluppato da DMA Lucera s.r.l.. L'area può essere classificata come complessa, con accesso garantito da strade Statali e Provinciali in ottime condizioni. La campagna di misura è stata effettuata da un anemometro nell'area, di altezza 65 m, per una durata di circa 2 anni. La correlazione di lungo periodo con i dati ERA5 per un periodo di 18 anni è eccellente e conferma la rappresentatività della velocità media misurata al sito in esame.

Le turbine BCN02-BCN04-BCN05 hanno altezza mozzo 118 m, la turbina BCN03 altezza mozzo 134 m e la turbina BCN01 altezza mozzo 84 m.

2 Sito di Castelfranco - sviluppo DMA

Il terreno su cui è proposta la centrale eolica di Castelfranco in Miscano può essere definito complesso, con uno sviluppo lungo un crinale che scende allontanandosi dal paese in direzione sud-sudest. Una turbina è invece posizionata sul lato del crinale parallelo ad ovest dello sviluppo principale. Le turbine eoliche sono a circa 5 km di distanza dall'anemometro, che si trova a nord rispetto alle turbine come si evince dalla Fig 2.1. La variazione della velocità del vento nell'area è stata stimata con i dati misurati alla torre anemometrica, interpretati dal Consulente sulla base della propria esperienza. Come si vede in Fig 2.2, che rappresenta la tipica visuale nella zona, il terreno è adibito a coltivazioni con solo piccole aree boschive. Nella zona sono state osservati casolari isolati. In Fig 2.3 è stata inclusa la visuale verso nord del sito dalla posizione intermedia tra la Turbina BCN02 e BCN04.

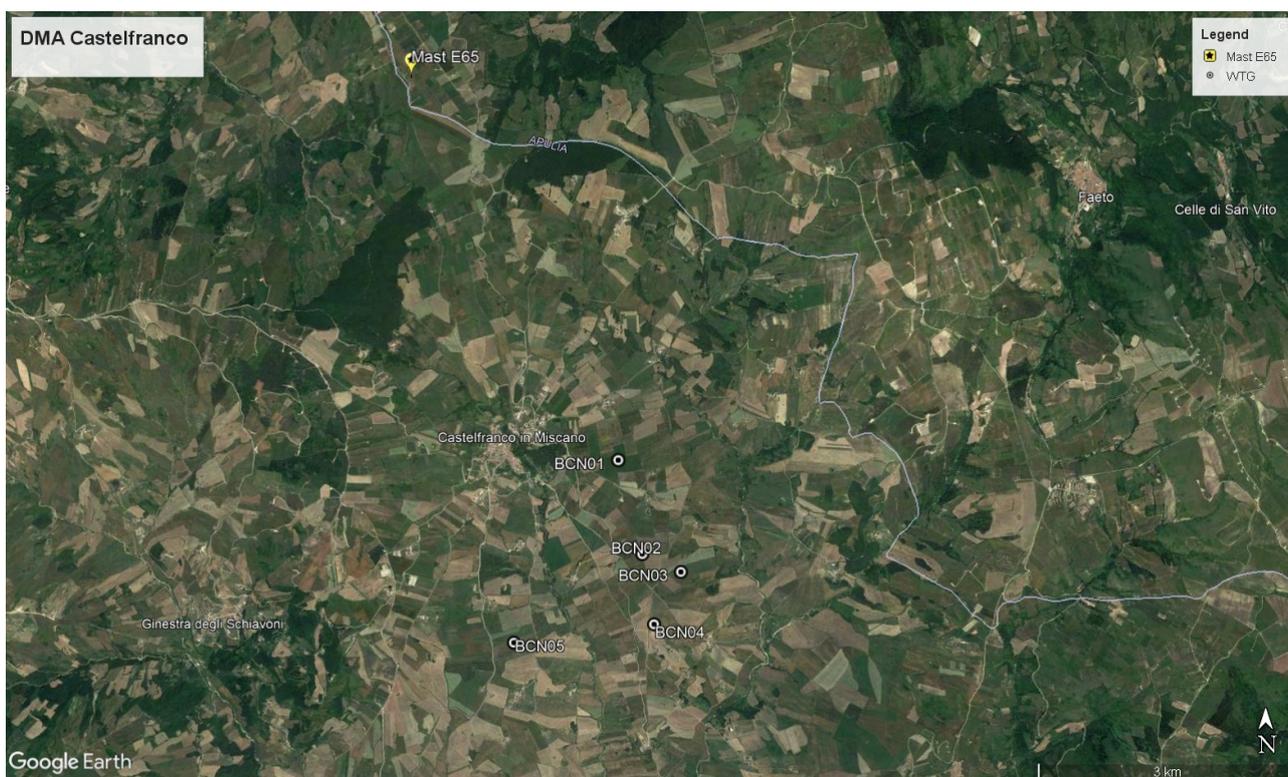


Figura 2.1: DMA Castelfranco, riferimento per il layout di impianto

La Strada Provinciale SP126 si trova ad ovest del parco. La viabilità interna è garantita da strade secondarie asfaltate e sterrate che dovranno essere migliorate per permettere il passaggio delle attrezzature e delle turbine, tuttavia l'accesso al sito non rappresenta un problema allo sviluppo del progetto anche in funzione degli altri parchi eolici nell'area.

Dati anemologici sono disponibili da una torre anemometrica di 65 m, Mast E65, che ha misurato da Marzo 2005 a Luglio 2007. La torre anemometrica non è più attiva ed era installata nelle coordinate di Tabella 2.1, in cui sono riportate anche le posizioni delle turbine eoliche.

La visuale panoramica fotografata dalla torre tubolare anemometrica è in Figura 2.4. Sensori di velocità Thies First Class sono installati a 65 m, 53 m e 42 m su supporti orizzontali orientati a 315 gradi per l'anemometro a 53 m e 45 gradi per gli altri due sensori. Sensori di direzione Thies sono disponibili a 65 m e 42 m su supporti orizzontali orientati a nordovest. Dalla



Figura 2.2: DMA Castelfranco, panoramica sulla parte est della centrale eolica in sviluppo. Foto dalla posizione, approssimativa, della Turbina BCN05 in direzione nordest.

Tabella 2.1: Coordinate della torre anemometrica e delle turbine eoliche, UTM ED1950 Datum, Zone 33T.

Descrizione	Est [m]	Nord [m]
Mast E65	506125	4576168
BCN01	508415	4571949
BCN02	508682	4570880
BCN03	509122	4570654
BCN04	5508815	4570068
BCN05	507221	4569854

documentazione fotografica si evince che i supporti orizzontali sono circa 4.5 volte il diametro della struttura della torre e sono su supporti verticali a loro volta alti circa 20 volte il diametro del supporto orizzontale, come si nota in Figura 2.5. Queste proporzioni sono standard e possono essere considerate ragionevoli per una campagna di studi anemologici. La direzione di installazione del supporto orizzontale dell'anemometro a 42 m, opposta ad una delle direzioni principali del vento, ha di fatto portato il Consulente a considerare solo gli altri 2 livelli di misura. La posizione della torre anemometrica, ora disinstallata, era in prossimità di turbine eoliche in attività; tuttavia si ritiene che l'altezza della torre anemometrica al di sopra dell'area spazzata dal rotore e la posizione al di fuori delle direzioni principali del vento non ne abbia influenzato le misure all'anemometro a 62 m in modo significativo. Documenti e foto sono stati compilati dall'installatore.

- Anem 0105590 a 65 m, misure dal 24 marzo 2005 al 1 luglio 2007
Calibrazione m/s : $0.04782 * frequenza + 0.266$
- Anem 0105588 a 53 m, misure dal 24 marzo 2005 al 1 luglio 2007
Calibrazione m/s : $0.04775 * frequenza + 0.274$

- Anem 0105589 a 42 m, misure dal 24 marzo 2005 al 1 luglio 2007
Calibrazione $m/s : 0.04776 * frequenza + 0.271$

Il data logger Meteo32 installato durante la campagna di misure ha una copertura dati eccellente, con dati mediati sui 10 minuti. Inoltre i coefficienti di calibrazione sono stati correttamente inseriti nel logger. La disponibilità di dati di lungo termine è descritta nel capitolo successivo. Le caratteristiche principali della campagna di misure sono incluse in Tabella 2.2 e le velocità sono in linea con le aspettative per la zona. Parimenti la rosa dei venti è tipica con componenti principali da nord e sudovest, con assenza di vento dalle altre direzioni. Il valore di shear $alpha$ presentato in tabella è stato calcolato con le misure a 53 m e 65 m, essendo l'anemometro a 42 m influenzato dalla struttura del palo della torre anemometrica per la direzione prevalente da sudovest. Inoltre, considerata l'esposizione, il valore di shear presenta valori estremamente elevati con $alpha = 0.25$ per il settore nord-nordovest. E' verosimile concludere che per questi settori ci sia una influenza non trascurabile sull'anemometro a 53 m, e quindi sullo shear, delle scie provenienti dalle turbine eoliche in funzione. Pertanto lo shear nei settori 330 - 0 gradi è stato arbitrariamente considerato pari al valore medio ottenuto dagli altri settori e pesato per la frequenza in ogni settore, come riportato nella tabella. Le velocità misurate alla torre anemometrica sono anche riportate in Tabella 2.3. La velocità media annuale è la media delle medie mensili pesate con il numero dei giorni in ciascun mese. Per completezza si riporta anche la legge esponenziale dello strato limite atmosferico utilizzata:

$$\frac{U_{h1}}{U_{h2}} = \left\{ \frac{h1}{h2} \right\}^\alpha \quad (1)$$

La separazione minima è tra la turbina BCN02 e la turbina BCN03, separate in direzione 300 gradi da circa 3.1 diametri considerando il rotore di 163 m in esame. Questa distanza è tipica per direzioni non prevalenti del vento, come nel caso in esame.

Tabella 2.2: Dati principali anemometrici per la centrale eolica.

Descrizione	altezza [m]	Valore
Periodo di misura	65	2.2 anni
Periodo di dati validi	65-53-42	2.2 anni
Velocità media	65	5.61 m/s
Shear	53-65	0.124

Tabella 2.3: Medie mensili della velocità e dati validi misurati al Mast E65 a 65 m.

	Velocità [m/s]	Velocità [mesi]	Direzione [me- si]
Gennaio	6.4	2.0	2.0
Febbraio	7.0	1.8	1.8
Marzo	6.9	2.3	2.3
Aprile	5.2	2.9	2.9
Maggio	5.4	3.0	3.0
GIugno	4.9	2.9	2.9
Luglio	5.2	2.0	2.0
Agosto	6.0	2.0	2.0
Settembre	4.5	1.9	1.9
Ottobre	4.5	2.0	2.0
Novembre	4.8	1.6	1.6
Dicembre	6.4	2.0	2.0
Annuale	5.61		



Figura 2.3: DMA Castelfranco, panoramica sulla parte nord. Foto dalla posizione intermedia , approssimativa, tra la Turbina BCN02 e BCN04.



(a) Nord



(b) Est



(c) Sud



(d) Ovest

Figura 2.4: Castelfranco, panorama dalla posizione del Mast E65 da nord in senso orario.



Figura 2.5: DMA Castelfranco, particolare dei sensori a 65 m del Mast E65.

3 Correlazione di Lungo Periodo

Nello studio della producibilità di una centrale eolica è auspicabile correlare le misure al sito con misure di lungo periodo per poterne sfruttare la rappresentatività lungo un tempo più lungo e quindi, di conseguenza, meno incerto. In Italia una possibile e utile fonte di questi dati è rappresentata dagli ERA5. Questi dati sono delle rielaborazioni Reanalisi di misure di velocità, pressione, temperatura ed altri parametri a livello globale. Queste misure vengono poi analizzate ed elaborate tramite appositi programmi meteorologici per fornire su base oraria una serie di dati del vento. Maggiori informazioni si possono trovare al seguente indirizzo:

<https://www.ecmwf.int/en/about/media-centre/science-blog/2017/era5-new-reanalysis-weather-and-climate-data>

In base all'esperienza maturata dalla RenGen Consulting in questi anni, i dati ERA5 estrapolati dal database a 100 m forniscono in Italia buone correlazioni mensili con i dati misurati, correlazioni che tuttavia devono essere valutate di caso in caso in base alla qualità ed alle incertezze che questo approccio porterebbe all'analisi. Si utilizzano i dati ERA5 a partire da gennaio 2002 per evitare che le velocità nei primi anni 2000, che sono considerate eccezionalmente alte, inducano un valore leggermente più alto nella media finale che non è considerato rappresentativo della effettiva velocità media di lungo periodo. Si nota dalla Tabella 3.1 che la correlazione mensile tra i dati ERA5 e le misure a 65 m alla torre anemometrica E65 sono ottime con un valore del coefficiente R^2 di Pearson pari a 0.96. La correlazione è mostrata in Figura 3.1.

Tabella 3.1: Risultati della correlazione di lungo periodo.

Descrizione	Valore
Periodo	Gen 2002- Feb 2020
Punti nella correlazione	26
Coeff di Pearson R^2	0.96
Aggiustamento	101.1%

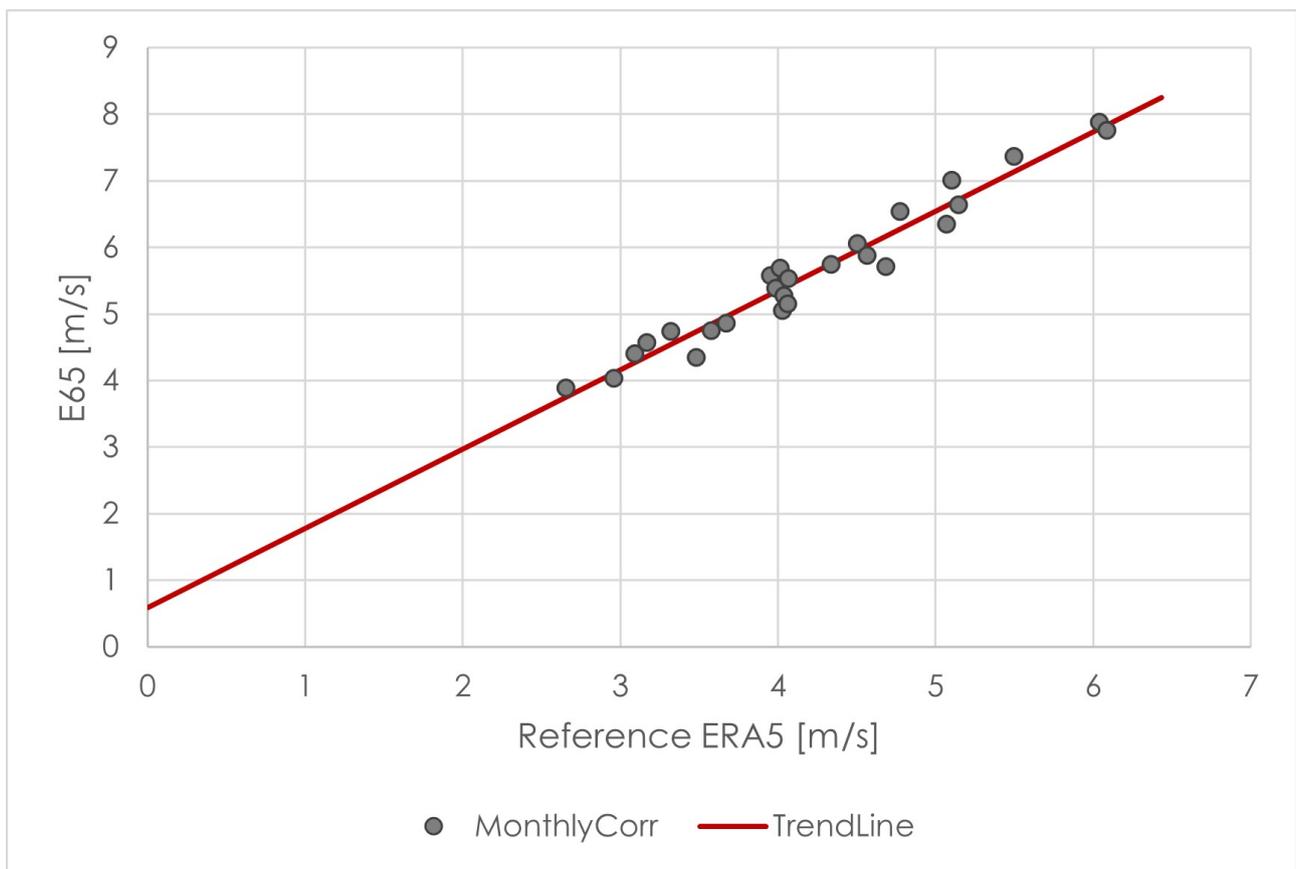


Figura 3.1: Correlazione mensile tra i dati misurati al sito dalla torre E65 ed i dati ERA5

4 Estrapolazione ad altezza mozzo

I dati misurati all'anemometro a 65 m sono stati estrapolati all'altezza del mozzo di 118 m utilizzando una funzione di potenza in ognuno dei 12 settori, con un coefficiente complessivo $\alpha = 0.124$, basato sul rapporto delle misure tra gli anemometri a 65 m e 53 m e con direzione registrata a 65 m. Il valore dello shear per il settore nord e nord-nordovest è molto alto considerando l'esposizione della torre anemometrica, pertanto in questi 2 settori l'estrapolazione è stata fatta con il valore medio di α . Ovviamente il valore complessivo è la media ponderata dei coefficienti per ognuno dei 12 settori, pesati con la frequenza in ogni settore. Applicando questa procedura e con l'aggiustamento per rendere le misure rappresentative del lungo periodo, si ottengono le velocità riportate in Tabella 4.1 nella posizione della torre anemometrica E65. I dati di velocità e direzione sono rappresentati per ogni settore di 30 gradi, in millesimi e suddivisi per bin di velocità. I dati estrapolati all'altezza di 118 m sono anche rappresentati in Figura 4.1, in cui è evidente la bi-direzionalità marcata della rosa dei venti.

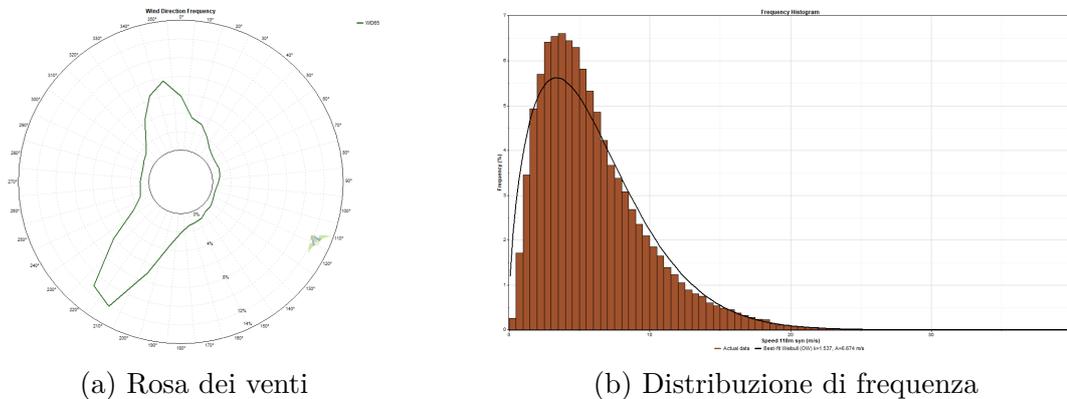


Figura 4.1: Caratteristiche ottenute al Mast E65 a 118 m.

Tabella 4.1: Distribuzione di velocità e frequenza di lungo periodo alla torre anemometrica, Mast E65 a 118 m.

Wind Speed [m/s]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	No Direction	Total [%]
0	3.8	5.7	7.7	4.8	0.6	5.9	2.4	0.6	2.2	5.6	4.8	2.0		0.3
1	45.5	77.4	95.4	107.5	56.8	67.3	49.0	17.1	52.3	175.5	127.3	61.7		5.2
2	102.7	126.0	137.1	136.3	82.5	149.0	105.7	48.3	109.0	338.2	265.3	110.7		10.5
3	120.4	139.5	145.6	164.3	110.5	261.9	155.5	85.6	95.5	256.0	253.2	122.7		12.6
4	116.1	143.8	163.9	156.8	110.6	241.7	163.4	114.3	88.2	123.6	172.7	132.7		12.8
5	105.2	144.8	153.6	147.9	122.6	178.6	129.0	121.4	95.7	51.6	91.1	128.0		11.9
6	103.7	142.4	115.6	117.4	127.4	57.3	83.0	105.7	88.7	22.2	52.2	116.1		10.1
7	92.6	92.8	79.7	64.1	88.0	19.3	55.9	86.4	85.2	7.8	13.8	87.6		7.8
8	79.2	49.0	42.7	31.8	92.2	10.4	48.5	75.6	76.6	7.6	7.4	75.0		6.5
9	65.9	36.1	18.5	24.5	77.0	5.1	40.4	66.0	61.5	4.4	2.5	52.1		5.2
10	48.8	17.1	8.8	21.8	52.5	1.3	35.7	57.0	53.8	1.9	3.0	35.5		4.1
11	35.2	8.9	9.2	10.9	40.1	0.3	30.8	46.8	45.0	1.8	1.6	26.3		3.2
12	26.7	6.0	7.0	6.7	16.8	0.6	26.5	36.9	35.1	1.0	1.6	17.5		2.4
13	16.7	2.8	3.6	1.6	7.9	0.3	17.0	30.6	25.7	1.0	1.1	10.5		1.8
14	11.1	2.7	1.9	2.1	6.9	0.0	18.2	24.2	23.6	1.0	1.6	9.2		1.4
15	7.7	2.6	1.3	0.5	3.5	0.0	11.3	20.2	15.9	0.0	0.8	5.7		1.1
16	6.7	1.6	1.2	0.5	2.9	1.0	9.2	16.5	14.0	0.0	0.0	3.4		0.9
17	5.2	0.5	1.6	0.0	0.0	0.0	5.9	12.4	10.6	0.0	0.0	2.1		0.6
18	3.5	0.2	2.8	0.0	0.0	0.0	4.3	10.3	6.1	0.3	0.0	0.8		0.5
19	2.3	0.0	1.6	0.0	0.6	0.0	3.5	6.3	4.8	0.3	0.0	0.2		0.3
20	1.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	2.5	4.5	3.9	0.0	0.0	0.1		0.2
21	0.2	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.8	3.3	2.1	0.0	0.0	0.0		0.1
22	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.4	2.8	2.2	0.0	0.0	0.0		0.1
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	1.5	0.5	0.3	0.0	0.0		0.1
24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.4	0.0	0.0	0.0		0.0
25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.5	0.0	0.0	0.0		0.0
26	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.4	0.8	0.2	0.0	0.0	0.0		0.0
27	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.1	0.0	0.0	0.0		0.0
28	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.1	0.0	0.0	0.0		0.0
29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.5	0.0	0.0	0.0		0.0
30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0		0.0
30+	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.1	0.0	0.0	0.0		0.0
Total [%]	17.6	6.7	2.7	1.8	1.6	3.0	7.0	30.0	9.6	2.9	3.6	13.5		100.0
Mean Speed	6.11	4.76	4.51	4.36	5.91	3.66	5.82	7.61	6.88	2.76	3.17	5.52	-	6.09

5 Calcolo della producibilità

L'analisi della producibilità non può prescindere dalla stima dell'effetto che le centrali eoliche già operative ed autorizzate avranno sulla centrale eolica in esame. Considerando la distribuzione del vento nella zona con direzioni prevalenti da nord e sudovest, e le distanze relative tra le turbine, il Consulente ritiene che le centrali eoliche mostrate in Figura 5.1 siano rappresentative della perdita causata sulla centrale eolica di Castelfranco.

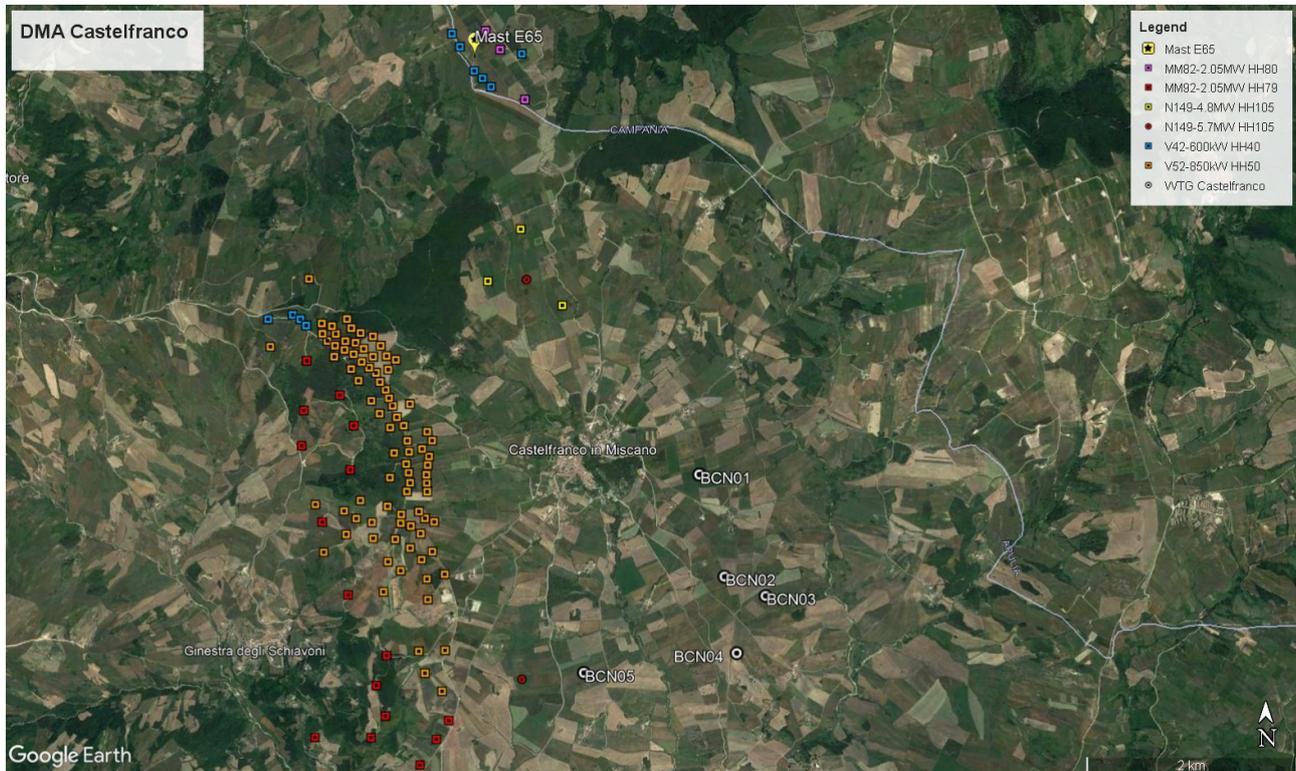


Figura 5.1: DMA Castelfranco, centrali esterne allo sviluppo di Castelfranco.

Partendo dalla distribuzione di velocità e frequenza ad altezza mozzo alla torre anemometrica E65 ed utilizzando il software di calcolo del flusso aerodinamico WAsP e l'esperienza del Consulente nell'area specifica, sono state ottenute le distribuzioni di velocità e frequenza ad ogni turbina della centrale eolica. Il modello utilizza una mappa del terreno che è stata ottenuta da rilievi satellitari SRTM, con curve di livello ogni 10m ed estensione di 10 km in ogni direzione con centro approssimativamente alla torre anemometrica. All'orografia viene aggiunta la rugosità, che per il sito in esame prevede valori di 0.03m per terreno agricolo, valori da 0.1m a 0.2m per le basse zone alberate, a seconda dell'altezza degli alberi, e valori di 0.2m per piccoli villaggi. Tramite il software WindFarmer Analyst si sono ottenuti i valori in Tabella 5.1. Come ragionevole è dato che la centrale eolica si estende su un'area orograficamente complessa, i valori di velocità mostrano una certa variabilità. La metodologia del software WAsP prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata sia approssimata da una curva di Weibull ed infine estrapolata alla posizione delle turbine eoliche. Il software WindFarmer Analyst invece è stato utilizzato con il metodo della associazione, che prevede che la distribuzione di velocità e frequenza misurata alla torre anemometrica E65 ed estrapolata all'altezza del mozzo di 118 m sia scalata alla posizione di ognuna delle turbine eoliche con i rapporti di velocità dei 12 settori come ottenuti dalle rispettive curve di Weibull ottenute tramite WAsP. Secondo l'esperienza del Consulente, il modello WAsP necessita di una correzione pragmatica quando l'estrapolazione

avviene tra punti che hanno una separazione di quota sul livello del mare importante. In questo caso si tratta di circa 100 m di differenza di quota tra la torre anemometrica e la media delle turbine a 701 m s.l.m. Il Consulente ha pertanto applicato una riduzione di velocità tra il 3% ed il 7%. Applicando a ciascuna delle distribuzioni di frequenza, così ottenute per ogni singola turbina eolica, la curva di potenza ed il coefficiente di spinta del modello Nordex N131-3.9MW e Nordex N163-6.8MW come riportato in Tabella 5.2 ed in Tabella 5.3 si ottiene la stima della produzione. Il software Windfarmer stesso calcola poi le perdite dovute all'effetto scia tra le turbine. La turbina eolica ha un diametro di 131m e 163m rispettivamente ed una potenza tra 3.9MW e 6.8MW, i cui dettagli sono presentati per una densità dell'aria prossima a quella del sito in esame che è stata stimata essere pari a $1.126\text{kg}/\text{m}^3$ a 798 m sul livello del mare. Le perdite di scia stimate per la centrale eolica sono ragionevoli ed ampiamente entro i valori tipicamente osservati per centrali eoliche in funzione. Si può inoltre affermare che il layout di impianto è di fatto ottimizzato.

I risultati di producibilità stimata per la centrale eolica in esame sono presentati in Tabella 5.4. Con Produzione Netta si intende al netto di tutte le perdite. Questi risultati sono al livello P50, cioè valori che hanno una probabilità pari al 50% di essere superati. Le perdite di scia e di isteresi della curva di potenza (pari allo 0.01%) sono state calcolate, mentre altre perdite sono state stimate. Nello specifico si è ipotizzata una perdita di indisponibilità del 3% per le turbine eoliche, dell'1% per le opere civili ed elettriche, dello 0.2% per la rete, a cui è aggiunta una perdita pari all'1% per l'autoconsumo, ed anche una perdita elettrica di impianto pari allo 2.5% della produzione. Quest'ultima perdita è associata alla perdita di produzione dai morsetti di bassa tensione del generatore, in cui si calcola la curva di potenza, ai morsetti di AT di connessione alla rete elettrica. Sono anche state incluse perdite dello 0.5% per manutenzione generica e dello 0.5% per diminuzione nel tempo delle prestazioni dei vari componenti il sistema di trasmissione della coppia dal mozzo al generatore (*drivetrain*). Gli ultimi due fattori, insieme alla isteresi della curva di potenza, sono raggruppati nelle *performance* delle turbine. La quota relativamente elevata ha portato alla inclusione di una perdita per diminuzione delle prestazioni per ghiaccio pari allo 0.2% e per alte temperature dello 0.5%.

Questa analisi di producibilità è basata su una stima di produzione annuale nei primi 10 anni di funzionamento della centrale eolica. Il valore medio P50 rappresenta la producibilità stimata con il 50% di possibilità di essere superata. Nella stima non sono incluse perdite per limitazioni alle *performance* delle turbine eoliche. La perdita dovuta alla presenza delle centrali eoliche in funzione ed autorizzate è pari al 3.9% della produzione.

Tabella 5.1: Parametri stimati alle turbine eoliche ad altezza mozzo di 118 m (BCN02-04-05), 134 m (BCN03) e 84 m (BCN01).

Turbina	Velocità media [m/s]	Produzione Netta [GWh/annum]	Perdita di scia [%]
BCN01	5.63	12.6	4.6
BCN02	5.83	12.1	8.0
BCN03	5.80	7.6	7.3
BCN04	5.97	12.1	9.7
BCN05	5.85	12.6	7.6

Tabella 5.2: Curva di potenza e coefficiente di spinta per Nordex N131-3.9MW a densità di $1.150\text{kg}/\text{m}^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	14	0.87
4	169	0.85
5	417	0.82
6	764	0.81
7	1233	0.80
8	1847	0.79
9	2591	0.74
10	3333	0.66
11	3758	0.57
12	3896	0.48
13	3900	0.39
14	3900	0.32
15	3900	0.26
16	3900	0.21
17	3900	0.18
18	3900	0.15
19	3900	0.13
20	3900	0.12
21	3771	0.10
22	3327	0.08
23	2906	0.06
24	2855	0.05
25	2820	0.04

Tabella 5.3: Curva di potenza e coefficiente di spinta per Nordex N163-6.8MW a densità di $1.125\text{kg}/\text{m}^3$

Velocità [m/s]	Potenza [kW]	Coeff di spinta
0	0	0
1	0	0
2	0	0
3	24	0.87
4	246	0.85
5	598	0.82
6	1094	0.81
7	1774	0.80
8	2674	0.79
9	3781	0.74
10	4906	0.66
11	5883	0.57
12	6460	0.48
13	6737	0.39
14	6800	0.32
15	6800	0.26
16	6800	0.21
17	6800	0.18
18	6800	0.15
19	6800	0.13
20	6800	0.12
21	6331	0.10
22	5794	0.08
23	5270	0.06
24	4760	0.05
25	4264	0.04
26	3774	0.04

Tabella 5.4: Centrale Eolica DMA - Castelfranco in Miscano

Stima della producibilità		
Potenza	28.2	MW
Energia Lorda	61.8	GWh/annum
Perdite di scia	92.1	%
Disponibilità	95.8	%
Efficienza elettrica	96.5	%
Performance delle turbine	99.0	%
Ambientale	99.3	%
Limitazioni	100.0	%
Perdite totali	83.9	%
Energia Netta	51.9	GWh/annum
Capacity Factor	21.0	%
Ore equivalenti	1840	ore