

**PROGETTO EOLICO SAN GIORGIO LA MOLARA E MOLINARA
COMUNI DI SAN GIORGIO LA MOLARA - MOLINARA (BN)
DEPOSITO DOMANDA DI RILASCIO DELL'AUTORIZZAZIONE UNICA REGIONE
CAMPANIA PROT. 2021.0548493 DEL 05/11/2021**

RELAZIONE DATI DI VENTO E VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ATTESA

Rev.	Descrizione e motivazioni della revisione	Emesso	Approvato
0	Prima Emissione 18/05/2022	Paolo Serralunga	Alessandro Arienti

AA Arienti
01/06/2022

INDICE

PREMESSA	3
1. MATERIALE UTILIZZATO	4
1.1 Dati di vento.....	5
1.2 Layout d’impianto	6
1.3 Aerogeneratori.....	6
2 TRATTAMENTO DEI DATI ANEMOMETRICI.....	8
2.1 Dati anemometrici in input al modello.....	9
2.2 Impostazione del modello.....	10
3 VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE LORDA ATTESA	11
3.1 Produzione lorda attesa.....	11
3.2 Produzione attesa al netto delle perdite	11
4 ANALISI DELL’INCERTEZZA.....	13
4.1 Stima della produzione attesa superata nel 75% e 90% dei casi	14
5 CONCLUSIONI	16

PREMESSA

Il Progetto eolico San Giorgio La Molara e Molinara (ID MITE 7434), depositato presso la Regione Campania per la richiesta di AU in data 5 novembre 2021, è situato nei comuni della Provincia di Benevento di San Giorgio La Molara e di Molinara a forte vocazione eolica.

Il nuovo impianto sarà composto da 8 aerogeneratori di potenza nominale unitaria fino a 6 MW per una potenza complessiva di 48 MW, con un diametro di rotore fino a 150m e un'altezza al mozzo di 105m. L'altezza massima al tip (mozzo + pala) potrà essere fino a 180 m.

Il gruppo Edison ha già realizzato altri parchi eolici oggi in produzione nel Comune di San Giorgio La Molara e nei comuni limitrofi e ha sviluppato una conoscenza approfondita della zona che si conferma essere caratterizzata da ottima ventosità anche in relazione alle numerose stazioni anemometriche installate.

1. MATERIALE UTILIZZATO

Il materiale utilizzato ai fini della presente valutazione di produzione attesa si compone dei seguenti elementi:

- dati di vento, raccolti da numerose stazioni anemometriche ubicate in sito
- rapporto di installazione delle stazioni anemometriche, corredate dei certificati di calibrazione degli anemometri utilizzati nelle campagne di misura
- rapporti di manutenzione ordinaria e straordinaria delle stazioni anemometriche
- layout d'impianto composto da n°8 posizioni
- modello di aerogeneratore di grande taglia con il quale realizzare la stima di produzione, ovvero, a titolo esemplificativo, modello Vestas V150 da 6 MW con altezza mozzo pari a 105m
- layout d'impianto dei parchi eolici, di proprietà del gruppo Edison e di terzi, limitrofi alla zona di interesse
- modello tridimensionale del terreno con curve di livello equidistanti 10m e rugosità del terreno.

1.1 DATI DI VENTO

I dati di vento in possesso e utili per la valutazione della produzione attesa dell'impianto corrispondono a quelli registrati da varie stazioni anemometriche installate in sito, a una distanza tra 1 e 4 km dagli aerogeneratori alla base del layout di impianto.

Di seguito la denominazione delle stazioni, con codice e posizione:

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre m s.l.s.	Coordinate UTM-WGS84- Fuso 33		Altitudine s.l.m.
			Longitudine E	Latitudine N	
San Giorgio Molara	0019	10	497931	4570273	928
FOIANO V. FORTORE	0229	10	497995	4575905	799
MONTEFALCONE	0498	70	498146	4574365	823
San Giorgio La Molara	0513	70	499925	4569704	876
San Giorgio La Molara LIDAR (*)	0527	148	497300	4571062	882

(*) campagna di misura con dispositivo mobile di tipo LIDAR per qualche mese al fine di verificare la misura del vento a diverse altezze e di validare il wind shear del sito per una stima meno incerta della risorsa

Le date di installazione delle stazioni anemometriche ed il periodo di dati rilevati sono indicati nella tabella seguente.

Nome Stazione	Codice Stazione	Periodo di rilevazione		n° Mes
		Data inizio	Data fine	
San Giorgio Molara	0019	15/11/1992	*	353
FOIANO V. FORTORE	0229	28/10/1999	*	270
MONTEFALCONE	0498	19/04/2013	*	108
San Giorgio La Molara	0513	24/04/2008	17/12/2019	139
San Giorgio La Molara LIDAR	0527	12/12/2015	06/05/2016	4

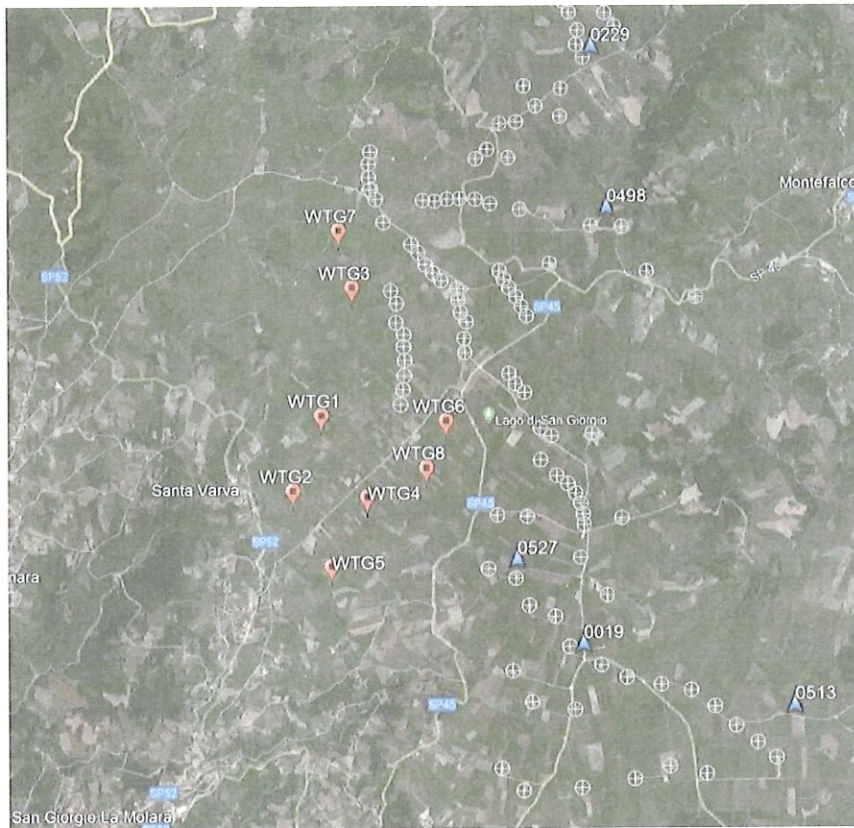
* Stazione ancora attiva

Qui sotto sono presentate le velocità medie della stazione anemometrica più longeva e di quella utilizzata come climatologia principale nel modello.

Nome Stazione	Codice Stazione	H Torre s.l.s.	V _{media} m/s	Disponibilità %
San Giorgio Molara	0019	10	5,92	93,6
MONTEFALCONE	0498	70	6,35	99,9

1.2 LAYOUT D'IMPIANTO

Il layout d'impianto in progetto (San Giorgio La Molara - Molinara, in rosso), gli impianti limitrofi in esercizio e le stazioni anemometriche sono riportati su ortofoto nella figura seguente.



Le posizioni delle macchine degli impianti in esercizio più vicini sono state incluse nel modello di calcolo, per considerarne gli effetti di scia.

1.3 AEROGENERATORI

A titolo esemplificativo, il modello di aerogeneratore utilizzato per la valutazione della produzione attesa dell'impianto è il seguente:

Costruttore	Modello	Diametro rotore (m)	Potenza nominale (MW)	H di mozzo (m)	Classe IEC
Vestas	V150	150	6	105	S

La curva di potenza utilizzata è relativa alla densità dell'aria di 1.225 Kg/m³ corrispondente alla quota altimetrica del mare. Successivamente il codice di calcolo WASP calcola la densità dell'aria nelle posizioni del layout di impianto.

Nelle figure sottostanti sono rappresentate nel loro sviluppo sia la curva di potenza (P) che la curva di spinta (Ct) per la determinazione delle perdite per effetto scia al variare della velocità del vento

#	Speed m/s	Power MW	Ct
1*	3,00	0,040	0,8620
2*	3,50	0,135	0,8400
3*	4,00	0,250	0,8080
4*	4,50	0,391	0,7910
5*	5,00	0,563	0,7840
6*	5,50	0,775	0,7840
7*	6,00	1,032	0,7850
8*	6,50	1,337	0,7860
9*	7,00	1,693	0,7860
10*	7,50	2,101	0,7870
11*	8,00	2,565	0,7870
12*	8,50	3,086	0,7840
13*	9,00	3,657	0,7690
14*	9,50	4,231	0,7300
15*	10,00	4,777	0,6740
16*	10,50	5,258	0,6130
17*	11,00	5,642	0,5500
18*	11,50	5,867	0,4820
19*	12,00	5,956	0,4170
20*	12,50	5,988	0,3620
21*	13,00	5,988	0,3160
22*	13,50	6,000	0,2790
23*	14,00	6,000	0,2470
24*	14,50	6,000	0,2210
25*	15,00	6,000	0,1980
26*	15,50	6,000	0,1790
27*	16,00	6,000	0,1620
28*	16,50	6,000	0,1470
29*	17,00	5,842	0,1310
30*	17,50	5,585	0,1160
31*	18,00	5,353	0,1020
32*	18,50	5,121	0,0900
33*	19,00	4,887	0,0790
34*	19,50	4,655	0,0700
35*	20,00	4,424	0,0620
36*	20,50	4,196	0,0550
37*	21,00	3,966	0,0490
38*	21,50	3,723	0,0430
39*	22,00	3,495	0,0380
40*	22,50	3,259	0,0330
41*	23,00	3,012	0,0290
42*	23,50	2,805	0,0260
43*	24,00	2,580	0,0220
44*	24,50	2,288	0,0190
45*	25,00	2,044	0,0160
46*			

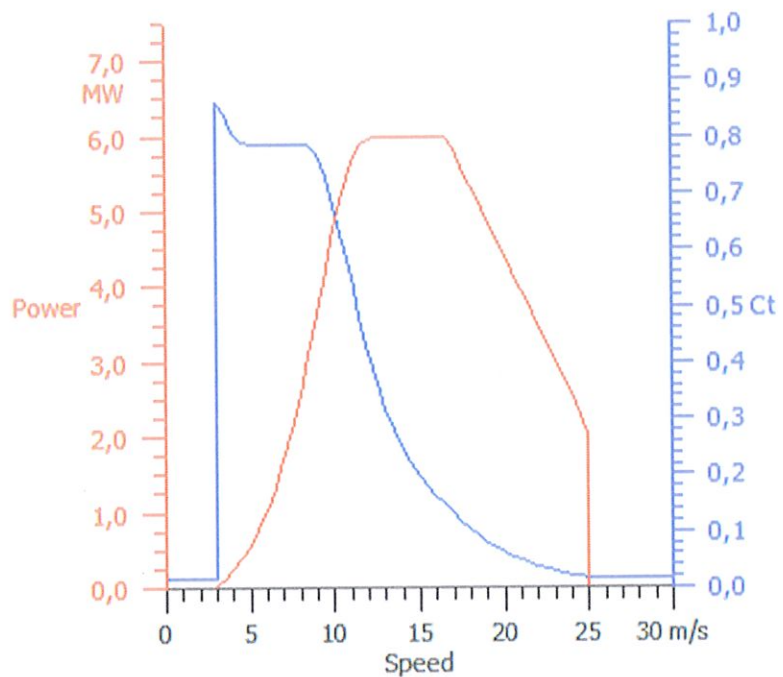


Figura I - Curva di potenza e Ct dell'aerogeneratore Vestas VI150 6MW

2 TRATTAMENTO DEI DATI ANEMOMETRICI

I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per il progetto eolico sono quelli delle stazioni anemometriche nella zona dell'impianto, nonché le informazioni anemometriche e di produzione raccolte dal sistema SCADA per ciascun aerogeneratore installato nell'area della proponente.

Sono state analizzate quindi molteplici fonti di dati, in un'area complessa a causa delle scie generate dagli impianti esistenti sui sensori di misura.

Nella seguente tabella sono sinteticamente riportati i risultati finali ottenuti dall'analisi di validazione della stazione anemometrica 0498, che è stata usata nel modello di calcolo in quanto ritenuta la più rilevante per la distribuzione direzionale della rosa dei venti e la stima delle scie.

Codice stazione	H anemometro (m)	Periodo di rilevazione (mesi)	Disponibilità dati validi (%)	Velocità media (m/s)	Parametri della distribuzione di Weibull		Gradiente al suolo alfa
					Vc (m/s)	k	
0498 MONTEFALCONE	70	108	99,88	6,35	7,125	1,753	0,114 _(70/30)
	68	108	97,19	6,19	6,961	1,713	0,094 _(68/30)
	50	108	90,07	Non utilizzati	-	-	-
	30	108	99,98	5,74	6,343	1,610	0,104 _(70/68/30)

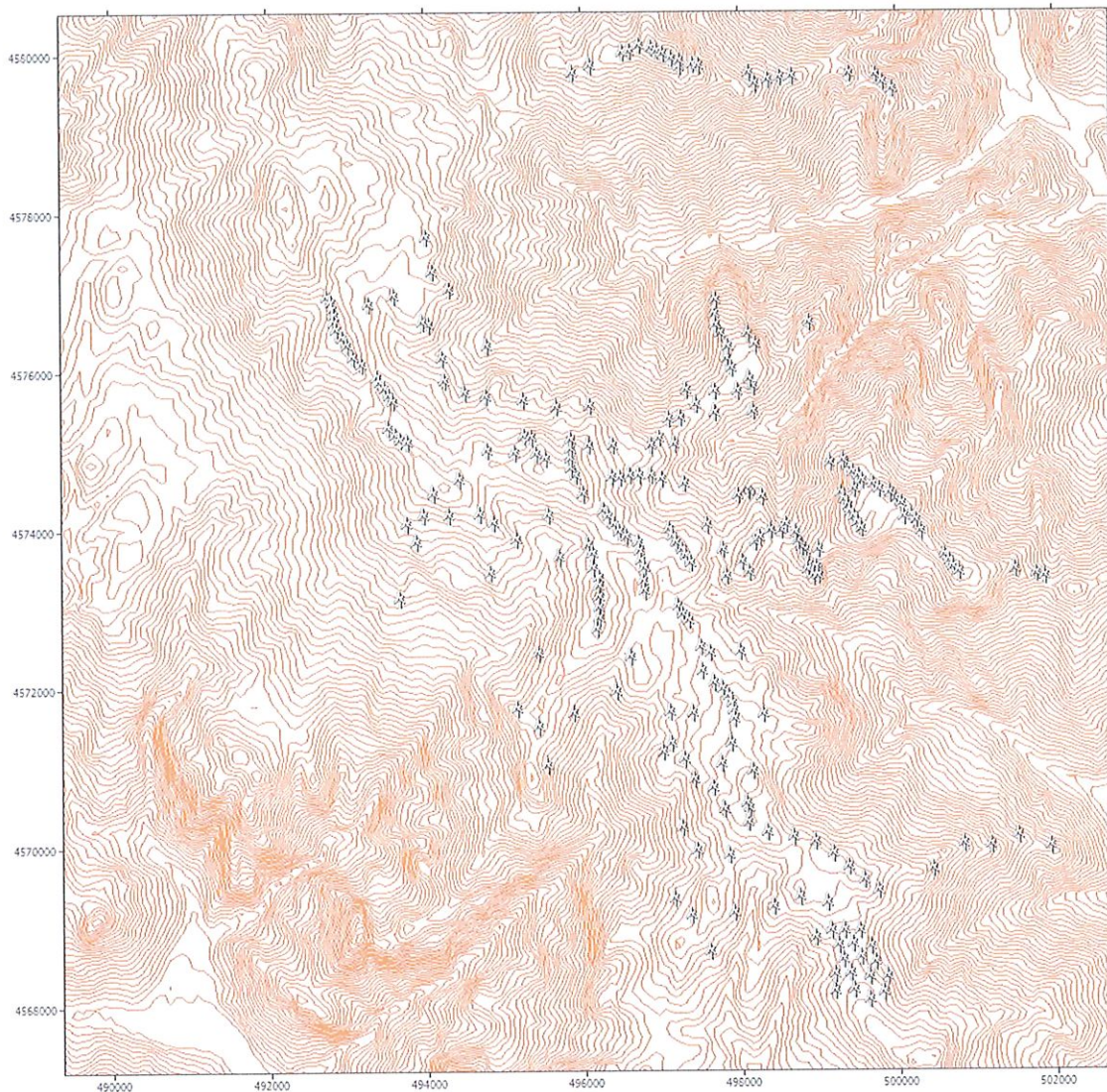
Per l'analisi del gradiente del vento con l'altezza dal suolo si sono potuti analizzare i valori di misura dei sensori a varie altezze delle torri anemometriche, nonché considerare le misure ottiche LIDAR a molteplici altezze e i valori di vento e produzione misurati presso le navicelle degli aerogeneratori vicini.

La verifica del posizionamento storico dei dati di ventosità rilevati è stata effettuata tramite correlazione con dati storici satellitari (ERA 5).

2.1 DATI ANEMOMETRICI IN INPUT AL MODELLO

La valutazione di produzione attesa è stata effettuata con il codice di calcolo WAsP, revisione 12, messo a punto dalla università danese DTU, che adotta un metodo riconosciuto e consolidato nel settore eolico.

La figura sottostante mostra la porzione del modello tridimensionale del territorio con indicate le posizioni degli aerogeneratori considerati nel modello. L'intera mappa orografica e della rugosità utilizzata per il calcolo copre una superficie di 30 x 30 km.



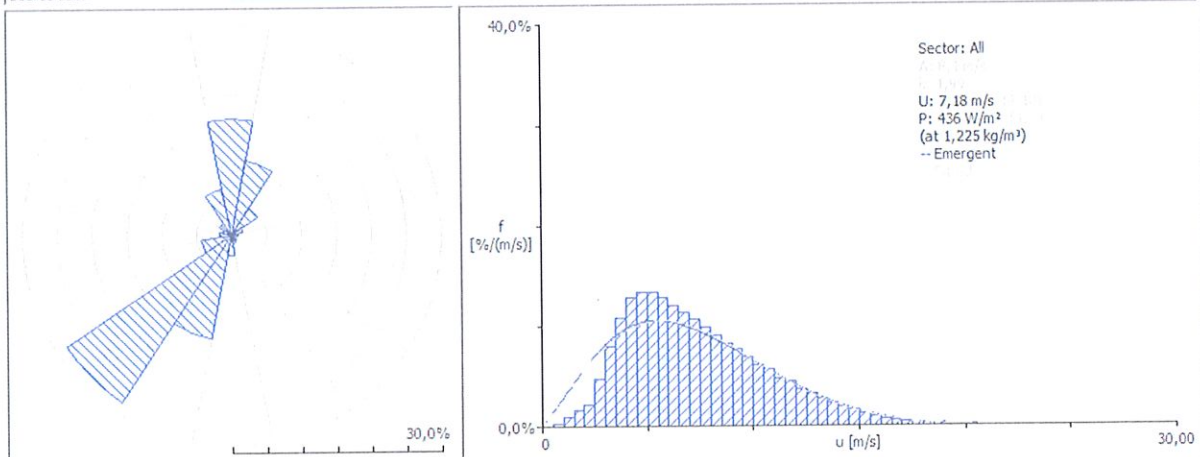
Come climatologia per i calcoli di produzione è stata selezionata la stazione anemometrica 0498. Per rimuovere gli effetti di scia degli aerogeneratori esistenti attorno alla stazione anemometrica è stato calcolato il deficit di vento dovuto alle scie nel punto della stazione anemometrica; di conseguenza sono stati applicati coefficienti correttivi ai dati di vento.

I valori all'altezza dei sensori sono stati estrapolati all'altezza di mozzo dell'aerogeneratore considerato per la stima della produzione energetica, seguendo il profilo del vento specifico del sito.

I dati così generati per il periodo di misura coperto dalla stazione anemometrica sono stati correlati sul lungo periodo con i dati satellitari ERA5.

I dettagli dei dati anemometrici inseriti nel modello WASP, nella posizione della stazione anemometrica 0498 all'altezza di 105m dal suolo, vengono di seguito riportati.

Sector number	Wind climate			Power (at 1,225 kg/m ³)			Quality Speed discrepancy [%]
	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m ²]	
1	0	16,5	8,5	2,29	7,49	435	-1,609%
2	22,5	10,7	6,5	1,97	5,78	230	-4,858%
3	45	4,6	5,8	2,26	5,15	143	-4,816%
4	67,5	1,7	5,1	2,08	4,56	107	-5,506%
5	90	0,9	4,6	2,26	4,03	68	-4,491%
6	112,5	0,8	4,5	2,30	3,95	63	-4,051%
7	135	0,9	4,9	1,91	4,33	100	-6,815%
8	157,5	1,2	5,4	1,70	4,79	154	-6,735%
9	180	2,9	7,8	1,79	6,94	440	-3,596%
10	202,5	14,9	9,5	2,22	8,44	637	-3,617%
11	225	28,3	9,6	2,40	8,49	609	-2,980%
12	247,5	4,5	6,1	1,60	5,50	253	-7,800%
13	270	1,7	4,8	2,70	4,24	70	-2,152%
14	292,5	1,4	4,7	2,40	4,12	70	-3,043%
15	315	2,1	5,3	1,68	4,72	150	-7,946%
16	337,5	6,8	8,4	2,18	7,41	439	-1,207%
All (emergent)					7,18	436	
Source data					n/a	n/a	



2.2 IMPOSTAZIONE DEL MODELLO

La stima della produzione è stata effettuata con il software WASP, usando il modello di scia PARK 2, con coefficiente di decadimento pari a 0,08. I parametri di modello, come ad esempio l'"heat flux", sono impostati sui valori standard.

3 VALUTAZIONE DELLA PRODUZIONE LORDA ATTESA

La produzione attesa per l'impianto in oggetto è stata valutata in rapporto all'aerogeneratore indicato nel paragrafo 1.3.

La produzione attesa tiene conto delle perdite per la densità dell'aria alla quota del sito, delle perdite per effetto scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto e a causa dei parchi eolici limitrofi.

3.1 PRODUZIONE LORDA ATTESA

La produzione lorda attesa prima del calcolo delle perdite di scia è pari a 156,4 GWh/anno. Il modello stima perdite di scia complessivamente pari al 13,3%. Pertanto, la produzione attesa al netto delle scie è stimata essere pari a **135,7 GWh/anno**.

3.2 PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE

Il valore di produzione lorda attesa ottenuto dal processo di calcolo illustrato nei paragrafi precedenti tiene conto unicamente delle perdite dovute alla scia degli aerogeneratori e alla densità dell'aria alla quota del sito.

Costruttore	Potenza AG	Numero AG	Potenza impianto	H mozzo	Perdite medie scia	Produzione lorda (al netto delle scie)	
	(MW)	(N)	(MW)	(m)	%	(GWh/y)	(ore/y)
VESTAS V150	6	8	48	105	13,3	135,7	2827

A questo punto si devono valutare le perdite di energia (perdite elettriche, di produzione, di potenza) al fine di pervenire alla determinazione dell'energia che risulterà disponibile per essere ceduta alla rete elettrica.

I fattori di perdita considerati sono di seguito elencati:

Sorgente della perdita	Vestas %
Disponibilità WTG + BoP	-0.0%
Disponibilità aerogeneratori	-0.0%
Disponibilità B.O.P.	-0,0%
Disponibilità rete	-0.0%
Disponibilità rete	-2.0%
Perdite Elettriche di impianto	-0.5%
Performance aerogeneratori	-0.1%
Altre perdite	-2.6%
Perdite totali	

Il valori delle perdite elettriche, di performance degli aerogeneratori e delle altre perdite sono stati ipotizzati in modo ragionevole e basati su impianti in esercizio della proponente di simile potenza elettrica complessiva.

La seguente tabella riporta la sintesi dei risultati conclusivi ottenuti:

Costruttore	Potenza Impianto [MW]	Altezza di mozzo (m)	Produzione lorda (morsetti generatori)		Produzione cedibile alla rete (100% availability WTG and BoP)	
			(GWh/y)	(ore/y)	(GWh/y)	(ore/y)
VESTAS V150	48	105	135,7	2827	132,2	2753

L'energia riportata nella tabella rappresenta la quota netta cedibile alla rete considerando 100% disponibilità dell'aerogeneratore (WTG) e del Balance of Plant (BoP). Ipotizzando una disponibilità di WTG e BoP pari al 96%, l'energia netta P50 che potrà essere immessa in rete sarà pari a 126,9 GWh/anno.

4 ANALISI DELL'INCERTEZZA

Le stime di produzione attesa al netto delle perdite (cedibile alla rete) riportate nella tabella precedente, rappresentano la cosiddetta $P_{50\%}$, ossia la produzione calcolata con le condizioni medie di vento (in tabella al 100% disponibilità WTG e BoP).

Determinare i valori di $P_{75\%}(10)$, $P_{90\%}(10)$ e $P_{75\%}(1)$, $P_{90\%}(1)$, vale a dire le produzioni attese che presentano rispettivamente una probabilità del 75% e del 90% di essere superate nel corso di 10 anni o di 1 anno di esercizio. Questo richiede la determinazione preventiva della variabilità della produzione.

Sono stati considerati tutti i fattori di incertezza indipendenti che influiscono sulla produzione attesa, e che quindi si sommano quadraticamente determinando l'incertezza totale da attribuire alla stessa. In questo contesto con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della sua distribuzione statistica.

Le tabelle seguenti riportano tutti i fattori di incertezza considerati, assegnando quindi a ciascuno lo scarto della loro distribuzione. In particolare, sono stati considerati i seguenti principali fattori di incertezza:

- accuratezza delle misure del vento: si assume una incertezza del 4.5% considerato l'utilizzo di anemometri calibrati e la disponibilità dei dati;
- stima della velocità media in relazione al periodo di misura: si assume una incertezza del 5.02% in funzione ai risultati di storicizzazione dei dati;
- variabilità della media annuale: tale valore è stato stimato del 6% per l'area geografica;
- estrapolazione del vento al mozzo: il valore di incertezza è stato valutato del 2% in funzione del rapporto tra l'altezza di misura e l'altezza del mozzo e in considerazione dell'utilizzo del modello di calcolo WASP;
- accuratezza del modello di calcolo WASP: viene dato un valore di incertezza del 3% in funzione del posizionamento e della rappresentatività della stazione in rapporto al layout d'impianto;
- curva di potenza: viene assegnata l'incertezza del 5%.

Il fattore di conversione (o sensibilità) Z , determinato per ciascun fattore di incertezza, converte lo scarto del fattore stesso in incertezza della produzione attesa (scarto quadratico medio della distribuzione statistica della produzione attesa). In particolare, i fattori di conversione dell'incertezza della velocità del vento (misura del vento, variabilità della media annuale, estrapolazioni ecc...) dipendono sia dalla curva di potenza della turbina che dalle caratteristiche della curva di Weibull del vento, perciò il fattore Z viene determinato con specifici calcoli.

4.1 STIMA DELLA PRODUZIONE ATTESA SUPERATA NEL 75% E 90% DEI CASI

Semplici considerazioni di statistica consentono di determinare i valori cercati di $P_{75\%}(10)$, $P_{90\%}(10)$.

Analisi di confidenza VESTAS V150 – 6 MW				
Parametri di incertezza	s.q.m. del parametro	Fattore di sensitività	s.q.m. della produzione in un	
			periodo di 10 anni	periodo di 1 anno
Accuratezza della misura del vento	4,50%	1,848	8,31%	8,31%
Variabilità della velocità media in relazione al periodo di misura	5,02%	1,848	9,28%	9,28%
Variabilità della media annuale	6,00%	1,848	3,51%	11,09%
Estrapolazione velocità all'altezza mozzo	2,00%	1,848	3,70%	3,70%
Accuratezza modello di calcolo (WAsP)	3,00%	1,848	5,54%	5,54%
Curva di potenza	5,00%	1	5,00%	5,00%
Perdite di scia	30,00%	0,133	3,98%	3,98%
Perdite elettriche	50,00%	2,00%	1,00%	1,00%
Disponibilità aerogeneratori	50,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Disponibilità sottostazione	50,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Disponibilità rete	50,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Degradazione superficie pale	50,00%	0,50%	0,25%	0,25%
Incerteza totale			15,93%	19,09%

Risultati - Produzione in un qualsiasi periodo di 10 anni				
Livello di confidenza	Produzione P50% (100% availability) [GWh/anno]	Frazione della produzione P50%	Produzione al livello di confidenza (100% availability) [GWh/anno]	Tempo equivalente [h/anno]
50%	132,166	100,00%	132,166	2753
75%		89,26%	117,967	2458
90%		79,59%	105,187	2191

Risultati - Produzione in un qualsiasi periodo di 1 anno				
Livello di confidenza	Produzione P50% (100% availability) [GWh/anno]	Frazione della produzione P50%	Produzione al livello di confidenza (100% availability) [GWh/anno]	Tempo equivalente [h/anno]
50%	132,166	100,00%	132,166	2753
75%		87,13%	115,151	2399
90%		75,54%	99,837	2080

Risultati - Produzione in un qualsiasi periodo di 10 anni al 100% disponibilità WTG e BoP

Costruttore	Altezza di mozzo	Max Tip	Potenza Impianto	Produzione netta P _{75%} (10)		Produzione netta P _{90%} (10)	
	(m)			(MW)	(GWh/y)	(ore/y)	(GWh/y)
VESTAS V150	105	180	48	118,0	2458	105,2	2191

5 CONCLUSIONI

Con il presente rapporto sono stati determinati i risultati di stima della produzione attesa dell'impianto eolico di San Giorgio La Molara - Molinara, ubicato in Campania, in Provincia di Benevento, nel territorio comunale di San Giorgio La Molara e di Molinara.

L'attività è iniziata con la validazione e l'analisi statistica dei dati disponibili, rilevati sia dalle stazioni anemometriche installate in sito dalla proponenti che dal sistema SCADA degli aerogeneratori esistenti limitrofi sempre di proprietà della proponente, infine, è stata verificata la ventosità di lungo periodo, nonché messo a punto del modello di calcolo WAsP.

La messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso verifiche e controlli successivi, la capacità del modello di calcolo a interpretare i dati di ventosità forniti, e in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le numerose verifiche hanno consentito di valutare le approssimazioni e il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

Con i risultati ottenuti si è proceduto alla valutazione della produzione attesa, lorda e netta, della soluzione di layout fornita e poi all'analisi dei fattori di incertezza che influiscono sul processo di valutazione per effettuare i calcoli delle produzioni attese $P_{75\%}(10)$ e $P_{90\%}(10)$.

Il calcolo della produzione attesa media ($P_{50\%}$) è stato effettuato sulla base di tutti i dati disponibili, utilizzando al meglio il codice di calcolo numerico e, nel caso in cui il processo offriva la possibilità di più scelte alternative, adottando i criteri di calcolo ritenuti più verosimili per le caratteristiche specifiche del sito e/o maggiormente conservativi, allo scopo di ridurre il rischio di sopravvalutazione della produzione.