

Impianto eolico nei Comuni di Bagnoregio e Lubriano (VT)

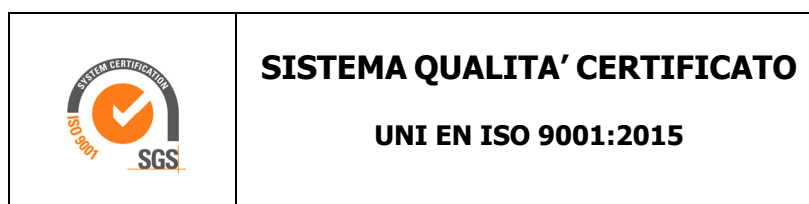
Regione Lazio

Analisi dati anemometrici d'area e Valutazione della Produzione Eolica preliminare

CLIENTE	REVISIONE				REDAZIONE
		N°	MESE	ANNO	LUOGO
00		Ottobre	2021	GARDONE VAL TROMPIA	 APPROVAZIONE C. Mazzarella
ORDINE RIF. Accettazione ns. Offerta 204_BS_2021_Rev1 del 07/10/2021					

**IL PRESENTE DOCUMENTO È DESTINATO AD USO ESCLUSIVO
DEL COMMITTENTE.**

**L'USO IMPROPRIO DA PARTE DI TERZI DI INFORMAZIONI,
DATI, ELABORATI, IMMAGINI IVI CONTENUTI È SANZIONABILE
NEI TERMINI DI LEGGE.**



SOMMARIO

1	PREMESSA	4
2	IL SITO	5
2.1	Localizzazione dell'impianto	6
3	I DATI ANEMOMETRICI	7
4	VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO	9
4.1	Correlazione tra i dati di velocità media mensile	9
4.2	Verifica del posizionamento storico della serie di dati di riferimento 1	10
5	MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE	11
5.1	Aerogeneratore	12
6	MODELLO DI CALCOLO	12
7	AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO	13
8	VERIFICHE SUL MODELLO	13
8.1	Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull	14
8.2	Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento	14
8.3	Analisi di micrositing	15
8.4	Anemometro virtuale	16
9	RISULTATI DI WASP	18
9.1	Producibilità lorda dell'impianto	18
10	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE	19
11	CONCLUSIONI	20

- ✓ **Allegato 1: Tavole**
- ✓ **Allegato 2: Correlazione tra i dati di velocità media giornaliera**
- ✓ **Allegato 3: Brochure aerogeneratore di progetto**

1 PREMESSA

La possibilità di utilizzare la fonte eolica per la produzione di energia elettrica è subordinata alla disponibilità di siti con caratteristiche idonee alla realizzazione di impianti. Tali caratteristiche si riassumono nella disponibilità di spazio sufficiente ad ospitare un certo numero di aerogeneratori, nell'accessibilità al sito in relazione al trasporto degli stessi, nella presenza di una rete elettrica capace di assorbire la nuova immissione di energia, nell'assenza di valori ambientali tali da compromettere l'accettabilità pubblica dell'impianto e, soprattutto, in un sufficiente livello di ventosità.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia per conto di Novello, è la caratterizzazione anemologica di un sito e la conseguente valutazione di producibilità (o della produzione attesa) di un impianto eolico in progetto nei Comuni di Bagnoregio e Lubriano, in Provincia di Viterbo, nella Regione Lazio. Detta stima è stata svolta sulla base dei dati anemometrici di una stazione di misura, scelta fra alcune serie disponibili, suffragata da confronti e correlazioni con dati di una stazione storica posta nell'area di interesse, a conferma che tale serie di dati, seppur di breve periodo, è compatibile con quella della zona di appartenenza, appartenente allo stesso regime di venti e rappresentativa del sito in oggetto.

In sintesi, l'attività svolta può essere suddivisa nei seguenti processi unitari:

- 1) Analisi, validazione ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili, sia appartenenti alla stazione in sito, sia a quella storica
- 2) Valutazione della ventosità di lungo periodo della serie di dati della stazione in sito mediante confronti con una serie di dati storici
- 3) Predisposizione della distribuzione di ventosità in ingresso al modello di simulazione
- 4) Predisposizione della mappa territoriale in ingresso al modello con curve di livello e rugosità
- 5) Simulazione del campo di vento mediante modello WASP
- 6) Valutazioni della produzione annua attesa dall'impianto, lorda ed al netto delle perdite stimate, mediamente negli anni di suo funzionamento ($P_{50\%}$)

Tutta l'attività è stata svolta con approccio e strumenti professionali, secondo quanto previsto dalla metodologia definita all'interno del sistema di certificazione ISO 9001:2015 con cui è accreditata la nostra società. L'applicazione del modello di calcolo WASP è stata effettuata da personale esperto nell'impiego del software fluidodinamico del Risoe National Laboratory di Danimarca, produttore del modello stesso.

2 IL SITO

Il sito in oggetto si trova nei Comuni di Bagnoregio e Lubriano, in Provincia di Viterbo, nella parte Nord/Est della Regione Lazio, al confine con la regione Umbria.

L'area geografica che lo ospita, nel suo contesto più ampio, è caratterizzata da un'orografia poco complessa e da una rugosità medio/bassa. Nel particolare, il sito destinato ad ospitare l'impianto si colloca all'interno di un'ampia zona collinare, con altitudine media di circa 550 m. Non si rileva alcun rilievo importante e/o altro ostacolo influente per diversi chilometri. La ventosità, sia dal punto di vista della maggiore frequenza, sia da quello relativo all'energia, proviene da due macrosettori: Sud-Sud/Ovest e Nord-Nord/Est.

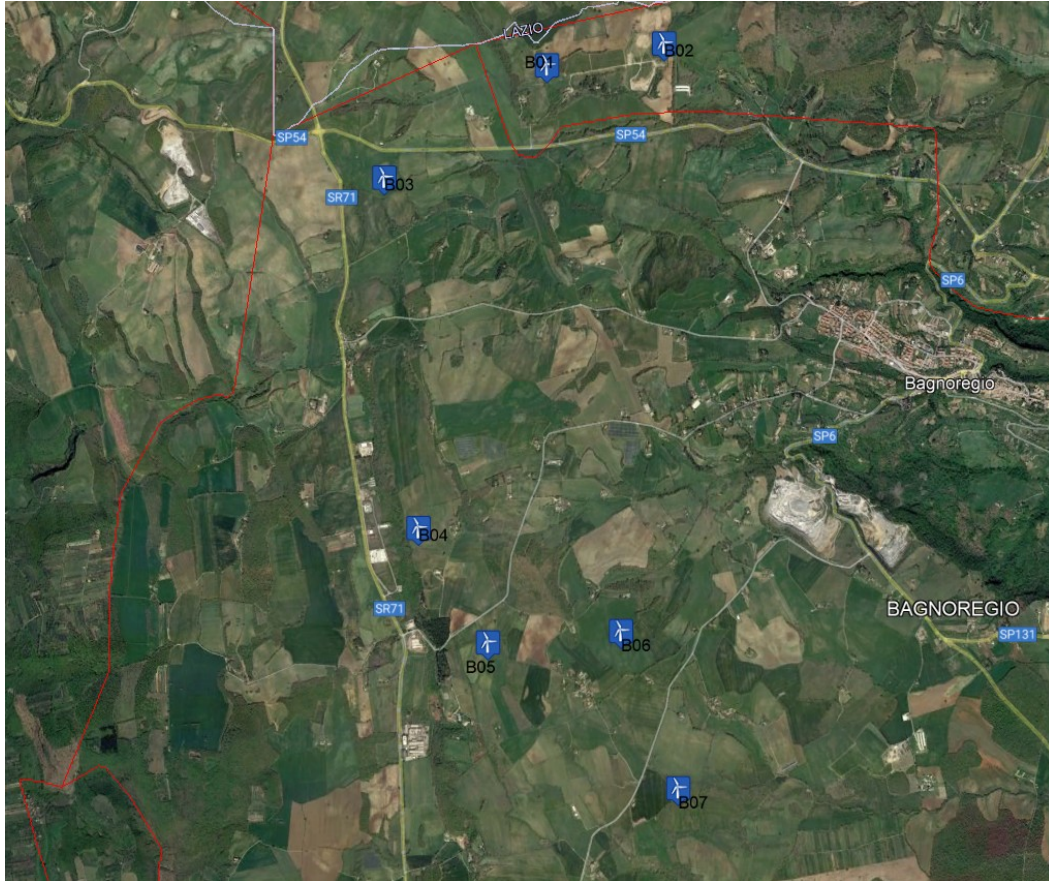
Per quanto riguarda le caratteristiche orografiche del territorio, le principali informazioni sono:

- Altitudine media: **570 m slm**
- Orografia del sito: **poco complessa**
- Orografia circostante il sito: **poco complessa**
- Utilizzo del terreno: **pascolo**

Per il sito in oggetto sono state ipotizzate sette postazioni per altrettanti aerogeneratori di grande taglia in punti aventi una buona esposizione; per gli stessi non si riscontrano infatti ostacoli al flusso del vento.

Nelle **Tavole 1 e 2** dell'**Allegato 1** viene riportata l'ubicazione di detto sito su stralcio di cartografia stradale in scala 1:200.000 e su stralcio di cartografia IGMI 1:25.000.

Di seguito viene riportata l'immagine satellitare dell'ubicazione di detto sito.



2.1 Localizzazione dell'impianto

Nella tabella sottostante, di dette localizzazioni degli aerogeneratori, coincidenti con le indicazioni di progetto fornite dal Committente, vengono riportate le coordinate, rispettivamente, nei sistemi metrici UTM WGS84 e UTM ED50.

Aerogeneratore	Quota (m slm)	COORDINATE UTM WGS84		COORDINATE UTM ED50		Fuso
		Long. E	Latit. N	Long. E	Latit. N	
B01	577	258,554	4,725,906	258,624	4,726,099	33
B02	540	259,425	4,726,046	259,495	4,726,239	
B03	572	257,321	4,725,122	257,391	4,725,315	
B04	592	257,489	4,722,531	257,559	4,722,724	
B05	586	257,973	4,721,671	258,043	4,721,864	
B06	583	258,958	4,721,721	259,028	4,721,914	
B07	543	259,339	4,720,541	259,409	4,720,734	

3 I DATI ANEMOMETRICI

Per le valutazioni di producibilità nel seguito descritte sono state preventivamente verificate diverse serie di dati anemometrici di altrettante stazioni ricadenti nell'area, utilizzando poi i dati di una stazione anemometrica denominata Riferimento 1, ricadente nel confinante comune a Nord.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza (m)	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine			Inizio	Fine
RIF1	Riferimento 1	42° 42'	12° 2'	550	30	03/03/2006	05/07/2006

La disponibilità dei dati validi risulta essere:

Codice	Denominazione	Durata misura (mesi)	Periodo di misura		Disponibilità %
			Inizio	Fine	
RIF1	Riferimento 1	4.1	03/03/2006	05/07/2006	89.1

Non risultando tale serie di durata sufficiente per le stime, si è provveduto ad integrare i dati misurati con una serie di dati storica di proprietà Tecnogaia (Codice STO1), contemporanea al periodo acquisito da RIF1 e tutt'oggi ancora attiva.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.) (m)	Altezza (m)	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine			Inizio	Fine
STO1	Storica 1	43° 7'	10° 49'	430	15	15/01/2003	attiva

A seguito del confronto delle due serie è stato possibile estrarre un dato di vento della stazione anemometrica Riferimento 1 destagionalizzato.

I risultati sintetici dell'elaborazione statistica dei dati della stazione considerata, a seguito anche della sua storicizzazione, come dettagliato nel prossimo capitolo, sono i seguenti:

Codice	Denominazione	Periodo (mesi)	H misura	V med	Energia	Param. distribuzione	
			s.l.s.	(m/s)	(W/m ²)	Vc (m/s)	k
RIF1_S	Riferimento 1	4.1	30	4.55	104	5.34	2.41

Il suffisso "_S" sta ad indicare che i risultati tengono conto della storicizzazione che ha indicato di decrementare il valore misurato del 3.7% e considerare il valore risultante come valido nel lungo periodo.

La stazione anemometrica Riferimento 1 si trovava a circa 6 km in direzione Nord dai punti degli aerogeneratori denominati B01 e B02 di prevista installazione dell'impianto, ad una quota di poche decine di metri più bassa rispetto alla loro altitudine.

Nonostante la non contenuta distanza dal baricentro dell'impianto, che si sviluppa per oltre cinque chilometri sulla direttrice nord-sud, il posizionamento della stazione è favorevole per le stime successive con modello, anche per la sostanziale assenza di rilievi e/o ostacoli al flusso del vento che investiva la stazione ed il sito e grazie ad una morfologia poco complessa del territorio intercorrente.

Al fine di verificare il comportamento del modello di calcolo a partire dai dati di input (RIF1_S), TecnoGaia ha messo a disposizione anche una serie di dati di lungo periodo appartenenti ad una stazione storica, a cui è stato attribuito il codice RIF2, a tutt'oggi attiva, installata non distante dal sito in studio che, purtroppo, non ha contemporaneità con RIF1 e, dunque, non è utilizzabile per il processo di storicizzazione descritto in dettaglio al capitolo successivo.

Di seguito si riportano in sintesi alcuni dati sulla stazione RIF2 e sull'elaborazione dei dati raccolti:

Codice	Denominazione	Coordinate WGS84		Quota (s.l.m.)	Altezza	Periodo di misura disponibile	
		Latitudine	Longitudine	(m)	(m)	Inizio	Fine
RIF2	Riferimento 2	42° 48'	12° 13'	750	15	21/08/2006	attiva

I confronti sono stati positivi confermando la bontà dei processi posti in atto e una sostanziale uniformità tra i regimi di vento di RIF1 e RIF2.

4 VALUTAZIONE DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO

La valutazione della distribuzione della velocità del vento di lungo periodo in un sito candidato all'installazione di un impianto eolico, o più semplicemente della sua velocità media stimata su più anni, è un punto importante per la caratterizzazione della risorsa eolica con un accettabile grado di incertezza e diventa essenziale quando la disponibilità dei dati è limitata a periodi di tempo contenuti.

Nel nostro caso, per la stazione considerata, si dispongono dati riferibili ad una campagna di misura di circa 4 mesi. Tale durata non può essere ritenuta sufficiente per poter considerare la velocità media registrata come quella di lungo periodo, per cui, in questo caso, disponendo di una serie di dati storici appartenenti ad una stazione avente un regime di vento simile, si preferisce verificare il posizionamento storico del valore di ventosità riscontrato e apportare, se necessario, le dovute correzioni.

La stima della ventosità di lungo periodo (o storicizzazione) può essere effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per diversi anni da una o più serie storiche e mettendo in correlazione i dati rilevati contemporaneamente dalle stesse con quelli rilevati nel sito in cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo. Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicine in modo che si possa ipotizzare siano soggette agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

Nel caso specifico si dispone di una serie di dati appartenente ad una stazione facente parte della rete anemometrica di TecnoGaia, denominata **Storica 1 (codice ST01)** con una durata di quasi 20 anni, posizionata a Nord-Ovest di RIF1, a circa 100 km.

In sintesi, la metodologia utilizzata nello studio ha seguito il seguente processo logico:

1. Confronto degli andamenti dei dati contemporanei di velocità media giornaliera delle due stazioni (la storica + quella in sito)
2. Correlazione tra le coppie di dati contemporanei di velocità media giornaliera della stazione storica con quella in sito
3. Valutazione della ventosità storica della stazione di Riferimento 1 sulla base dei parametri scaturiti dalle correlazioni e dal valore di ventosità storica della stazione di lungo periodo

4.1 Correlazione tra i dati di velocità media giornaliera

Di seguito si riportano i parametri caratteristici delle correlazioni tra le stazioni mettendone in evidenza il coefficiente (R_o) che, abbinato alla consistenza del numero di valori correlati, esprime la bontà/validità del procedimento e quindi in quale misura le stazioni siano interessate dagli stessi regimi di vento.

Stazione di Riferimento 1 (Cod. RIF1) - Variabile Y							
Stazione Storica Variabile X	Tipo di correlazione	Numero di punti validi	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Parametro C	Parametro R
Storica 1 (STO1)	Giornaliera	119	0.740	0.680	1.690	1.020	1.047

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **A, B** = parametri della retta di regressione senza la condizione del passaggio per lo zero
- **C** = coefficiente angolare della retta di regressione passante per lo zero
- **R** = rapporto tra le medie (dei soli valori elementari contemporanei)

Come è possibile evincere osservando il coefficiente di correlazione, esso è da ritenere soddisfacente, in relazione alla distanza tra i due punti e in considerazione all'orografia intercorrente abbastanza complessa. Ciò sta a significare che le due stazioni sono sottoposte ad un regime di venti simile.

Nell'elaborazione grafica dei punti che rappresentano la coppia di valori di velocità media giornaliera, rappresentati in dettaglio nell'**Allegato 2**, sono risultate due rette ottenute dalla regressione lineare: la prima senza il vincolo di passaggio per il punto di origine e la seconda con tale vincolo. Per la stima della ventosità di lungo periodo viene solitamente utilizzata la prima retta perché è quella che induce uno scarto quadratico medio dei residui inferiore e, nel caso specifico, trattandosi di medie con base temporale sufficientemente ampia, non è necessaria la condizione di passaggio dall'origine.

4.2 Verifica del posizionamento storico della serie di dati di Riferimento 1

Come noto, i parametri delle rette di regressione ottenute come indicato nel capitolo precedente possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Infatti, tali fattori spiegano, seppur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su un'area interessata dagli stessi venti.

Pertanto, tali rette, intese come funzioni di trasformazione della intensità del vento da un punto all'altro dell'area, possono essere considerate valide anche nel tempo e quindi utilizzate per valutare la ventosità di lungo periodo del sito che ospita la stazione di cui si dispongono meno dati rispetto a quella ritenuta storica.

Utilizzando i parametri della retta di regressione di cui non è condizione il passaggio per lo zero, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{dati storici})} = a \cdot \bar{V}_{(STORICA, \text{dati storici})} + b$$

Nel caso specifico, utilizzando i parametri a e b che appartengono alla retta di regressione della correlazione sopra descritta, che minimizza lo scarto quadratico dei residui, si ottiene:

Stazione di Riferimento 1 (Cod. RIF1) - Variabile Y									
Stazione Storica Variabile X	Tipo di correlazione	n° punti correlazione	Coeff. di correlazione Ro	Parametro A	Parametro B	Misura di LP di X	Stima di LP in Y	Velocità in sito Y	Ks
Storica 1 (STO1)	Giornaliera	119	0.740	0.680	1.690	4.206	4.551	4.726	0.963

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **A, B** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media di lungo periodo della stazione storica
- **Stima LP in Y** = Stima della velocità media di lungo periodo nella stazione di RIF1
- **Velocità in sito Y** = Velocità media misurata da stazione di RIF1
- **k storicizzazione** = Coefficiente di storicizzazione (rapporto tra la stima di velocità di lungo periodo e quella misurata)

Come si può evincere dai risultati della storicizzazione, utilizzando i parametri a e b frutto della correlazione con Riferimento 1 dei dati di media giornaliera, la velocità media stimata di lungo periodo è inferiore di circa 4 punti percentuali. Per tale motivo, al fine di pervenire ad un valore considerabile valido anche nel lungo periodo, si ritiene di apportare il correttivo risultante dall'elaborazione.

Per cui, per le valutazioni di produzione attesa da un impianto eolico nel sito, si consideri la velocità media annua di **RIF1_S (a 30 m dal suolo) uguale a 4.55 m/s.**

5 MATERIALE RESO DISPONIBILE DAL COMMITTENTE

Il materiale reso disponibile dal Committente per la presente valutazione è il seguente:

- Localizzazione del sito di prevista installazione delle turbine in progetto
- Caratteristiche del modello di aerogeneratore da impiegare nella valutazione di produzione attesa

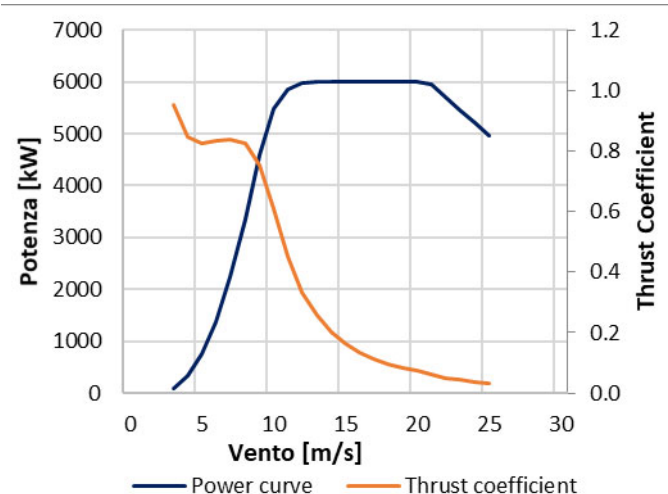
5.1 Aerogeneratore

Per le valutazioni di producibilità è stato indicato un modello di turbina di grande taglia. Nella tabella sottostante sono riportate alcune sue caratteristiche essenziali:

COSTRUTTORE	MODELLO	MODE	Potenza nominale	Diametro Rotore	H Mozzo	Sorgente curva
SIEMENS GAMESA	SG 6.0-170	AM-2	6.0 MW	170 m	115 m	SGRE

Nel seguito viene rappresentata nel suo sviluppo la curva di potenza calcolata alla densità dell'aria corrispondente alla quota del mare di 0 m (pari a 1.225 kg/m³), unitamente alla curva di spinta (Thrust Coefficient) utile alla stima delle interferenze tra gli aerogeneratori.

Turbina		SG 6.0-170 (AM-2)		Diametro	170 m
Altezza di mozzo		115 m		Classe IEC	IIIA / IIIB
Vento (m/s)	Potenza (kW)	Thrust Coefficient			
0	-	-			
1	-	-			
2	-	-			
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	0.754			
10	5485	0.607			
11	5864	0.451			
12	5971	0.335			
13	5994	0.256			
14	5999	0.202			
15	6000	0.163			
16	6000	0.135			
17	6000	0.113			
18	6000	0.097			
19	6000	0.085			
20	6000	0.075			
21	5956	0.060			
22	5708	0.051			
23	5460	0.043			
24	5212	0.037			
25	4964	0.032			



6 MODELLO DI CALCOLO

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di

specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP ver. 10.2 (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

7 AREA DI APPLICAZIONE DEL MODELLO

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso si è utilizzata una mappa di 1936 km², precisamente un quadrato di 44x44 km, con curve di livello con passo di quota di 10 metri, derivate dal database Tinitaly (modello digitale senza soluzione di continuità [DEM] dell'intero territorio italiano), verificate nei dintorni della stazione e del sito. Per l'intera area si è utilizzata la rugosità derivante dal database Corine Land 2018.

8 VERIFICHE SUL MODELLO

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione. Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo e/o da costringere a riconsiderare alcune scelte, si potrà procedere ad una valutazione della qualità del processo, utile alla determinazione dell'incertezza inevitabilmente insita nella metodologia utilizzata.

Nello specifico sono state effettuate verifiche sull'approssimazione della distribuzione in ingresso al modello e sul gradiente al suolo, cioè sulla capacità del modello di valutare correttamente le variazioni di velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo. Inoltre, grazie alla presenza di una stazione storica di TecnoGaia nell'area considerata, si è proceduto anche a svolgere un'analisi di micrositing, al fine di testare il comportamento del modello di calcolo.

8.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull

Il codice di calcolo WASP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione.

In una prima verifica vengono messi a confronto i parametri di velocità e di potenza della vena fluida sperimentali estrapolati (Measured) con la distribuzione di ventosità (Emergent) dedotta dal modello di calcolo.

Nella seconda i parametri sperimentali estrapolati vengono invece messi a confronto con quelli stimati dal modello, comprensivi delle informazioni territoriali, nel punto spaziale dell'anemometro (self prediction), partendo dal campo di vento (Atlas).

Relativamente alla prima verifica, quando le discrepanze risultano elevate denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WASP saranno affetti da approssimazione.

Per la valutazione in oggetto la prima verifica, nonostante una sensibile sottostima nel raffronto tra le ventosità, è da considerarsi positiva, in quanto non vi è alcuno scostamento tra i parametri dell'energia specifica.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Emergent	Discrepancy (%)
RIF1_S	30 m	Mean wind speed	m/s	4.55	4.41	-3.08
		Mean power density	W/m ²	104	104	-

Le risultanze della seconda verifica confermano sostanzialmente la precedente. Infatti, ad una sottostima dei parametri della ventosità corrisponde in questo caso uno scostamento contenuto tra i parametri dell'energia specifica.

Codice stazione	H	-	Unit	Measured	Self Prediction	Discrepancy (%)
RIF1_S	30 m	Mean wind speed	m/s	4.55	4.44	-2.42
		Mean power density	W/m ²	104	105	+0.96

Alla luce di quanto emerso e in considerazione di quanto espresso sopra, si può ritenere la verifica soddisfacente.

8.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento

Il gradiente al suolo della velocità del vento (alfa) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità dello scostamento che si riscontra confrontando due valori di velocità all'altezza del mozzo: il primo è quello

frutto della stima del modello sulla verticale della stazione anemometrica ed il secondo è frutto dell'estrapolazione della ventosità in ingresso al modello con alfa sperimentale. Più in generale tali valori devono essere congrui con quello atteso nel punto di installazione della turbina in funzione della morfologia del territorio ad essa circostante. In pratica viene valutato l'errore che viene introdotto nella stima di velocità al mozzo usando l'alfa stimato da wasp confrontato con quello sperimentale e/o atteso.

Nel caso specifico, disponendo di un valore di gradiente misurato per la stazione RIF1, il confronto può essere svolto tra questo ed il valore di alfa stimato da WASP nello stesso punto e alle stesse altezze di misura. Inoltre, TecnoGaia dispone di altre serie di dati nella più ampia zona analizzata, il cui utilizzo è consentito per verifiche interne, relative a stazioni anemometriche provviste di più anemometri a diverse altezze dal suolo e per le quali è dunque conosciuto il valore di gradiente al suolo. Lo stesso, omogeneo in tutti i casi presi in esame, è intorno al valore di 0.2. Va altresì specificato che il valore di gradiente sperimentale di RIF1 è frutto di una breve campagna di misura e di una bassa altezza dei sensori, soprattutto di quello inferiore, posizionato a 15 m; è lecito dunque attendersi un valore anche sensibilmente sovrastimato.

Per soddisfare le esigenze descritte, sono state effettuate due simulazioni sulla verticale della stazione di Riferimento 1, utilizzando in ingresso al modello i dati della stessa. La prima attraverso il raffronto dei gradienti tra le altezze di misura, la seconda confrontando i valori di alfa stimati all'altezza della misura più alta e quella del mozzo ipotizzato.

Nella tabella sono esposti i risultati di detta verifica:

Dati in ingresso al modello	Punto di simulazione	Alfa (misurato)	Vm (stimata da Wasp) 30 m sls	Vm (stimata da Wasp) 15 m sls	Vm (stimata da Wasp) 115 m sls
RIF1_S	RIF1	0.37	4.44 m/s	3.80 m/s	5.83 m/s
				Alfa 30-15 m: 0.23	Alfa 30-115 m: 0.20

Dalla lettura dei risultati appare evidente una buona lettura del gradiente al suolo nel punto di installazione della stazione anemometrica da parte del modello di calcolo rispetto a quanto ci si dovrebbe attendere, sulla base della morfologia, sia su quanto già rilevato in punti vicini e con caratteristiche simili.

Alla luce di quanto emerso, si ritiene corretto lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo di 115 m, mentre l'utilizzo di un gradiente sperimentale (misurato) potrebbe portare nel caso specifico ad una sovrastima importante della risorsa eolica nel sito in studio. Va in questa direzione la scelta intrapresa e relativa ad un approccio cautelativo.

8.3 Analisi di micrositing

Quando per verificare la ventosità di un sito si hanno a disposizione serie di dati registrate da più stazioni anemometriche è possibile verificare il comportamento del modello confrontando le stime da esso ottenute utilizzando alternativamente in ingresso i dati di una di esse e il valore misurato dalle altre.

Nel caso specifico si dispone di un'ulteriore serie di dati storica, appartenente alla stazione già citata in precedenza come Riferimento 2. Come già detto, la sua ventosità media annuale è considerata stabile, in quanto frutto di rilevazioni di quasi 20 anni.

Nelle simulazioni di micrositing, solitamente gli errori sono contenuti quando il modello stima la velocità del vento sulla stazione stessa che l'ha generato, mentre potrebbero essere elevati quando la stessa valuta la ventosità dell'altra stazione in esame, soprattutto in proporzione alla distanza e, ovviamente, all'orografia del territorio intercorrente. Nel caso specifico, gli errori commessi nelle verifiche poste in atto sono sempre stati all'interno di parametri accettabili, soprattutto in virtù delle variabili indicate (distanza e orografia intercorrente). Anche quest'ultima verifica si può ritenere soddisfacente, pur con tutti i limiti delle incertezze dei processi eseguiti e la cui valutazione non è oggetto dello studio specifico.

8.4 Anemometro virtuale

Sulla base dei risultati ottenuti ai paragrafi precedenti con la stazione RIF1, è stata ricostruita una distribuzione del vento in sito di lungo periodo all'altezza dal suolo di 115 m in corrispondenza della posizione dell'aerogeneratore d'impianto **B03** che, come ventosità e altitudine, ben rappresenta l'intero parco eolico.

La figura sottostante riproduce, per l'anemometro virtuale creato in sito, la rosa dei venti in ingresso al modello di calcolo, mentre, di seguito sono riportate le tabelle anemologiche che contengono in dettaglio tutti i parametri in input al modello di calcolo WAsP.

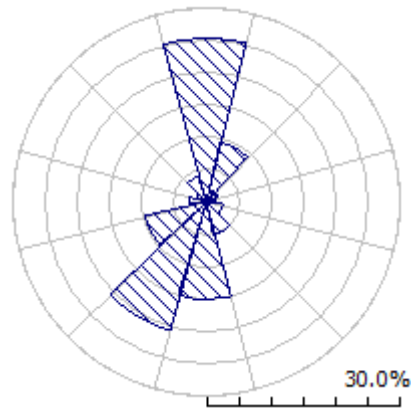
Nella prima parte della tabella sono riportati, per ciascuno dei 12 settori di direzione in cui è stato suddiviso l'angolo giro di 360° i seguenti parametri:

- A velocità caratteristica in m/s della distribuzione di Weibull
- k fattore di forma della distribuzione di Weibull
- U velocità media in m/s
- P potenza specifica della vena fluida in W/m²
- f frequenza percentuale del settore di provenienza del vento

Nella seconda parte della tabella sono riportate le distribuzioni delle velocità del vento per settori di direzione, fornite in input al modello. In particolare, le distribuzioni riportano, per ciascuna classe di velocità del vento di 1 m/s (U) e per ciascuno dei 12 settori di direzione, le frequenze espresse in 'per mille' delle velocità del vento comprese nella classe di velocità e nel settore di direzione. La colonna Total riporta la distribuzione delle velocità indipendenti dalle direzioni del vento.

'ANEMOMETRO VIRTUALE' - Observed Wind Climate

Stazione: RIFERIMENTO 1 – Site description: **B03** – Anemometer height: 115 m a.g.l.



	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
A	6.6	7.5	5.2	3.8	4.2	5.1	7.1	7.6	7.5	6.7	4.5	4.3
K	2.63	2.35	1.70	2.72	2.67	2.58	2.34	2.15	2.39	2.13	2.31	2.50
U	5.87	6.66	4.65	3.40	3.74	4.54	6.30	6.73	6.65	5.94	3.99	3.82
P	188	298	141	36	48	88	254	334	294	231	65	54
f	25.3	9.4	2.1	1.4	2.6	5.0	15.1	20.8	9.7	2.7	1.8	4.2

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	All
1.0	7	9	59	26	21	15	10	13	8	17	30	25	12
2.0	35	35	120	134	106	70	40	42	34	56	111	110	49
3.0	75	66	146	249	206	139	74	72	64	92	182	197	90
4.0	117	94	148	274	252	190	105	96	94	118	210	234	123
5.0	148	116	135	195	215	200	126	112	116	132	189	204	138
6.0	159	127	113	90	129	169	134	118	128	131	137	133	136
7.0	149	126	89	26	54	115	129	115	128	120	81	66	122
8.0	122	115	66	5	15	63	114	105	117	101	39	24	101
9.0	86	97	46	0	3	28	91	90	98	79	15	7	78
10.0	53	75	31	0	0	10	68	73	76	58	5	1	56
11.0	29	55	20	0	0	3	46	55	55	39	1	0	38
12.0	13	37	12	0	0	1	29	40	36	25	0	0	24
13.0	5	23	7	0	0	0	17	27	22	15	0	0	14
14.0	2	13	4	0	0	0	9	18	12	8	0	0	8
15.0	1	7	2	0	0	0	4	11	6	4	0	0	4
16.0	0	3	1	0	0	0	2	6	3	2	0	0	2
17.0	0	2	1	0	0	0	1	4	1	1	0	0	1
18.0	0	1	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	1
19.0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
20.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

9 RISULTATI DI WASP

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

9.1 Producibilità lorda dell'impianto

Nel seguito si riportano i risultati della simulazione svolta:

IMPIANTO EOLICO NEL COMUNE DI BAGNOREGIO (VT)									
Stazione di riferimento			RIF1_S (4.55 m/s)						
Aerogeneratore (modello)			SIEMENS GAMESA SG 6.0-170 (AM-2)						
Potenza nominale (MW)			6.0						
AG	Coordinate UTM ED50 Fuso 33		Base Macchina (m s.l.m.)	H mozzo (m)	V (m/s)	P lorda (MWh/a)	Perdita per scia [%]	P netta (MWh/a)	Ore (MWh/MW)
	Longit.	Latitud.							
B01	258,624	4,726,099	577	115.0	5.92	16,225	3.57	15,646	2608
B02	259,495	4,726,239	540	115.0	5.87	15,903	3.05	15,417	2570
B03	257,391	4,725,315	572	115.0	5.96	16,444	1.94	16,126	2688
B04	257,559	4,722,724	592	115.0	6.07	17,057	3.24	16,505	2751
B05	258,043	4,721,864	586	115.0	6.00	16,691	2.98	16,193	2699
B06	259,028	4,721,914	583	115.0	6.10	17,238	3.18	16,690	2782
B07	259,409	4,720,734	543	115.0	5.83	15,693	2.04	15,372	2562
MEDIE			570	115.0	5.96	16,464	2.86	15,993	2665
TOTALI						115,251		111,949	

La tabella riporta, nell'ordine:

- L'identificativo con riferimento alla tavola grafica allegata
- Le coordinate chilometriche nel sistema di riferimento UTM ED50
- La quota della fondazione del sostegno
- L'altezza di mozzo della simulazione
- La velocità media annua stimata, all'altezza di mozzo indicata
- La produzione lorda attesa, stimata dal modello

- La perdita percentuale di produzione attesa per effetto scia, stimata dal modello
- La produzione attesa, netta della perdita per scia calcolata
- Le ore annue equivalenti di funzionamento, espresse come rapporto tra la produzione netta attesa e la potenza nominale della macchina
- Seguono, in calce, le medie ed i totali per le colonne di interesse

10 PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO AL NETTO DELLE PERDITE

Alla producibilità lorda riportata al capitolo precedente devono essere sottratte le perdite d'impianto. Nella tabella seguente sono riportati i valori di perdita applicati: **si raccomanda la revisione degli stessi una volta sottoscritti tutti i contratti di fornitura della turbina ed O&M, nonché una volta disponibile il progetto elettrico esecutivo dell'impianto.**

Perdite considerate	Bagnoregio/Lubriano
Densità aria alla densità di 1.145 Kg/m ³	-4.8%
Disponibilità aerogeneratore	-3.0%
Disponibilità aerogeneratore – non contrattuale	-0.5%
Disponibilità B.O.P.	-1.0%
Disponibilità rete	-0.2%
Perdite elettriche d'impianto	-1.5%
Perdite ambientali	-0.5%
Performance aerogeneratore	-1.5%
Totale perdite	-12.4%

Disponibilità Contrattuale dell'Aerogeneratore: è stato assunto un valore standard del 97%

Disponibilità B.O.P.: questa perdita considera i fuori servizio del Balance of Plant, ovvero il valore di disponibilità garantita dal provider dei servizi O&M per il B.O.P. Il valore assunto dovrà essere rivisto alla chiusura delle negoziazioni del contratto O&M per il B.O.P.

Disponibilità Rete: tale perdita rappresenta gli eventuali fuori servizio della Rete Elettrica Nazionale a cui si collegherà l'impianto eolico. In tale analisi, è stato adottato un valore standard corrispondente a n. 3 eventi all'anno della durata media di 6 ore.

Perdite Elettriche: le perdite elettriche sono state assunte in assenza di informazioni sul progetto elettrico. Il valore dovrà eventualmente essere rivisto una volta disponibile il progetto esecutivo del Progetto.

Altre perdite: la voce tiene conto dei parametri ambientali (ghiaccio, shutdown per temperatura, ecc.). Non tiene invece conto di alcun wind sector management/sector-wise curtailment e/o limitazioni dovute all'impatto acustico e/o limitazioni di rete particolari, in quanto non sono disponibili o risultanti informazioni a riguardo.

Prestazione aerogeneratore: tale perdita tiene conto della degradazione pale, isteresi e prestazione non ottimale della turbina.

Ne risulta, pertanto, **una produzione attesa netta (P_{50%}) di 98,110 MWh/anno pari a 2336 ore annue equivalenti.**

11 CONCLUSIONI

Il presente rapporto contiene i risultati della valutazione preliminare di produzione attesa dall'impianto eolico in progettazione in un sito ricadente nei Comuni di Bagnoregio e Lubriano, nella Provincia di Viterbo, Regione Lazio.

La valutazione della producibilità è stata ottenuta mediante applicazione di un modello fluidodinamico del vento utilizzando in ingresso una serie di dati anemometrici appartenente ad una stazione di rilevamento le cui misure ben caratterizzano un ampio territorio circostante. La serie di dati è stata ampiamente analizzata ai fini del presente studio. La sua bontà e validità è stata confermata grazie a idonee verifiche e a confronti con una stazione storica appartenente all'area del sito considerato, oltre ad un'altra serie di dati di lungo periodo, utilizzata per il processo di storicizzazione posto in atto, il cui esito è stato soddisfacente.

In generale, la messa a punto del modello di calcolo si rende necessaria per valutare, attraverso una serie di verifiche e di controlli successivi, la sua capacità ad interpretare i dati di ventosità ed in particolare gli effetti dell'orografia e della rugosità del terreno sulla corretta estrapolazione della velocità del vento al mozzo delle macchine. Le soddisfacenti verifiche sul modello hanno consentito di trovare le soluzioni per diminuire il grado di incertezza introdotto dal modello nel calcolo in ogni fase del processo.

In questo senso va interpretata la scelta di lasciare al modello di calcolo il compito di estrapolare la ventosità all'altezza di mozzo ipotizzata.

I siti più interessanti dal punto di vista dell'installazione di un impianto eolico sono caratterizzati da livelli di ventosità tali da comportare valori di utilizzazione dello stesso per un numero minimo di ore annue di funzionamento, tale da garantirne la convenienza economica dell'iniziativa. Questo valore può variare a seconda della taglia dell'aerogeneratore adottato poiché varia il costo dell'aerogeneratore stesso e più in generale dei costi di investimento e di gestione dell'impianto.

Nel complesso i processi applicati non hanno comportato difficoltà di esecuzione superiori alla norma, poiché il sito è interessato da una discreta ventosità e, grazie anche ad un territorio di appartenenza con un'orografia non particolarmente complessa, le verifiche effettuate hanno dato risultati positivi.

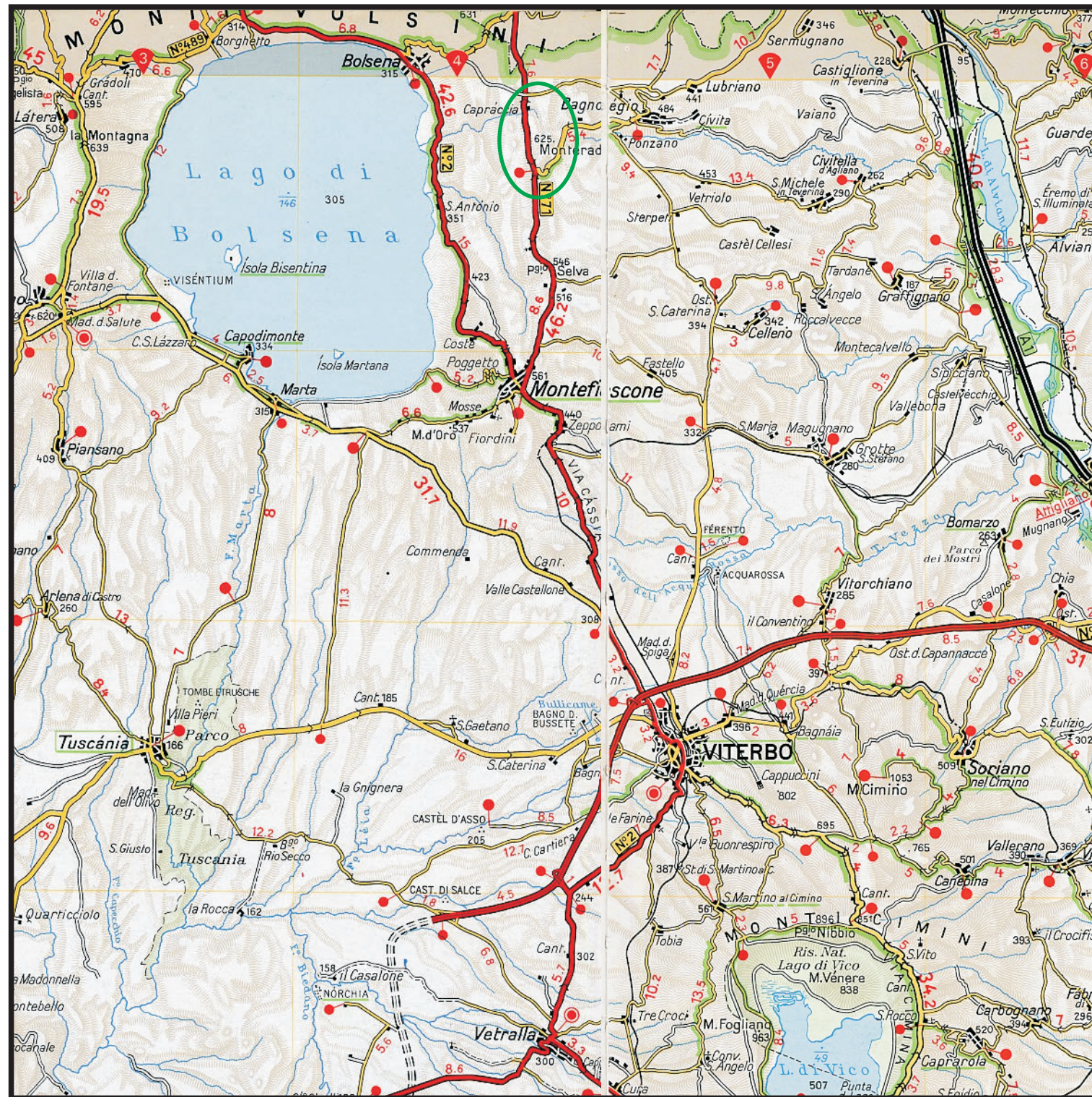
Nell'ottica della finalizzazione del progetto e dell'eventuale necessità d'intercettare i servizi proposti dal circuito del Credito (finanziamento), si consiglia una specifica qualificazione anemometrica ad adeguate altezze dal suolo, anche con l'impiego della tecnologia di Remote Sensing Device, con misure anche di breve durata e un approfondimento di questo studio (asseverazione bancabile) che comprenda in particolare un'analisi specifica delle variabili, la quale, con le informazioni disponibili, definisca l'incertezza complessiva sulla valutazione della producibilità dell'impianto, al fine di determinarne il valore atteso con data probabilità ($P_{75\%}$, $P_{90\%}$,) solitamente richiesto per il finanziamento.

ALLEGATO 1

SITO EOLICO

Comuni di Bagnoregio e Lubriano (VT)

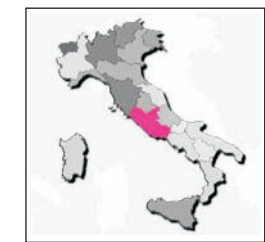
Ubicazione geografica del sito



Scala 1:200.000



Sito eolico



Regione: LAZIO

Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume CENTRO, 1:200.000, Ediz. TCI, Milano 2004.



IMPIANTO EOLICO

Comuni di BAGNOREGIO e LUBRIANO (VT)

Ubicazione degli Aerogeneratori

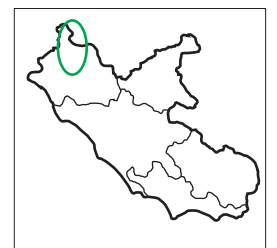


LEGENDA

- Confini regionali
- Confini provinciali
- Confini comunali
- Sito Eolico
- Aerogeneratori

Cartina di base IGMI, serie 25V:
BOLSENA 134 IV NO

Scala 1:25.000



Regione: Lazio



ALLEGATO 2

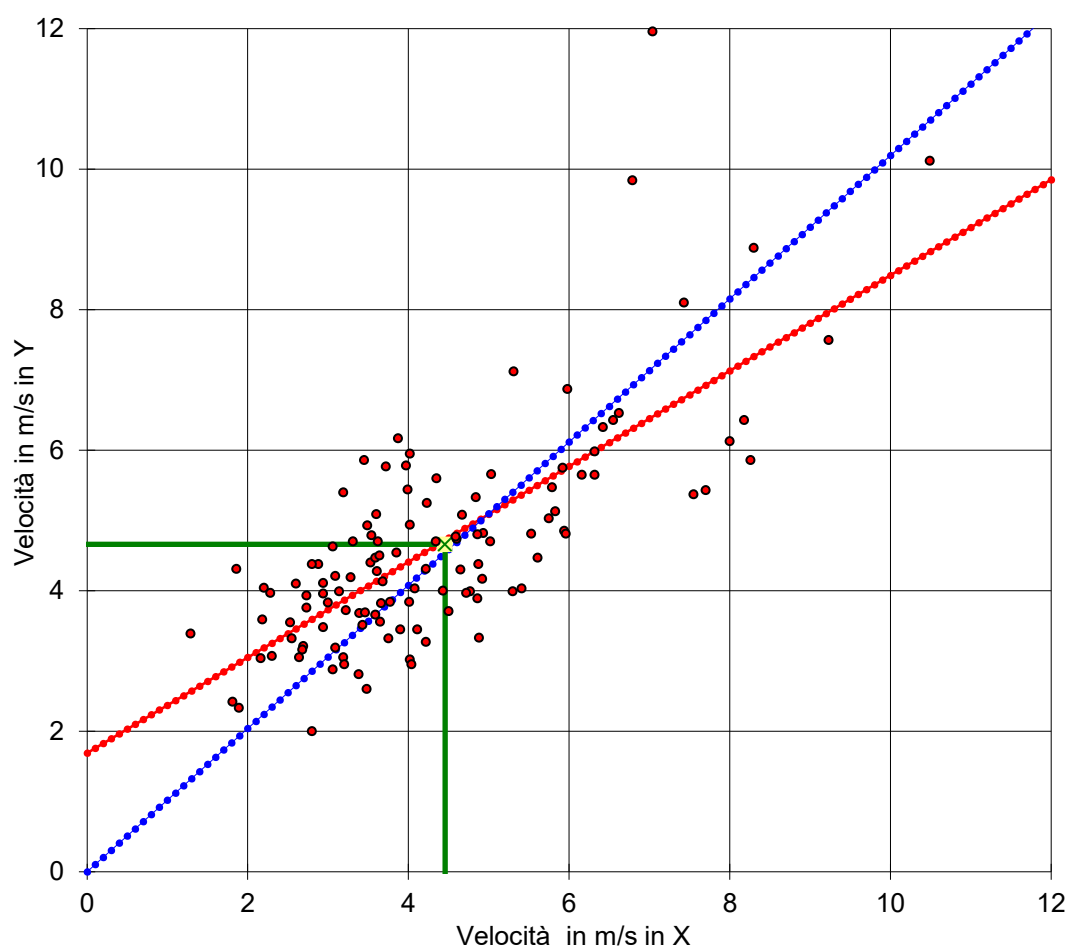
CORRELAZIONE TRA LE VELOCITA' MEDIE GIORNALIERE RILEVATE A:

Variabile X: TA di **STORICA 1** (codice: ST01) a 15 m dal suolo
 Variabile Y: TA di **RIFERIMENTO 1** (codice: RIF1) a 30 m dal suolo

Coefficiente di correlazione = **0.740** (Regressione lineare con 119 punti)

($Y = A * X + B$) : **A = 0.680 ; B = 1.690** ($Y = C * X$) : **C = 1.020**

V media(X) = 4.455 ; V media(Y) = 4.663 ($Y_m = R * X_m$) : **R = 1.047**



Valore Storico in (X) = 4.206 m/s Valore Misurato in (Y) = 4.726 m/s

Valore Storico in Y (Y=A * X + B) = 4.551 m/s ks = 0,963

Valore Storico in Y (Y=C * X) = 4.288 m/s ks = 0,907

Valore Storico in Y (Ym = R * Xm) = 4.402 m/s ks = 0,932

ks = Valore Storico in (Y) / Valore Misurato in (Y)

Figura 1

ALLEGATO 3



Siemens Gamesa 5.X
Reaching new heights



Siemens Gamesa technology with benchmark performance and proven reliability

SG 6.6-155 and SG 6.6-170: Siemens Gamesa next-generation solutions conceived to deliver an outstanding value proposition for our customers

Imagine how the future becomes present to take wind energy to the next level

At Siemens Gamesa, we strive to anticipate opportunities in an increasingly discerning market. Our wind technology expertise, backed by more than 40 years of experience and over 114 GW installed throughout the world, equips us with the right tools for imagining the future, making it present and taking wind energy to the next level.

We know what this means: technological leadership, solid track record, commitment to excellence, passion for what we do. And we deliver it now to our customers. This is how the new Siemens Gamesa 5.X onshore platform is born.

Siemens Gamesa 5.X is a new generation of

turbines that takes Siemens Gamesa to new heights:

- In performance, cost-efficiency and reliability.
- In power output and rotor size to offer the most competitive LCoE.
- In technology, built upon Siemens Gamesa know-how and expertise.
- In versatility, with a modular, flexible design that facilitates logistics, construction and service.
- In site adaptability, to configure the optimal solution for each project.
- In value for our customers.



Proven technology

The new Siemens Gamesa 5.X onshore platform has its roots in Siemens Gamesa technology, synonymous with innovation, know-how and reliability accredited through experience. Siemens Gamesa 5.X incorporates proven technologies, minimizing risk and guaranteeing reliability for its two new product models: SG 6.6-155 and SG 6.6-170 wind turbines. These include a doubly-fed generator and partial converter combination, a compact drive train design with a three-stage gearbox, and the use of components widely validated on the other Siemens Gamesa platforms. The result is a wind turbine design that gives optimum performance and LCoE.

Benchmark in power output and rotor size

Siemens Gamesa 5.X goes one step further to become the new generation platform that combines a flexible power rating from 5.6 MW to 6.6 MW with two of the largest rotor diameters in the market, 155 and 170 meters, resulting in maximum performance in high-, medium- and low-wind conditions.

SG 6.6-155 and SG 6.6-170 turbines mean greater AEP per wind turbine and optimized CAPEX for the project. This is also due to their versatility, with a modular, flexible design for maximum ease of logistics, construction and O&M, as well as reducing the OPEX, which results in a lower Cost of Energy for projects.

Unique, tailored solutions

Siemens Gamesa 5.X considers profitability to be a key factor in generating value for our customers. Contributing factors to profitability include:

- Configuring flexible, personalized power modes fully tailored to the needs of each site.
- An extensive catalog of towers with multiple available

technologies and the additional capability to create specific project designs.

- The use of advanced control strategies that enable intelligent load reduction and a greater applicability for the Siemens Gamesa 5.X platform in different wind conditions.
- A modular, optimized structure for local transport and construction conditions.
- A maintainability-oriented design with advanced diagnostics and remote operation solutions, as well as the possibility of replacing large turbine components without requiring a main crane.
- Optional product solutions to cover all types of market requirements.

Technical specifications



	SG 6.6-155	SG 6.6-170
General details		
Rated power	6.6 MW	
Wind class	Medium and high	Low and medium
Flexible power rating	From 5.6 MW to 6.6 MW	
Control	Pitch and variable speed	
Rotor		
Diameter	155 m	170 m
Swept area	18,869 m ²	22,697 m ²
Tower		
Height	90, 102.5, 122.5, 165 m and site-specific	100, 115, 135, 165 m and site-specific
Technology		
Type	Geared	
First prototype		
Date	2021	

Spain

P. Tecnológico de Bizkaia, edif. 222
48170 Zamudio, Vizcaya

Calle Ramírez de Arellano, 37
28043 Madrid

Avda. Ciudad de la Innovación, 9-11
31621 Sarriguren, Navarra

onshoresales@siemensgamesa.com

Australia

Herring Road 160, Macquarie Park
Sydney, NSW 2113

885 Mountain Highway
Melbourne, VIC 3153

Austria

Siemensstrasse 90, Vienna 1210

Brazil

Avenida Rebouças, 3970 - 5º andar
Pinheiros 05.402-918, São Paulo

Canada

1577 North Service Road East
Oakville, Ontario L6H 0H6

Chile

Edificio Territoria El Bosque
Avenida Apoquindo 2827, Piso 19
Las Condes, Santiago de Chile

China

Siemens Center Beijing, 12th Floor
No.7 South Wangjing Zhonghuan
Road, Chaoyang District
Beijing 100102

500, Da Lian Road, Yangpu District
200082 Shanghai

Croatia

Heinzelova 70 A
10000 Zagreb

Denmark

Borupvej 16
7330 Brande

Fiskergade 1
7100 Vejle

Egypt

6th Floor, Bureau 175
2nd Business Sector, Al-Horreya axis
90 South Road, 5th Settlement
PO Box: 245/11835 New Cairo

Finland

Tarvonsalmenkatu 19
FI-02600 Espoo

France

Immeuble le Colisée
Bâtiment A - 2 ème étage
10 avenue de l'Arche
92419 Courbevoie

97 allée Alexandre Borodine
Cedre 3, 69800 Saint Priest

Germany

Beim Strohhaus 17-31
20097 Hamburg

BCB business center in Kiel
Hopfenstr. 1 D
24114 Kiel

Mary-Somerville-Straße 14
28359 Bremen

Greece

44 - 46 Riga Fereou Str. &
Messogion Ave
Neo Psychiko
Athens, 15451

India

#334, Block-B, 8th floor
Futura Tech Park
Rajiv Gandhi Salai
Sholinganallur
Chennai 600119

Indonesia

Menara Karya, 28th floor
JL. HR. Rasuna Said Blok X-5
Kav. 1-2
Jakarta

Ireland

Innovation House, DCU Alpha
Old Finglas Road 11
Glasnevin
Dublin 11

Italy

Centro Direzionale Argonauta
Via Ostiense 131/L, Corpo C1
9° piano, 00154 Roma

Via Vipiteno 4, 20128 Milan

Japan

Otemachi First Square Tower
1-5-1 Otemachi, Chiyoda-ku
100-0004 Tokyo

Korea

Seoul Square 5th Floor 416
Hangang-daero, Jung-gu
Seoul 04637

Mexico

Paseo de la Reforma 505
Torre Mayor, 37th Floor
Col. Cuauhtémoc, Del. Cuauhtémoc
06500 Mexico City

Carretera Juchitán, Espinal, km 4
El Espinal, Oaxaca

Morocco

Anfa Place Blvd. de la Corniche
Centre d'Affaires "Est", RDC
20200 Casablanca

Netherlands

Prinses Beatrixlaan 800
2595 BN Den Haag

Norway

Østre Aker vei 88, 0596 Oslo

Philippines

10F, 8767 Paseo de Roxas
Makati

Poland

Zupnicza street 11, 3rd Floor
03-821 Warsaw

UL. Galaktyczna 30A
80-299 Gdansk

Singapore

Siemens Center
60 MacPherson Road
Singapore 348615

South Africa

Siemens Park
Halfway House
300 Janadel Avenue
Midrand 1685

Sweden

Evenemangsgatan 21
169 79 Solna

Taiwan

8F-1,/6F N° 126
Songjiang Road
Taipei City

Turkey

Esentepe mahallesi Kartal
Yakacik Yolu No 111
34870 Kartal
Istanbul

United Kingdom

Solais House
19 Phoenix Cres
Bellshill ML4 3BF

USA

11950 Corporate Boulevard
Orlando, FL 32826

1150 Northbrook Drive
Suite 350
Trevose, PA 19053

1050 Walnut
Suite 303
Boulder, CO 80302

Vietnam

14th Floor, Saigon Centre
65 Le Loi street
Ben Nghe ward District 1
Ho Chi Minh City

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. for information purposes only and could be modified without prior notice. The information given only contains general descriptions and/or performance features which may not always specifically reflect those described, or which may undergo modification in the course of further development of the products. The requested performance features are binding only when they are expressly agreed upon in the concluded contract. All the content of the document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.

07/2021

www.siemensgamesa.com