

Badia Tedalda Eolico SrL

| Via Francesco Tamagno, 7 | 20124 Milano (MI) | P.IVA 12334000960 | PEC badiatedaldaeolicosrl@pec.it |

Parco Eolico Poggio Tre Vescovi

Formato: A4

Scala: ---

Aprile 2023

Progettazione specialistica
SkyWind GmbH
Ing. Sasha Claes

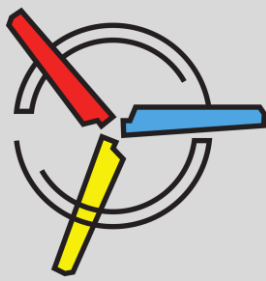
PD.WND.R.01.a

Studio degli impatti sul patrimonio ambientale, paesaggistico e biotico

Anemometria

PERIZIA ANEMOLOGICA – ANNO 2023

Rev.	Data	Oggetto
a	22/02/2023	Prima emissione



Parco eolico Poggio Tre Vescovi

Proponente



Badia Tedalda Eolico SRL

Via Francesco Tamagno, 7 - 20124 Milano (MI)

Referente di progetto

Dott. Roberto Schirru

Coordinamento tecnico



ENVI area stp snc

Ing. Cristina Rabozzi

Dott. Agr. Elena Lanzi

Dott. Agr. Andrea Vatteroni

Progettazione opere civili e cantierizzazione

ENKI

INGEGNERIA

ENKI srl

Ing. Andrea Mazzetti

Progettazione opere di utenza e di rete per la connessione CP "Badia Tedalda"

Ing. Michele Pigliaru

Geologia e geotecnica

SINERGIA
progettazione e consulenza ambientale srls

Sinergia srls

Dott. Geol. Luca Gardone

Aspetti trasportistici

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

Siemens Gamesa S.A.

Ing. Alessandro Noro

Topografia



Anemometria



3D Metrica – Ing. Paolo Corradeghini

Skywind GmbH

Ing. Sasha Claes

Studio di impatto ambientale, studio di incidenza ambientale, aspetti socio-economici e antropici



ENVI area stp snc

Ing. Cristina Rabozzi

Dott. Agr. Elena Lanzi

Dott. Agr. Andrea Vatteroni

Paesaggio



INLAND Landscape Architecture – Arch. Andrea Meli

Biodiversità, ecosistemi e reti ecologiche



Dott. For. Ilaria Scatarzi

Dott. Biol. Marco Lucchesi

Dott. Dino Scaravelli

Consorzio Futuro in Ricerca

Dott. Lisa Brancaleoni

(aspetti floristico-vegetazionali)

(aspetti forestali, ecosistemi e reti ecologiche)

(avifauna)

(chiroterofauna)

Archeologia



Cooperativa archeologia s.c.

Dott. Andrea Biondi

Acustica



Tecnocreo srl

Ing. Matteo Bertoneri

CEM e vibrazioni

Ing. Michele Pigliaru



SOMMARIO

1.	METODO DI INDAGINE	5
2.	PREMESSA CIRCA LA 3 ^a RIEDIZIONE DEL PROGETTO.....	6
3.	DEFINIZIONE DEL PROGETTO	8
4.	METODOLOGIA (DESCRIZIONE RIASSUNTIVA).....	9
5.	DATI DI RIFERIMENTO DEL PROGETTO	11
6.	CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA	13
6.1	Modello digitale dell’orografia e delle caratteristiche del terreno	13
6.2	Valutazione della ventosità nel periodo di riferimento.....	14
6.3	Installazione degli anemometri	15
6.4	Estensione della serie dei dati	16
6.5	Distribuzione del vento per il calcolo della produttività.....	18
6.6	Determinazione della turbolenza	18
6.7	Informazioni sull’andamento giornaliero della velocità del vento.....	19
6.8	Calcolo delle condizioni di ventosità per i singoli aerogeneratori	19
6.9	Calcolo della produzione attesa	21
6.10	Fattore di correzione nel lungo periodo per l’area di Poggio Tre Vescovi – Fresciano	22
6.11	Stima dell’energia persa per via dei fermi-turbina per diminuire il rischio di collisioni con avifauna .	22
6.12	Produzione annua di energia nel parco eolico con aerogeneratori del tipo Siemens-Gamesa SG 6.6-155.....	23
6.13	Produzione annua di energia nel parco eolico per un modello alternativo di aerogeneratore.....	24
7.	CONSIDERAZIONI SUL CONCETTO DI “ORE EQUIVALENTI”	26

* * *



1. METODO DI INDAGINE

Misurazioni del vento in situ?	✓
Misurazione del vento secondo le norme IEC?	✓
Estensione della serie di dati misurati per valutazioni di medio periodo?	✓
Contemplazione di dati nel lungo periodo?	✓
Studio di un arco di tempo non inferiore a 30 anni?	✓
Utilizzo di dati relativi alla produzione di parchi eolici vicini a quello proposto?	✓
Impiego di un modello digitale del terreno?	✓
Analisi dell'utilizzo del terreno (rugosità superficiale)?	✓
Creazione di un modello su scala del parco eolico (micrositing)?	✓
Valutazione degli effetti scia (wake effect)?	✓
Utilizzo di una curva di potenza misurata?	✓
Correzione dei dati dovuta alla densità dell'aria?	✓
Determinazione del grado di turbolenza ante operam?	✓



2. PREMESSA CIRCA LA 3^a RIEDIZIONE DEL PROGETTO

In seno all'attuale predisposizione della 3° rielaborazione del progetto del Parco eolico Poggio Tre Vescovi (anno 2023), che segue i progetti del 2010 e del 2017, presentati presso le Regioni Toscana ed Emilia Romagna, in forza del progresso tecnologico, che ha reso le originarie turbine da 3,4 MW non solo obsolete ma non più in produzione, in forza dell'ulteriore riduzione del numero di turbine derivante dal nuovo layout, la presente perizia anemologica è una sintesi di 14 anni di continui studi e miglioramenti dell'efficienza del potenziale elettro-eolico, sfruttabile sul Poggio Dei Tre Vescovi.

La bontà di queste previsioni si basa sulle originarie perizie anemologiche e sulle successive interpolazioni, sempre effettuate partendo dai dati del vento di altre turbine eoliche poste a meno di 2.000 m. dal sito del progetto e dagli atlanti aggiornati (2021) del vento, nazionali ed mondiali, ma soprattutto in base alle nuove turbine prescelte, ossia le Siemens-Gamesa da da 6.6 MW con diametro rotore pari a 155 m. e altezza di mozzo pari a 102.5.

E' fondamentale rimarcare l'ulteriore riduzione del numero totale delle turbine, che passano dalle originarie 36 del 2010, 13 del 2017, riducendosi a 11 con l'attuale configurazione.

Nonostante questa ulteriore riduzione, la scelta di turbine più potenti e più performanti permette di aumentare l'energia prodotta, che passa dagli originari 141,106 GWh/a (stima ottimistica) e 125,725 GWh/a (stima conservativa), a 185,374 GWh (stima ottimistica) e 165,169 GWh (stima conservativa).

Oltre a questi primi, nuovi parametri (dove si è riusciti a diminuire ulteriormente l'altezza del mozzo passando dagli originari 115 m. del 2017 agli attuali 102.5 m.), il nuovo layout prevede la collocazione lineare delle turbine, solo lungo il crinale (questo anche perché ci si muove solo sul versante toscano), ovvero si sono selezionati solo i siti più produttivi, eliminando i "cluster" di macchine sul versante Sud presenti nelle due precedenti versioni progettuali. Così facendo, si è aumentato il rendimento.

In forza di tutte queste modifiche, si è riusciti a crescere da una media originaria di produzione del 2017 pari a 133.415 GWh/anno, a quella del 2023 pari a 175.272 GWh/anno, ovvero un aumento di + 41.857 GWh, pari al ca. + 23.8%.

Questo, nonostante si siano eliminate n. 2 turbine. La tabella 1 e 2 che seguono, mettono a confronti i dati dell'attuale layout del 2023 con quelli del 2017.

Tabella 1. Dati di massima del layout 2023 (11 turbine)

Valori del parco eolico nella media annuale - layout 11 turbine. Anno 2023	
Velocità media al mozzo (102,5 m)	7,6 m s ⁻¹
Parametro A della distribuzione di Weibull:	8,24 m s ⁻¹
Parametro k della distribuzione di Weibull:	1,682
Numero di turbine	11
Produzione totale di energia annuale stimata (netto):	185,374 GWh a ⁻¹
Produzione totale di energia stimata annuale (calcolo cautelativo):	165,169 GWh a ⁻¹
Produzione totale annuale per turbina 6.6 MW (valore mediano):	16852 MWh
Produzione totale annuale per turbina 6.6 MW (calcolo cautelativo):	15015 MWh
Ore piene medie per turbina (senza e con calcolo cautelativo):	2553 / 2275 h a ⁻¹

Tabella 2. Dati di massima del layout 2017 (13 turbine)

Valori del parco eolico nella media annuale - layout 13 turbine. Anno 2017	
Velocità media al mozzo (115 m)	7,9 m s ⁻¹
Parametro A della distribuzione di Weibull:	8,6 m s ⁻¹
Parametro k della distribuzione di Weibull:	1,65



Valori del parco eolico nella media annuale - layout 13 turbine. Anno 2017

Numero di turbine	13
Produzione totale di energia annuale stimata (netto):	141,106 GWh a ⁻¹
Produzione totale di energia stimata annuale (calcolo cautelativo):	125,725 GWh a ⁻¹
Produzione totale annuale per turbina 3,6 MW (valore mediano):	10.854 MWh
Produzione totale annuale per turbina 3.6 MW (calcolo cautelativo):	9.671 MWh
Ore piene medie per turbina (senza e con calcolo cautelativo):	3.015 / 2.686 h a ⁻¹



3. DEFINIZIONE DEL PROGETTO

Il sito del parco è stato ridimensionato rispetto al 2017, e comprende solo la linea di crinale sul versante toscano e ricade interamente nel Comune di Badia Tedalda, (AR).

Al fine di valutare l' idoneità del sito scelto per lo sfruttamento della risorsa eolica è stata effettuata una previsione della produzione attesa di energia. L' analisi è stata condotta con l' ausilio di metodi scientificamente consolidati e sulla base di dati sia rilevati da accurate misurazioni in situ che provenienti da altre fonti. Il metodo di calcolo della produttività media annua attesa nel lungo periodo viene illustrato facendo riferimento ad uno specifico modello di aerogeneratore. Per ottimizzare la precisione del calcolo si è tenuto conto di una moltitudine di fattori estremamente importanti quali la morfologia del terreno, la densità dell' aria e l' effetto scia, ovvero l' effetto per il quale ogni macchina rallenta la vena fluida dietro di sé conferendo a quest' ultimo maggiore turbolenza e minore energia cinetica.

L' aerogeneratore prescelto per il progetto ottimizzato definitivo è la turbina Siemens-Gamesa SG 6.6. – 155, con una potenza di 6.6 MW, altezza del mozzo di 102,5 m e diametro rotore di 155 m.



4. METODOLOGIA (DESCRIZIONE RIASSUNTIVA)

Il calcolo della previsione di produzione di energia viene effettuato con il modello WaSP (Wind Atlas Analysis and Application Program) nella versione aggiornata 11.0, versione 11.04.0026; tale software è sempre riconosciuto e consolidato a livello internazionale.

Tenendo conto della topografia e della rugosità del terreno, il modello è in grado di riportare le condizioni anemometriche rilevate in un determinato punto di osservazione a tutta l'area di interesse. Di conseguenza è possibile risalire dai risultati dell'analisi del campo di vento alla produzione di energia di ognuno degli aerogeneratori del parco, considerando anche l'importanza degli effetti di scia che rendono turbolento il moto dell'aria nel passaggio attraverso i rotori dei vari aerogeneratori.

Tra le varie informazioni fondamentali al fine della corretta valutazione, sono ovviamente necessarie quelle relative alle coordinate degli aerogeneratori, alla loro altezza al mozzo e alla curva di potenza.

I risultati ottenuti in questo modo devono essere opportunamente corretti per tener conto di ulteriori aspetti, come ad esempio la riduzione della densità dell'aria dovuta alla quota del parco sopra il livello del mare e la verifica della rappresentatività del periodo di riferimento rispetto alle condizioni nel lungo periodo. Altri aspetti significativi sono ad esempio le perdite di energia connesse al trasporto della stessa e l'affidabilità tecnica degli aerogeneratori.

In questo caso le perdite per il trasporto dell'energia sono inferiori, essendo il cavidotto ridotto a 14.4 km, e connettendosi il parco a badia Tedalda, invece dei circa 40 km originari, con connessione a Sansepolcro, prevista nel primo progetto del 2010.

L'attendibilità della produzione di energia calcolata con il modello WasP, dipende fortemente dalla qualità dei dati immessi. Per questo motivo non sono stati sottoposti ad un esame di plausibilità non solo i dati eolici rilevati in situ, bensì sono stati accuratamente scelti e controllati anche tutti gli altri dati utilizzati. Ulteriori dettagli in proposito sono descritti nei paragrafi successivi.

Per l'aggiornamento di questo documento, sono stati anche utilizzati e opportunamente scalati i dati del vento provenienti dall'anemometro di macchina, installato sulla turbina tipo *Ghrepower*, modello GHRE60, 60 kW, con altezza del mozzo pari a 36, sistema-dati SCADA.

Tale turbina è installata a Nord-Ovest del sito del parco, e precisamene a 1.650 m. dalla turbina n. 1.



Figura 1. Posizione della turbina Ghrepower installata nel 2014, posta a circa 1600 m dalla turbina 1 del parco

Oltre a questa verifica, i dati sono stati confrontati con quelli del 2020, del sistema *EMD-ConWx Europe Mesoscale Data Set* (<http://www.emd.dk/windpro/mesoscale-data/subscribe/emdconwx-mesoscale-data/>)



5. DATI DI RIFERIMENTO DEL PROGETTO

Parco eolico:	Poggio dei Tre Vescovi - Fresciano
Numero degli aerogeneratori:	11
Modello:	Siemens-Gamesa SG 6.6 – 155
Altezza del mozzo:	102,5 m
Diametro del rotore:	155 m.
Potenza nominale dell'aerogeneratore:	6.600 kW
Potenza nominale nel parco:	72.600 kW (72,600 MW)
Curva di potenza:	misurata secondo IEC 61400-12-1 (DTU)
Velocità min. di avviamento:	3,0 m/s
Velocità max. di arresto:	27.0 m/s

Tabella 3. Curva di potenza e valori ct per il nuovo aerogeneratore di riferimento (Siemens-Gamesa SG 6.6.-155). Per quanto riguarda la curva di potenza si tratta di dati rilevati nell'ambito di misurazioni, mentre i coefficienti di spinta (curva ct) sono stati calcolati e forniti dal produttore

Velocità del vento [m/s]	Potenza [Kw]	Valore cT
2,00	0,00	0,00
3,00	47,0	0,89
4,00	252,0	0,86
5,00	613,0	0,82
6,00	1128,0	0,82
7,00	1840,0	0,82
8,00	2775,0	0,81
9,00	3868,0	0,75
10,00	4948,0	0,65
11,00	5812,0	0,55
12,00	6309,0	0,44
13,00	6513,0	0,34
14,00	6578,0	0,27
15,00	6595,0	0,22
16,00	6599,0	0,18
17,00	6600,0	0,15
18,00	6599,0	0,12
19,00	6592,0	0,11
20,00	6562,0	0,09
21,00	6486,0	0,08
22,00	6342,0	0,07
23,00	6137,0	0,06
24,00	5894,0	0,05
25,00	5652,0	0,04
26,00	5434,0	0,04



Velocità del vento [m/s]	Potenza [Kw]	Valore cT
27,00	5262,0	0,03



6. CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

6.1 Modello digitale dell'orografia e delle caratteristiche del terreno

Per l'areale di indagine, la Carta Tecnica Regionale contiene le informazioni nello spazio tridimensionale, che possono essere utilizzate per ricostruire il profilo orografico. È importante osservare che anche la morfologia di superfici distanti può avere un significativo effetto sul movimento della massa d'aria nel sito di interesse. Per questo motivo si è deciso di non limitare l'analisi ad una superficie circoscritta, bensì di considerare un'area molto più ampia, combinando i dati contenuti nella CTR con altre informazioni, al fine di ottenere una descrizione che sia più completa possibile. In particolare sono stati utilizzati i più recenti dati della SRTM (Shuttle Radar Topography Mission, 4° edizione, V2.1). Test approfonditi hanno dimostrato una sufficiente coerenza e consistenza dei set di dati che quindi permettendo una combinazione ottimale delle fonti e garantendo la completezza della base dati.

Complessivamente sono stati raccolti ed analizzati dati relativi ad un terreno di 23x21 km situato tra i 340 e i 1440 metri sul livello del mare. I dati comprendono 280.000 punti e più di 1930 poligoni.

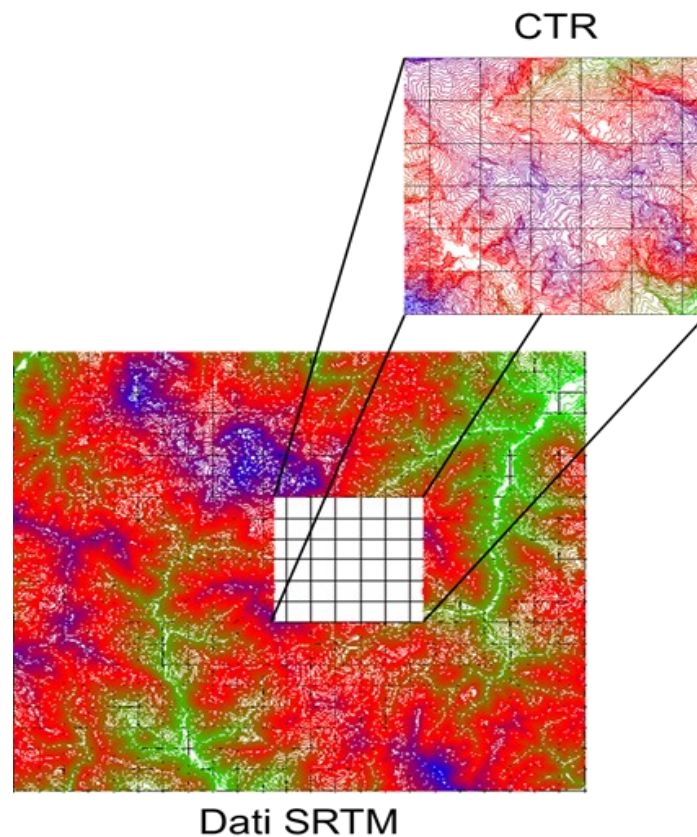


Figura 2. Schema dell'estensione dell'area caratterizzata per l'utilizzo del modello di terreno

L'utilizzo del terreno è stato ripreso da dati satellitari del progetto AVHRR (*Advanced Very High Resolution Radiometer*).

Queste informazioni permettono di risalire ai valori della rugosità. Le diverse caratteristiche dei terreni quali terreni agricoli, prati, zone boschive (boschi misti, foreste di latifoglie o boschi di conifere) sono state



riportate secondo lo standard internazionale della classificazione CORINE (*Coordination of Information on the Environment*) in valori numerici relativi alla misurazione della rugosità compresi tra i 0.05 e i 1.5 m.

Un esempio di applicazione di questa classificazione è dato dalla normativa sull' inquinamento atmosferico (TA Luft) dettata dal ministero dell'ambiente tedesco.

Analogamente alle curve di livello sono quindi state riportate nel modello le informazioni relative alle differenti rugosità superficiali.

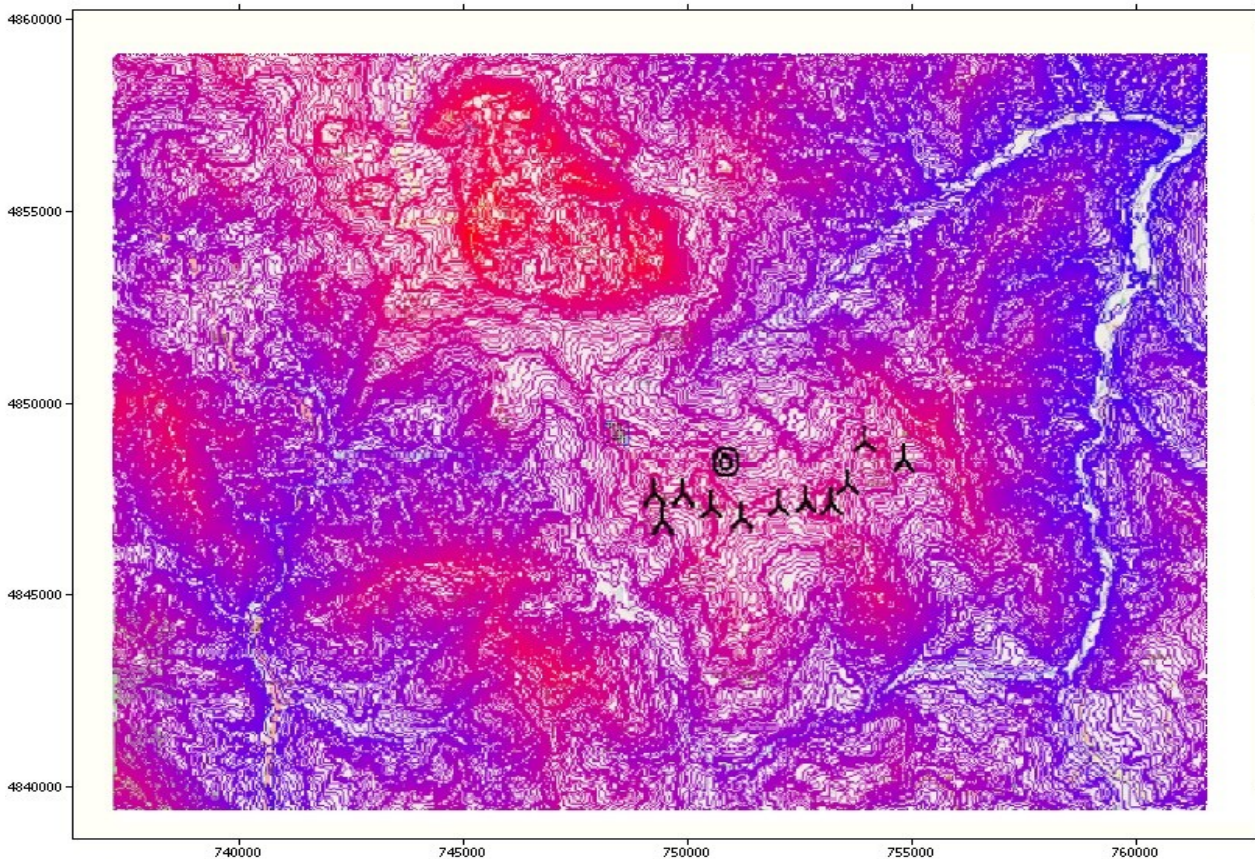


Figura 3. Mappa (Coordinate UTM, Zona 32) con poligoni per la rappresentazione della struttura del terreno come da modello WasP. Nella figura sono indicate le posizioni delle 11 turbine e del palo di misura (doppio ovale)

6.2 Valutazione della ventosità nel periodo di riferimento

I dati anemometrici rappresentano una base attendibile per il calcolo di produttività degli impianti eolici a condizione che siano rispettati determinati standard durante le misurazioni. Inoltre occorre mettere in relazione il periodo di misurazione effettiva con la ventosità nel lungo termine. A causa della naturale variabilità della ventosità è necessario verificare quanto il periodo di misurazione sia rappresentativo delle condizioni medie sul lungo periodo.



6.3 Installazione degli anemometri

L'anemometro è stato installato da un'impresa riconosciuta a livello internazionale (www.windhunter.com), e posizionato nei pressi dell'aerogeneratore numero. Tutte le operazioni, dal montaggio alla manutenzione sono state eseguite secondo le direttive IEC.

Tabella 4. Dati dell'anemometro di misurazione

Posizione del palo anemometrico (UTM):	N 43° 45' 09.2" E 12° 06' 32.9"
Posizione del palo anemometrico (coordinate Gauss-Boaga)	X: 1750342.39 Y: 4849101.75
Quota sopra il livello del mare	1101 m
Matricola	2009/80/05T
Velocità del vento all'altezza dei rilevatori	80.00 m / 78.50 m / 58.50 m
Direzione del vento all'altezza dei rilevatori	78.50 m / 58.50 m
Altre misurazioni	Temperatura/ Pressione atmosferica
Frequenza di campionamento (sampling rate)	1 Hz
Intervallo di acquisizione	10 Minuti
Controllo a distanza	Modem

La misurazione è stata monitorata a distanza. In questo modo, e grazie alla ridondanza dei sensori, è stato possibile registrare in tempo reale una leggera deriva nell'acquisizione dati di un sensore, e quindi provvedere tempestivamente, nell'arco di pochi giorni, alla sostituzione del sensore difettoso.



Figura 4. Anemometro installato nel sito

6.4 Estensione della serie dei dati

Al fine di valutare le condizioni medie di ventosità nel lungo periodo, è necessario analizzare una serie di dati contenente molti anni consecutivi. Visto che le misurazioni *in situ* non lo permettono, si è scelto di integrare i dati effettivamente rilevati con dati ottenuti da un modello previsionale. Questo modello è ampiamente utilizzato dalla SkyWind GmbH per la determinazione della ventosità nel breve periodo, agevolando notevolmente la gestione degli aerogeneratori. L'esperienza acquisita nel corso degli anni garantisce quindi una qualità dei dati molto alta.

L'estensione dei dati è basata sul metodo MCP, ossia *Measure-Correlate-Predict*: In primo luogo si confrontano i dati misurati con quelli simulati dal modello atmosferico. Successivamente i dati simulati vengono analizzati e adattati alla serie di dati misurati, dunque reali, mediante l'utilizzo di determinate tecniche di correlazione. Le incertezze del modello, così come eventuali polarizzazioni sistematiche (*bias*) vengono infine minimizzate e, nel migliore dei casi, eliminate completamente. Utilizzando i risultati di questa correlazione è quindi possibile tradurre previsioni affidabili, raccolte nel corso del tempo, in una serie di dati relativi alla ventosità e alla direzione del vento.

Per la determinazione della produzione degli aerogeneratori lo spettro medio della velocità del vento assume una importanza decisiva.

Lo spettro medio della velocità è definito da una distribuzione di Weibull, o più precisamente, attraverso i parametri A e k. Anche per la distribuzione di Weibull sono stati effettuati dei calcoli comparativi per un determinato periodo di tempo. Da questa analisi, i parametri risultano essere molto vicini tra loro (A e k misurati, rispettivamente A=7,005 m/s e k=1,988 contro A e k simulati, rispettivamente A=6,899 m/s e



$k=1,80$). Se si calcola la produzione di energia utilizzando le due coppie di valori si ottiene una differenza pari allo 0,21%.

Una discrepanza nettamente inferiore all'1% conferma ampiamente la validità del metodo applicato.

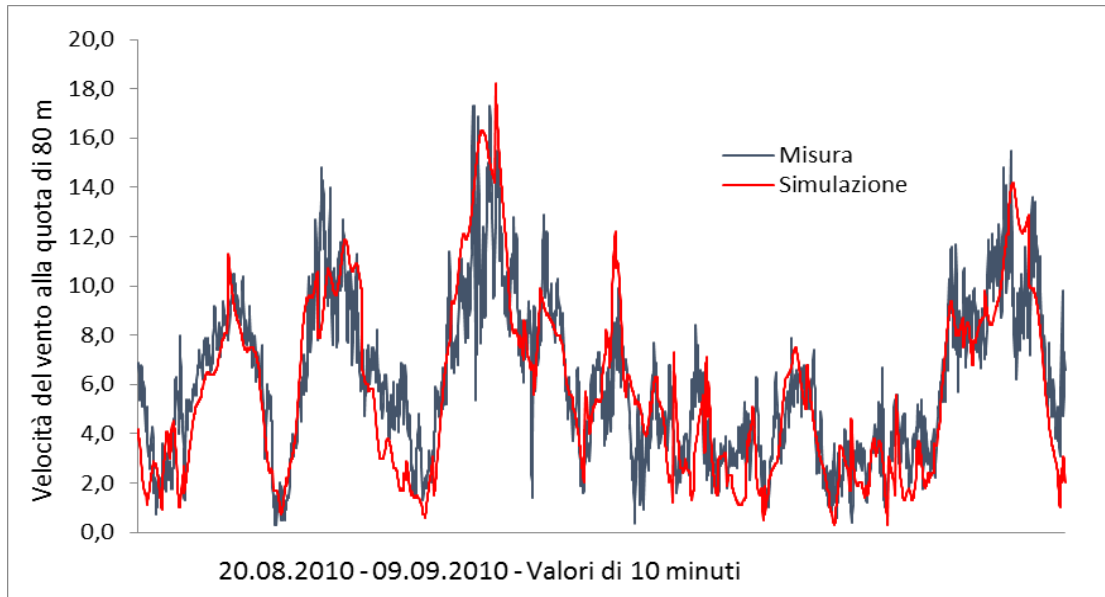


Figura 5. Confronto tra dati misurati e simulati relativi alla velocità del vento a 80 m di altezza [dati (rilevati/registrati/misurati) ogni 10 minuti], nel periodo tra il 20/08/2010 e il 09/09/2010

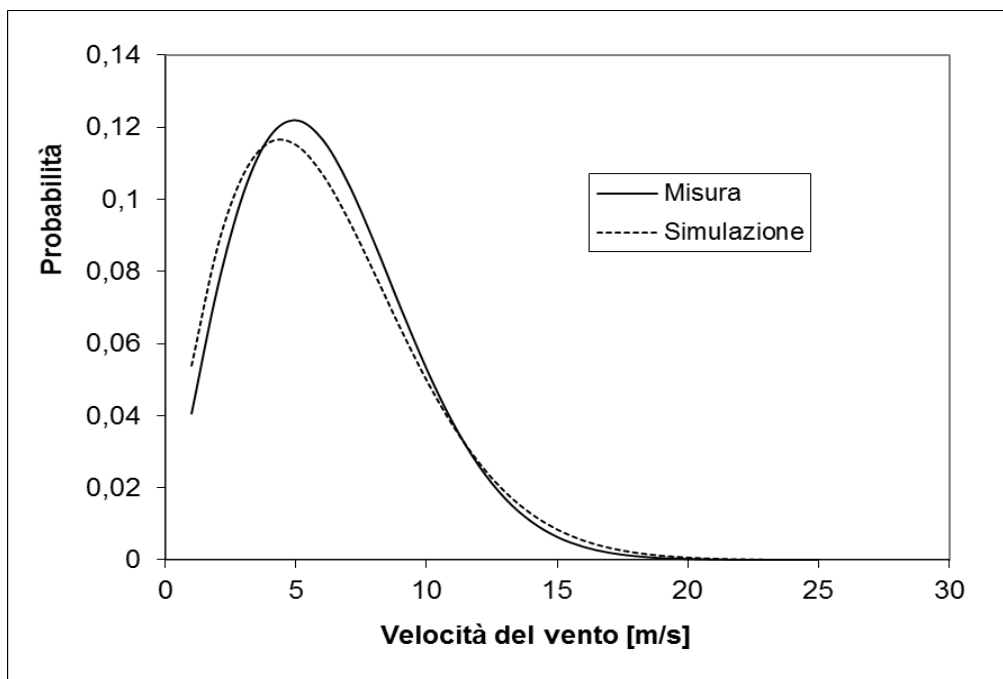


Figura 6. Confronto della distribuzione di Weibull tra dati misurati e dati simulati relativi alla velocità del vento



6.5 Distribuzione del vento per il calcolo della produttività

Conformemente a quanto descritto, è stata composta ed analizzata la serie completa dei dati relativi agli anni 2008 e 2009.

È infatti sempre preferibile, disporre di serie di dati relativi ad intere annualità in quanto queste non solo contengono tutte le informazioni riguardo la stagionalità e la variabilità delle condizioni atmosferiche ed eoliche, ma facilitano anche l'inquadratura del periodo di riferimento nell'ottica della produzione media nel lungo periodo (+/- 30 anni).

Partendo dai dati relativi ad intervalli di 10 minuti e riguardanti la velocità e direzione del vento, sono stati calcolati, mediante il software WAsP i valori corrispondenti ad una quota di 80m. Successivamente si è proceduto a verificare questi valori attraverso l'utilizzo di alcuni programmi specifici.

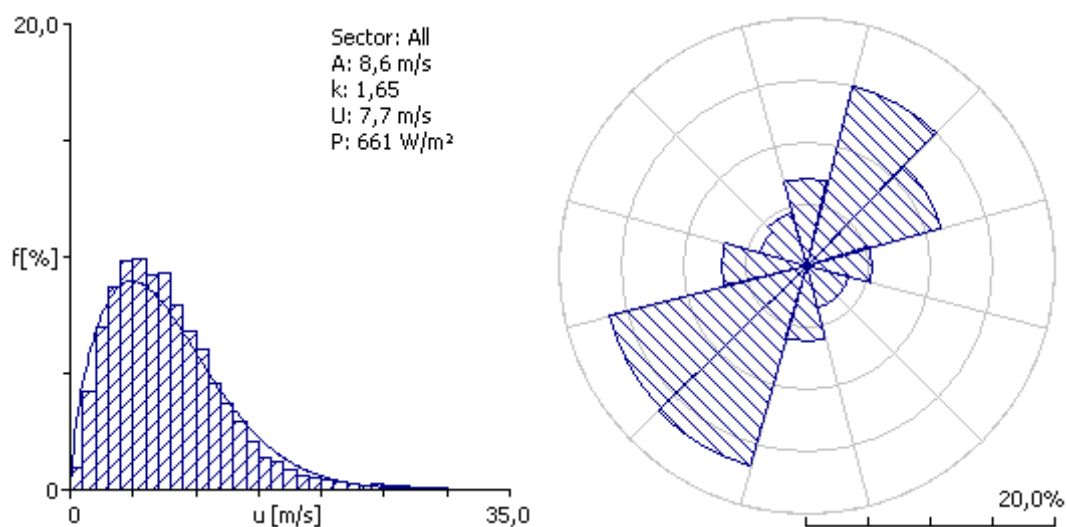


Figura 7. Velocità e distribuzione del vento a quota 80 m ottenuti con il programma WAsP

Per quanto riguarda i valori medi annui sono stati determinati i parametri di Weibull $A=8,8$ m/s e $k=1,65$. La velocità media del vento a 80 m. è pari a 7,7 m/s.

Questo valore conferma la bontà del sito per lo sfruttamento della risorsa eolica. Le direzioni prevalenti sono nei settori sud-ovest e nordest.

I suddetti valori si riferiscono a una determinata posizione e quota dell'anemometro. Utilizzando il software WAsP ed estrapolando il valore all'altezza del mozzo sono successivamente stati calcolati i valori attesi per i singoli aerogeneratori del parco.

6.6 Determinazione della turbolenza

La turbolenza viene determinata utilizzando il quoziente della deviazione standard e della media della velocità nell'intervallo di 10 minuti. Questo procedimento è ammissibile in quanto la frequenza di campionamento dei sensori è pari ad 1 Hz. Il rilevamento degli elementi determinanti delle turbolenze è quindi garantito.

I valori massimi registrati, pari al 12% (0.12), suggeriscono una turbolenza media ampiamente compatibile con lo sfruttamento della risorsa eolica. Per velocità del vento inferiori a 4 m/s il dato è poco significativo, e si è quindi scelto di non considerarlo.

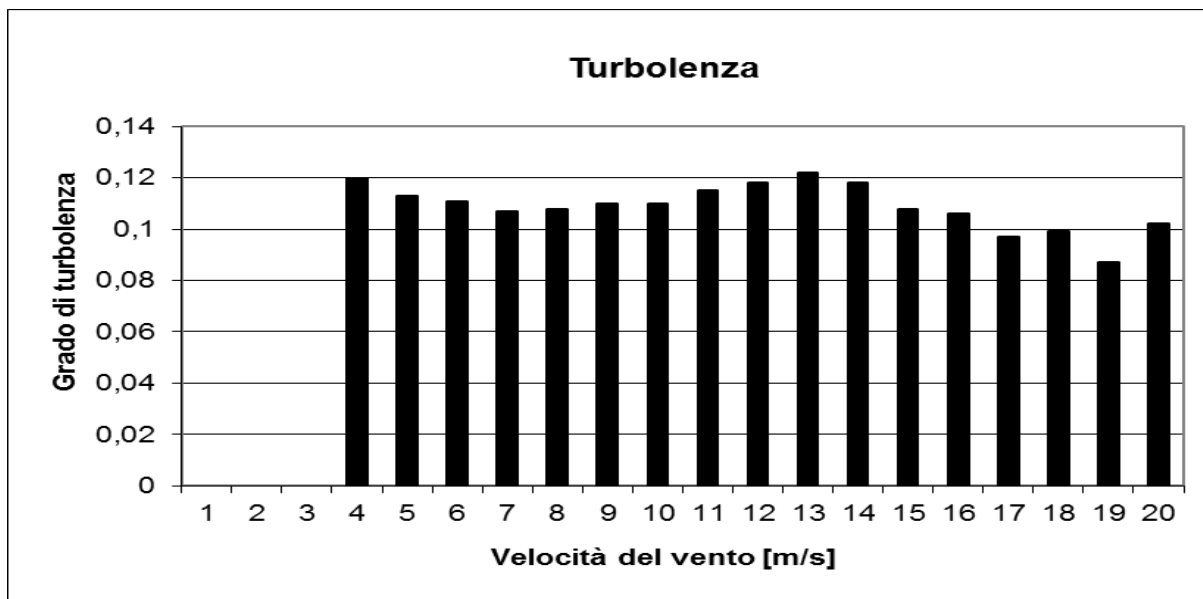


Figura 8. Turbolenze sul luogo della misurazione in situ a 80 m di quota per una ventosità superiore ai 4 m/s

6.7 Informazioni sull'andamento giornaliero della velocità del vento

In seguito all'analisi dei dati non è stato possibile stabilire un ciclo giornaliero regolare, ossia un andamento. Anche considerando i soli mesi estivi, si è constatato che l'influenza delle correnti termiche, le quali determinano le variazioni regolari nell'arco della giornata, è talmente esigua da non comportare oscillazioni sistematiche della velocità del vento.

Considerata la quota del sito, ciò non sorprende.

6.8 Calcolo delle condizioni di ventosità per i singoli aerogeneratori

La valutazione della produzione di energia attesa nel lungo periodo per ogni singolo aerogeneratore è stata effettuata individualmente per ogni punto con le coordinate elencate in tabella.

Per i calcoli è stato necessario trasformare il punto dal sistema di coordinate diffuso in Italia (Gauss Boaga) nel sistema internazionale UTM WGS84.

In prossimità del parco si passa dal fuso 32 al fuso 33, nel caso specifico si è però deciso di utilizzare per tutti gli aerogeneratori il fuso 32.

Tabella 5. Coordinate Gauss-Boaga e UTM delle 11 turbine per il fuso 32

Turbina	Gauss-Boaga (West)		UTM WGS84, Zone 32	
	X	Y	X	Y
Turb. 01	1749546	4850021	32749515	4850008
Turb. 02	1749959	4849916	32749929	4849904
Turb. 03	1750117	4849513	32750087	4849500
Turb. 04	1750669	4849298	32750608	4849286
Turb. 05	1750958	4849499	32750927	4849506



Turbina	Gauss-Boaga (West)		UTM WGS84, Zone 32	
	X	Y	X	Y
Turb. 06	1751825	4848940	32751764	4848927
Turb. 07	1750222	4849077	32750192	4849065
Turb. 08	1750753	4848890	32750723	4848878
Turb. 09	1751057	4849163	32751026	4849130
Turb. 10	1751819	4848476	32751788	4848464
Turb. 11	1752722	4849079	32752691	4849067

Con l'ausilio del software WAsP è stato possibile trasporre la serie di dati relativa al periodo di riferimento alle singole posizioni degli aerogeneratori, e calcolare i dati corrispondenti all'altezza del mozzo, quota che costituisce uno dei dati di ingresso dei calcoli di produttività.

In questo passaggio entra anche la caratterizzazione geomorfologica del terreno così come quella relativa alla rugosità.

La costruzione del modello si basa sulle precise coordinate di ciascuna posizione. Per la visualizzazione del campo di produttività media attesa si è scelto di utilizzare una risoluzione pari a 100m x 100m, in modo da contenere le risorse di calcolo necessarie ma al tempo stesso da consentire un risultato sufficientemente accurato.

Si vede chiaramente quale sia l'effetto dell'orografia sulla distribuzione della velocità media del vento.

In tutte le posizioni degli aerogeneratori è possibile contare su una velocità del vento superiore ai 7 m/s, confermando ulteriormente l'idoneità dell'intero areale per lo sfruttamento dell'energia eolica. I dati esatti sono elencati in seguito

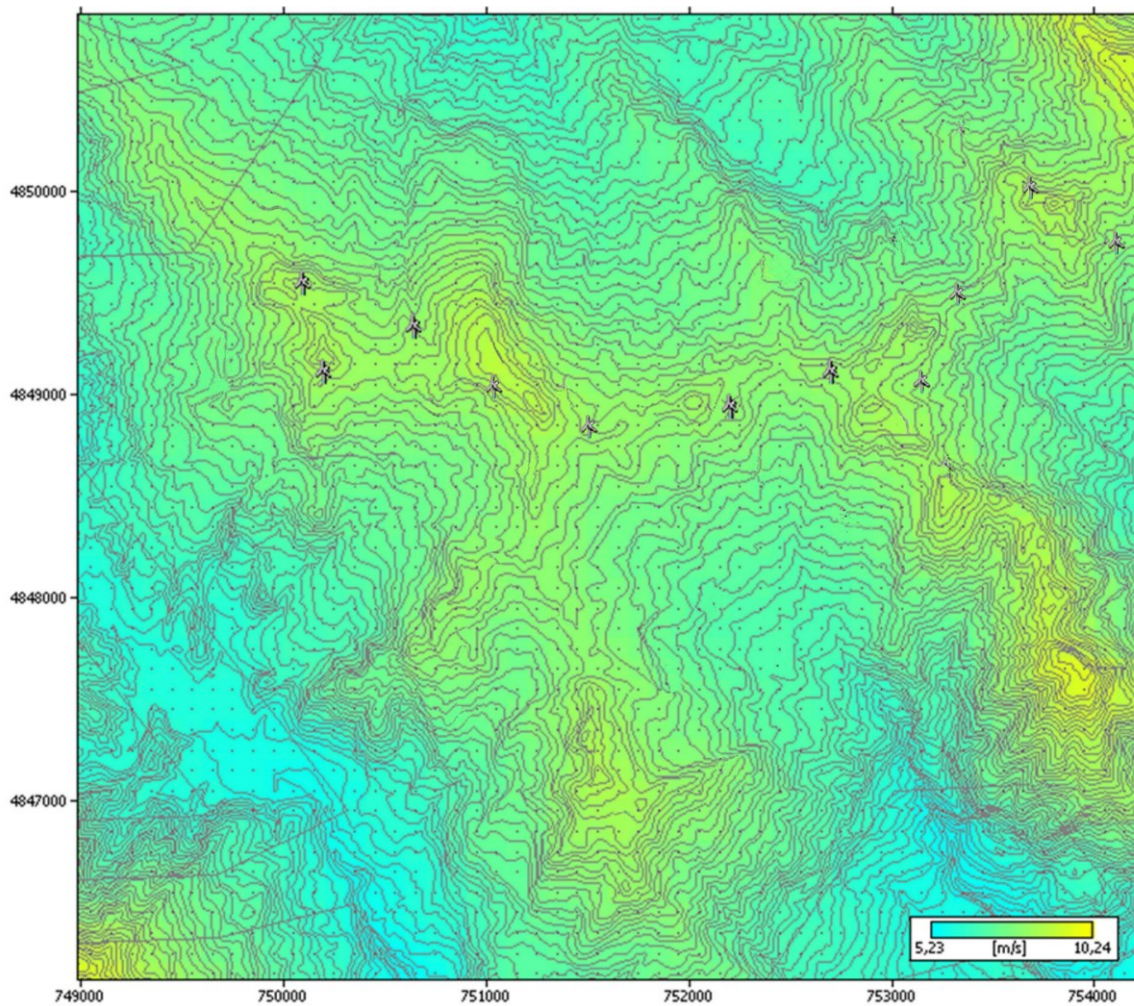


Figura 9. Ventosità media annua in m/s nella zona di Poggio Tre Vescovi - Fresciano. Le posizioni dei singoli aerogeneratori sono evidenziate da relativi simboli

6.9 Calcolo della produzione attesa

Il calcolo della produzione di ogni singolo aerogeneratore si effettua mediante il modello WAsP in diversi passi. Nella prima fase si calcola la distribuzione del vento per ogni posizione, e la si traduce per ogni settore in una distribuzione di Weibull. Con la curva di potenza si calcola quindi la produzione di ogni aerogeneratore. Infine partendo dalla posizione geografica dell'aerogeneratore si può determinare se e quanto i vari aerogeneratori si "schermano" tra loro in ogni settore di provenienza del vento. Per fare questo si calcolano le perdite dovute all'effetto scia attraverso i valori della curva ct , e le si sottraggono dai valori relativi ad un aerogeneratore isolato.

Il risultato di questo calcolo è una stima realistica della produzione di energia di ogni singolo aerogeneratore. Successivamente si effettuano alcune correzioni in funzione della quota del sito che influenzando la pressione atmosferica, e quindi l'energia cinetica dell'aria trasportata, ha ripercussioni sulla produzione di energia. È inoltre necessario verificare la rappresentatività del periodo di riferimento durante il quale si sono raccolti i dati nel lungo periodo.



6.10 Fattore di correzione nel lungo periodo per l'area di Poggio Tre Vescovi – Fresciano

La presenza del vento è soggetta a variazioni naturali. Queste oscillazioni generali comportano a loro volta variazioni della produzione di energia non solo stagionali ma anche annuali, che però oscillano intorno ad un valore medio. Questo valore medio è stabilito convenzionalmente essere pari al 100% nel grafico sottostante.

Il periodo di riferimento del calcolo di produttività per il parco eolico di Poggio Te Vescovi - Fresciano comprende gli anni 2008 e 2009.

Entrambi gli anni sono stati però particolarmente ventosi e dunque si sono registrati valori al di sopra della media, ovvero superiori al 100%. È quindi facilmente ipotizzabile che la produttività calcolata dal modello sulla base dei dati di riferimento sia leggermente sovrastimata. I valori numerici relativi ai due anni sono rispettivamente 109,6% per il 2008 e 112,7% per il 2009. Questi valori comportano una sovrastima della produzione dell'11,2%. Il calcolo delle aspettative reali rispetto alla produzione di energia annua deve tener conto di tale scarto.

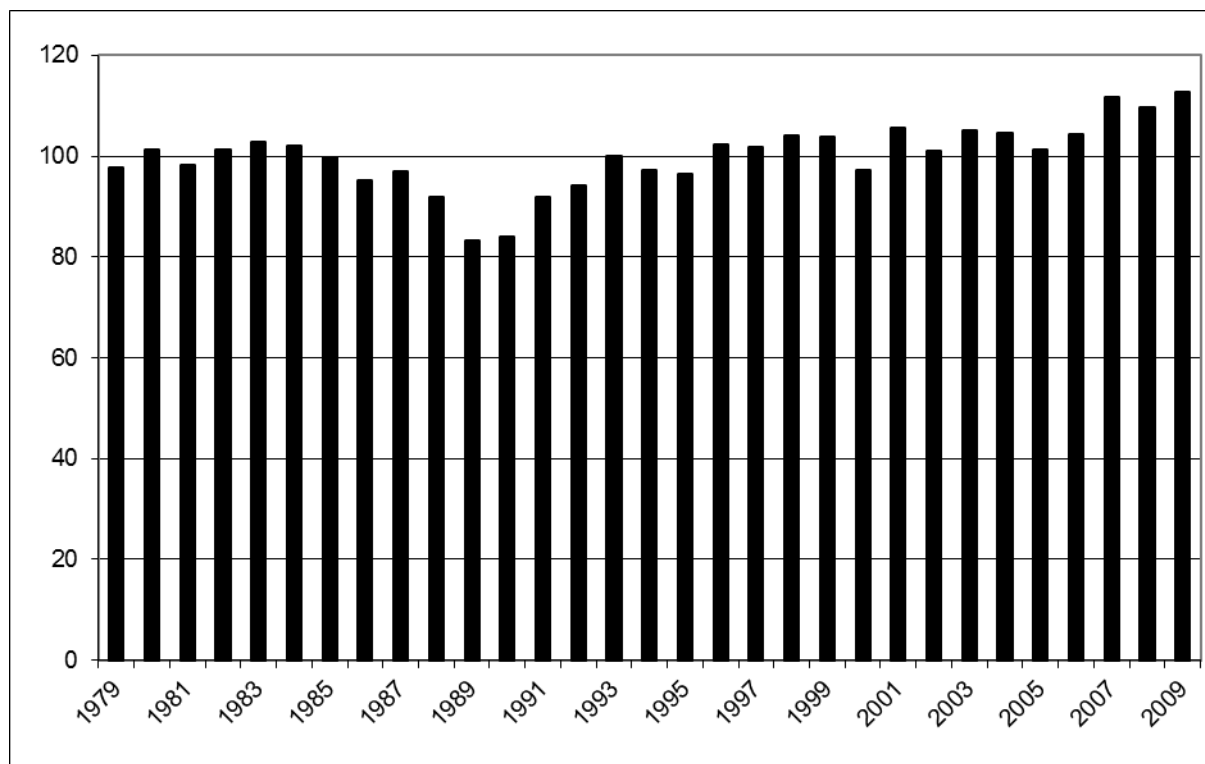


Figura 10. Stima della produzione di energia annua rispetto alla media nel lungo periodo

6.11 Stima dell'energia persa per via dei fermi-turbina per diminuire il rischio di collisioni con avifauna

In base alle disposizioni di legge in merito al blocco delle turbine in alcune ore nell'arco delle 24 ore, in modo da ridurre il pericolo di collisioni con uccelli e chirotteri con il rotore, si è stimato un periodo complessivo di fermo-macchina, in capo ad un anno pari a 200-230 ore. Il blocco macchina si applica sulle 11 turbine. Nei mesi che vanno da Maggio a Settembre, le turbine verranno sempre fermate 2 ore prima dell'alba e 2 ore dopo il tramonto. Le disposizioni indicano che la velocità critica per le attività di volo dei chirotteri si aggira sui 5 m/s.



Si tenga conto tuttavia, che saranno installati anche i sistemi DTBird e DTBat, rispettivamente e principalmente per rapaci e chirotteri.

Al netto delle disposizioni di legge su indicate, il calcolo dei fermi-macchina al di fuori dei suddetti intervalli generati dai DTBird e DTBat, risulta – in questa fase – estremamente aleatorio e non viene volutamente inserito nel calcolo.

6.12 Produzione annua di energia nel parco eolico con aerogeneratori del tipo Siemens-Gamesa SG 6.6-155

I risultati dell'analisi condotta per singoli aerogeneratori del parco eolico di Poggio Tre Vescovi - Fresciano sono elencati nella Tabella 6.

Tabella 6. Media annua della produzione attesa di energia nel parco eolico di Poggio Tre Vescovi – Fresciano, con turbine Siemens Gamesa SG 6.6-155. Produzione al netto delle correzioni (AEP_calcolato, 3° colonna), e produzione in un'ipotesi estremamente cautelativa (AEP, 4° colonna)

WEA-Nr.	Uavg [m/s]	AEP_cal	AEP
1	7,9	18.330	16.332
2	7,0	14.661	13.063
3	7,8	17.349	15.458
4	7,9	18.218	16.232
5	7,6	17.091	15.228
6	7,6	16.930	15.085
7	7,7	17.022	15.167
8	7,6	16.366	14.582
9	7,3	15.011	13.375
10	7,4	16.404	14.616
11	8,0	17.993	16.031

AEP_cal (calculated Average Energy Production) è la produzione annua di energia calcolata dal modello tenendo conto delle correzioni dovute alla densità dell'aria, alle considerazioni sul lungo periodo, alle perdite imputabili al trasporto dell'energia (2%) e la disponibilità tecnica degli impianti (96%).

I valori riportati nella colonna AEP costituiscono invece i risultati ottenuti assumendo un'ipotesi estremamente cautelativa, secondo la quale si sommano gli errori dovuti a possibili imprecisioni nelle misure (2%), quelli possibili nella correlazione tra dati misurati e dati dedotti dal modello (5%), quelli inerenti agli algoritmi del modello (8%), e quelli di un'ulteriore divergenza tra il periodo di riferimento e le medie del lungo periodo (5%).

Il valore di 10,9% è il risultato della radice della somma al quadrato.

I valori della 3° colonna (AEP_cal) sono i più probabili.

L'ipotesi estremamente cautelativa (4° colonna) ha la sola funzione di garantire una determinata soglia di sicurezza che permetta di valutare e la quantificare il rischio in fase di progettazione.

È da sottolineare che l'incertezza ovvero la deviazione standard può assumere per definizione sia valori positivi che valori negativi.

L'ipotesi estremamente cautelativa si riferisce esclusivamente al caso in cui essa sia negativa ed indica quindi la peggiore delle ipotesi, quello che viene definito uno scenario worst-case. Nella Tabella 7 sono riassunti i dati relativi alla produzione dell'intero parco eolico.



Tabella 7. Media della produzione di energia annua attesa nel parco eolico di Poggio Tre Vescovi - Fresciano per 11 turbine del tipo Siemens-Gamesa SG 6.6-155

Produzioni	Ipotesi probabile	Ipotesi estremamente cautelativa
Produzione annua di energia	185,374 GWh	165,169 GWh
Produzione annua media per ogni aerogeneratore	16852 MWh	15015 MWh
Ore equivalenti	2553 h	2275 h

6.13 Produzione annua di energia nel parco eolico per un modello alternativo di aerogeneratore

In analogia al metodo sopra descritto è stata calcolata la produzione annua attesa, calcolata per la turbina modello NN – B1 – 1.

Modello:	NN-B1-1
Altezza del mozzo:	105,0 m
Diametro del rotore:	150 m
Potenza nominale dell'aerogeneratore:	6.000 kW
Potenza nominale nel parco:	6.600 kW (66.0 MW)
Curva di potenza:	calcolata dal produttore
Velocità di avviamento:	3,0 m/s
Velocità di spegnimento:	25.0 m/s

Tabella 8. Curva di potenza dell'aerogeneratore alternativo NN-B1-1 come da indicazioni del produttore

u [m/s]	P [kW]
1	0
2	0
3	0
4	40
5	563
6	1032
7	1693
8	2565
9	3657
10	4777
11	5642
12	5956
13	5998
14	6000
15	6000
16	6000
17	5842
18	5353



u [m/s]	P [kW]
19	4887
20	4424
21	3966
22	3495
23	3012
24	2580
25	2044

Tabella 9. Produzione media annuale di energia stimata, con un lay-out con 11 turbine del tipo NN-B1-1

Produzioni	Ipotesi probabile	Ipotesi estremamente cautelativa
Produzione annua di energia	169.834 GWh	151.322 GWh
Produzione annua media per ogni aerogeneratore	15.439 MWh	13.756 MWh
Ore equivalenti	2.807 h	2.501 h



7. CONSIDERAZIONI SUL CONCETTO DI “ORE EQUIVALENTI”

È appena il caso di osservare che si possono avere numeri estremamente differenti di ore equivalenti a parità o quasi di produzione di energia: se infatti si cambia la taglia del generatore, a parità di dimensioni (diametro rotore, altezza al mozzo), la produzione può non subire sostanziali differenze. Quando però la si divide per la potenza installata, il denominatore può influenzare sensibilmente il risultato.