

POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale

in INGEGNERIA ENERGETICA E NUCLEARE

Tesi di Laurea Magistrale

**Analisi e elaborazione di dati sperimentali
di un parco eolico su un'isola italiana**



Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Davide Ferri

A.A.2017/2018

Indice generale

Introduzione.....	6
Capitolo 1: La risorsa eolica.....	8
1.1 Il vento.....	8
1.1.1 L'intensità del vento.....	9
1.2 I Sistemi di misurazione.....	10
1.2.1 Raccolta e prima elaborazione dei dati.....	12
1.2.2 La rosa dei venti.....	13
1.3 Analisi e modelli matematici del vento.....	15
1.3.1 La frequenza di probabilità del vento.....	16
1.3.2 Distribuzioni di Weibull e Rayleigh.....	17
1.3.3 La turbolenza.....	19
1.4 Localizzazione delle turbine eoliche.....	21
1.4.1 Effetto dell'altezza dal suolo: Windshear.....	21
1.4.2 Mappe eoliche.....	24
1.4.3 Effetto scia.....	26
1.4.4 Ostacoli.....	27
1.4.5 Effetto collina e effetto tunnel.....	30
Capitolo 2: La tecnologia di conversione.....	32
2.1 Principi fisici della conversione di energia dal vento.....	32
2.2 Sistemi eolici e classificazioni degli aerogeneratori.....	35
2.3 La turbina eolica (rotore).....	37
2.3.1 Elementi di teoria unidimensionale.....	38
2.3.2 Considerazioni pratiche.....	41
2.3.3 Caratterizzazione delle turbine eoliche.....	42
2.4 Aerogeneratori di media e grande potenza.....	43

2.5 Aerodinamica delle pale	44
2.6 Il controllo	46
2.6.1 Problema dell'equilibrio stazionario	48
2.6.2 I programmi di controllo SCADA	51
2.7 Generatore elettrico	52
2.7.1 Dinamo	52
2.7.2 Generatore sincrono (alternatore).....	53
2.7.3 Generatore asincrono	55
2.8 Trasmissione meccanica	56
2.9 Struttura di sostegno	57
2.10 Parchi eolici	58
Capitolo 3: Prestazioni ed efficienza dei sistemi eolici	62
3.1 Curva di potenza.....	66
3.2 Indici energetici	68
3.3 Fattori di maggiore influenza sull'output di energia	69
3.2 Indicatori di disponibilità per gli aerogeneratori	73
Capitolo 4: Parco eolico del caso studio.....	79
4.1 Localizzazione	79
4.2 Componenti dell'aerogeneratore	81
4.2.1 Generatore sincrono a bassa velocità	83
4.3 Curva di potenza del costruttore	85
4.4 Stazione anemometrica del parco eolico	87
4.5 Descrizione dei dati a disposizione: concetto di <i>mismatch</i>	89
Capitolo 5: Correzione dei dati di velocità del vento	96
5.1 Metodo di correzione sperimentale	97
5.1.1 Osservazioni	106
5.2 Metodo di correzione statistico-sperimentale.....	108

5.3 Confronto tra i due metodi: validity check del metodo statistico-sperimentale	116
5.4 Analisi del mismatch dopo la correzione dei dati.....	120
5.4.1 Mismatch del metodo di correzione sperimentale	121
5.4.2 Mismatch del metodo di correzione statistico-sperimentale	124
5.4.3 Osservazioni	126
Capitolo 6: Analisi dei dati del parco eolico	129
6.1 Caratterizzazione della risorsa.....	129
6.2 Analisi di turbolenza e densità dell'aria	134
6.2.1 Analisi di turbolenza.....	134
6.2.2 Analisi di densità dell'aria.....	140
6.3 Stima dell'efficienza della turbina.....	143
6.3.1 Efficienze medie lungo la congiungente stazione anemometrica-turbina	145
6.3.2 Efficienze medie totali.....	147
6.3.3 Confronto delle efficienze medie ricavate con il C_p del costruttore	148
6.4 Risultati sulla disponibilità del parco eolico.....	150
Conclusioni.....	154
Bibliografia.....	157

Introduzione

I sistemi di conversione eolica si stanno diffondendo rapidamente in molti paesi con soluzioni di diverso tipo e dimensione. Lo studio delle turbine eoliche presuppone la conoscenza approfondita di alcuni concetti teorici di aerodinamica, meccanica, elettronica e sistemi di controllo.

Nella prima parte di questo lavoro si inquadra la risorsa eolica, descrivendo come essa venga caratterizzata e in che modo vada a influenzare la collocazione delle turbine. Si riassumono poi le nozioni tecniche fondamentali per comprendere il funzionamento dei sistemi eolici. Viene fornita una descrizione dell'aerodinamica delle pale, delle forze su di esse, della tecnologia di conversione, dei principi fisici relativi e dei componenti principali degli aerogeneratori. In seguito si intende fare un resoconto di tutti quei parametri caratteristici che vengono utilizzati per lo studio ingegneristico delle macchine eoliche e degli indicatori che analizzano le prestazioni.

L'analisi dei dati sperimentali, acquisiti dai sistemi di misurazione dei parchi eolici, si rivela necessaria al fine di valutare l'attività dei sistemi eolici. Nella seconda parte della trattazione, grazie alle misurazioni rese disponibili dal sistema di monitoraggio, viene affrontata una analisi di dati relativi ad un parco eolico da 158,7 MW su un'isola italiana.

Innanzitutto viene applicato un particolare metodo per correggere i dati sperimentali di velocità raccolti dagli anemometri delle turbine. La finalità di questo metodo, basato sul procedimento di taratura degli strumenti di misurazione, è rendere confrontabili i dati sperimentali a disposizione con le quantità indicate nella curva di potenza del costruttore. I sensori anemometrici delle turbine sono infatti collocati sulla parte posteriore della navicella, quindi la misura della velocità del vento avviene dopo il passaggio attraverso le pale. Nel parco è presente anche una torre meteorologica dotata di un proprio anemometro, pertanto si è reso possibile un confronto tra i risultati del metodo di correzione delle velocità sul retro di turbina con il dato reale di velocità del vento imperturbata.

I punti salienti dell'analisi poi riguardano la caratterizzazione della risorsa, lo studio della *curva di potenza* (elettrica in funzione della velocità del vento), le efficienze delle turbine e la disponibilità tecnica delle macchine. I risultati ottenuti dimostrano un *mismatch* tra le performance reali e i dati forniti dal costruttore mentre il calcolo dei fattori di disponibilità

degli aerogeneratori e degli indicatori di disponibilità basati sull'energia denota un elevato sfruttamento della risorsa disponibile.

L'obiettivo principale di questo lavoro è quello di confrontare le effettive prestazioni delle turbine di un parco eolico con le quantità dichiarate dal costruttore. Ciò si traduce nella necessità di verificare la validità dei metodi di correzione delle velocità del vento sul retro di turbina, essendo tali metodi finalizzati a rendere paragonabili i dati rilevati sul campo con le curve del costruttore.

Nell'articolo "*DFIG equivalent circuit and mismatch assessment between manufacturer and experimental power-wind speed curves*", pubblicato sulla rivista scientifica internazionale *Renewable Energy*, gli autori (Spertino, Di Leo, Ilie, & Chicco, 2012) propongono un nuovo metodo di correzione statistico-sperimentale per le misurazioni ottenute da turbine eoliche funzionanti.

Questo metodo si propone di rendere confrontabili le misure sperimentali, cioè gli output dei sensori anemometrici e dei sistemi di controllo e acquisizione dati (*SCADA*), con le performance indicate dalla curva potenza elettrica-velocità del vento del costruttore, cioè la curva di potenza del costruttore. In questo senso, nel quinto capitolo, si cerca di operare una sorta di *validity check* del metodo di correzione statistico proposto, per mezzo del confronto con correlazioni ottenute tra i dati sperimentali a disposizione sotto certe condizioni.

In generale la correzione dei dati è operata non solo al fine di permettere di confrontare direttamente i dati sperimentali con la curva del costruttore ma anche con l'obiettivo di calcolare il corretto input di energia del vento per le valutazioni di efficienza sui sistemi eolici. Analisi di efficienza che viene intrapresa nel capitolo finale della trattazione.

Capitolo 1: La risorsa eolica

La trattazione teorica dei primi tre capitoli è finalizzata ad una più immediata comprensione dell'analisi sperimentale di dati di un parco eolico funzionante portata a termine presso il Politecnico di Torino. Nel primo in particolare si cerca di capire che cos'è il vento, come si studia, in che modo si misura e come influenza le turbine eoliche e la loro collocazione.

1.1 Il vento

Il vento consiste in un movimento di masse d'aria rispetto alla superficie terrestre all'interno dell'atmosfera. L'originarsi di questo fenomeno, che si traduce in un trasporto di energia cinetica, è dovuto alla differenza di temperatura tra diverse zone e alla rotazione terrestre.

Per quanto riguarda la *differenza di temperatura*, il diverso riscaldamento è dovuto a una differente insolazione e/o alla natura del suolo. Di conseguenza si creano zone a temperatura maggiore dove lo scambio termico con l'aria sovrastante la porta a riscaldarsi e a sollevarsi per effetto convettivo. La riduzione della pressione che ne deriva ha come effetto di trascinare le masse d'aria contigue, che sono ad una temperatura inferiore. In definitiva si ha come risultato un vento più caldo verso l'alto e un movimento laterale di aria più fredda lungo la superficie della Terra.

Quando tale fenomeno si verifica a livello locale i venti che originati vengono detti *brezze*. Si possono creare brezze tra montagna e pianura, tra città e campagna, tra prati e boschi e fra mare (o laghi) e terra. Invece su scala planetaria i *venti termici* si creano tra oceani e masse continentali a differenti latitudini e in diverse stagioni. Conosciuto è il caso dei *Monsoni*, che si generano tra l'Oceano Indiano e il continente asiatico poiché durante l'estate il continente si scalda maggiormente rispetto all'oceano mentre in inverno è quest'ultimo ad essere più caldo. Le brezze cambiano giornalmente mentre i monsoni si invertono con la stagione. Pertanto è chiaro che i venti termici hanno *carattere periodico* e la loro intensità prima cresce progressivamente, poi decresce fino a raggiungere una fase di calma e infine invertire la propria direzione.

Focalizzandoci invece sulla *rotazione terrestre*, si crea uno slittamento di masse d'aria rispetto alla superficie tenendo conto dell'inerzia dell'atmosfera. L'atmosfera segue il movimento di rotazione della Terra verso est ma a velocità minore, perciò rispetto alla superficie essa si muove verso ovest. La velocità di rotazione è proporzionale al raggio terrestre e nulla ai poli quindi tali venti (*alisei*) sono più intensi nei pressi dell'equatore, cioè nella fascia tropicale. Nonostante questi venti abbiano direzione stabile e non periodica, a causa degli effetti della differenza di temperatura, la direzione degli alisei ha anche una componente in direzione nord-sud e l'intensità ne risulta modificata periodicamente.

Infine si può verificare la formazione locale di vortici di vento, orari nell'emisfero Nord (*anticicloni*) e antiorari in quello Sud (*cicloni*), dovuti all'effetto combinato di rotazione terrestre e riscaldamento. La loro intensità può essere molto elevata e la loro formazione è casuale.

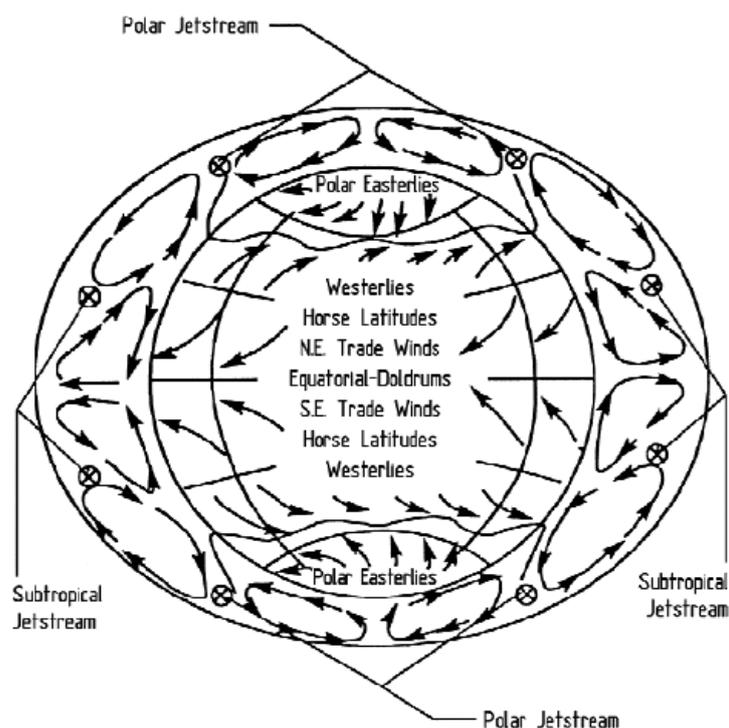


Figura 1 - Venti planetari di slittamento, [6].

1.1.1 L'intensità del vento

L'intensità del vento viene classificata mediante apposite scale. La più diffusa è la *scala Beaufort* che consente una valutazione approssimata della forza del vento in base ai suoi effetti più facilmente individuabili.

Si preferiscono tuttavia classificazioni più sintetiche per caratterizzare la capacità delle turbine di tollerare venti di diversa turbolenza¹ e fascia di intensità. Lo standard utilizzato attualmente dai costruttori di turbine eoliche è quello classificato dall'IEC (*International Electrotechnical Commission*). Si individuano tre classi di vento che permettono di valutare se una certa turbina eolica è adatta ad un particolare sito in base a tre caratteristiche del vento, misurato nell'area considerata ad altezza d'asse. Tali grandezze sono velocità media storica, velocità massima prevista nell'arco di 50 anni (raffiche estreme) e turbolenza ad una velocità del vento data.

Classe	v annua media [m/s]	Raffiche estreme [m/s]	Classi di turbolenza (intensità a 15 m/s)
I IEC (venti deboli)	10	70	A:It≤18%; B:It≤16%
II IEC (venti medi)	8,5	59,5	A:It≤18%; B:It≤16%
III IEC (venti forti)	7,5	52,5	A:It≤18%; B:It≤16%

Tabella 1 - Classi di vento IEC, [7].

1.2 I Sistemi di misurazione

Tutti quegli strumenti meccanici, elettrici ed elettronici che danno una misura della *direzione* e dell'*intensità* del vento sono denominati *anemometri*. Si distingue tra il *sensore*, cioè l'elemento direttamente interessato dalla grandezza da misurare e il *sistema di misura*, che traduce in dati numerici, elettrici o grafici il segnale proveniente dal sensore.

Come sensore di direzione si utilizza una *banderuola* e come sensore di intensità un *mulinello a coppette*. Il primo è una deriva di dimensioni ridotte, libera di ruotare su un asse verticale così che la sua posizione angolare segni la direzione del vento. Il mulinello a coppette è una piccola turbina con tre o quattro pale e ad asse verticale. Essa viene posta in rotazione ad un numero di giri proporzionale alla velocità della grandezza eolica. Entrambi i sensori, nonostante siano di tipo meccanico, rispondono rapidamente alle variazioni di direzione e velocità avendo una bassa inerzia. Come altri sensori di velocità si trovano quelli a elica, a filo caldo, a ultrasuoni e a tubo di Pitot ma sono meno diffusi.

¹ Per la definizione di turbolenza si veda il paragrafo 1.3.3

Il sistema di misura della direzione può essere un rinvio meccanico, che permette di spostare un pennino, o un lettore elettronico, che invia un segnale alla centralina. Ugualmente il sistema di misura dell'intensità è meccanico oppure elettronico.

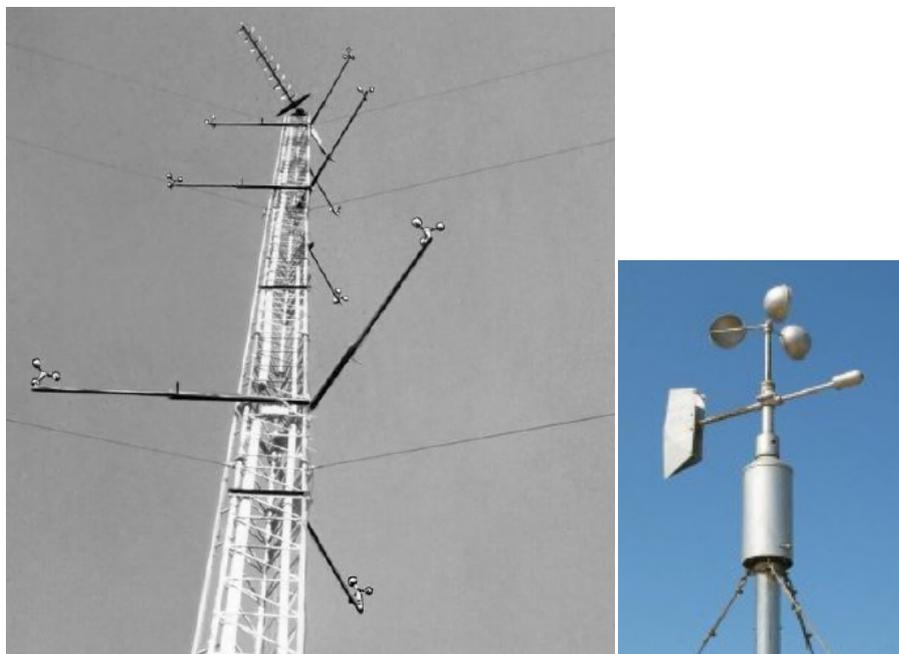


Figura 2 - Stazioni anemometriche con sensori di intensità e direzione, [6] [10].

L'anemometro più preciso e più diffuso è quello elettronico ma esistono anche l'anemometro totalizzatore e l'anemografo meccanico o elettromeccanico, che trovano impiego in casi particolari. L'*anemometro elettronico* consente la trasmissione di dati istantanei di velocità e direzione a una centralina, che elabora e memorizza i dati in varie forme (direzioni, velocità medie, massime, minime, raffiche etc.) su periodi di tempo prefissati (cinque o dieci minuti). Il sensore può essere installato in posizione inaccessibile, di solito su un palo di altezza variabile dai cinque fino ai sessanta metri o anche di più, dato che la trasmissione dal sensore alla memoria elettronica avviene via cavo. I valori misurati vengono poi scaricati su un computer ed elaborati con programmi opportuni. Per via dei limiti di capacità della memoria, riducendo l'intervallo di tempo a cui si riferiscono i dati forniti, si riduce il periodo complessivo di dati che può essere accumulato. Nell'uso standard per le certificazioni, le misure di velocità vengono effettuate ogni tre secondi mentre i valori medi vengono memorizzati ogni dieci minuti. Lo strumento memorizza dati per un paio di mesi quando il periodo è fissato a dieci minuti, passando a cinque minuti l'autonomia si dimezza.

Questo strumento è consigliato per raccogliere in modo continuo dati in dettaglio per un sito dove si intenda installare una turbina, al fine di ottenere file di dati da elaborare al computer.

Si utilizzano pile ad alta durata quando non sia possibile l'alimentazione elettrica per mezzo della rete. Complessivamente questi strumenti registrano, oltre alla velocità e alla direzione medie del vento nell'intervallo prestabilito, il tempo (giorno, ora, minuto), la velocità massima e quella minima e anche la temperatura grazie ad un sensore termico. Questo dato si rivela fondamentale per il calcolo di densità dell'aria e quindi dell'energia disponibile.

L'*anemometro totalizzatore* è uno strumento più semplice, sul cui quadrante compare la misura di vento *sfilato*, cioè la distanza percorsa dal vento dall'inizio del funzionamento dello strumento. Si ottiene quindi una misura di velocità media su un intervallo di tempo arbitrario, e nessuna indicazione sulla direzione. Tale strumento richiede la presenza di un operatore che effettui la lettura e solitamente si usa in intervalli di tempo lunghi, da una a 24 ore. Può essere uno strumento conveniente quando si compiono campagne di esplorazione per valutare l'entità di energia disponibile in una località.

L'*anemografo meccanico o elettromeccanico* registra su carta le velocità e le direzioni quasi-istantanee del vento traducendole con un pennino, la cui escursione è proporzionale a queste grandezze. A far muovere la carta è una molla caricata o la corrente elettrica. Il periodo di dati che può essere preso in considerazione non è superiore al mese. L'anemografo può essere idoneo a rilievi con finalità agricole o meteorologiche ma spesso non è accettabile in campo di valutazione di risorsa eolica. Pur avendo il vantaggio di non richiedere l'alimentazione elettrica, questo strumento risulta in disuso e di difficile reperimento sul mercato.

1.2.1 Raccolta e prima elaborazione dei dati

Si osserva che tutti gli anemometri forniscono una velocità media in un intervallo di tempo che può essere ridotto o esteso. Solitamente per caratterizzare la risorsa eolica si utilizza un intervallo minimo di cinque minuti, a volte dieci: la velocità corrispondente viene denominata *media elementare*, V_e . Le medie elementari costituiscono una grandissima mole di dati pertanto sono utilizzabili solamente da computer. In genere quindi vengono prodotte tabelle mensili con le velocità medie orarie, V_h . Esistono inoltre medie sub-diurne, V_s , cioè dati di velocità relativi a periodi di tre o sei ore durante il solo giorno (di solito dalle sei del mattino alle sei del pomeriggio), forniti dagli aeroporti o dai servizi aeronautici.

Quando si valuta a che intervallo di tempo riferire la misurazione, non si deve solo tenere conto di che tipo di approssimazione ne derivi. Infatti ogni organo, sensore o turbina eolica che sia, ha una diversa sensibilità alle variazioni di velocità in base alla propria inerzia. Più

questa inerzia è bassa, come nel caso del sensore anemometrico, più aumenta la sensibilità alle piccole variazioni di velocità, cioè alla turbolenza atmosferica di scala ridotta. Più invece la macchina è grande, maggiore è l'inerzia e meno sono avvertite le fluttuazioni di piccola scala del vento. Pertanto la durata dell'intervallo di misura dovrebbe essere scelto in base alla dimensione della macchina eolica. Se il diametro della turbina è sui dieci metri, essa è sensibile a variazioni di velocità dell'ordine del minuto mentre per un diametro di cinquanta metri l'intervallo di riferimento dovrebbe essere di circa tre minuti. Intervalli di cinque o dieci minuti non consentono quindi di valutare l'effetto dinamico della turbolenza sulla maggior parte delle turbine installate. Tuttavia dato che la rilevazione dello strumento avviene ogni tre secondi si può memorizzare le misurazioni a intervalli di tempo più brevi, come due o tre minuti, scaricandoli più frequentemente.

Una volta calcolate le velocità medie, V_e e V_h , si ricavano le *velocità medie giornaliere* V_d e le *velocità medie mensili* V_m . Inoltre grazie alle medie mensili si può determinare la *velocità media annua*, V_a , e infine su periodi di molti anni si quantifica la *velocità media storica* V , grandezza caratteristica globale del sito e necessaria a definire la classe di vento IEC.

Mediando poi su diversi periodi di tempo queste velocità si possono ottenere grafici e istogrammi utili alla caratterizzazione della risorsa eolica. Ad esempio dalla media mensile delle velocità orarie (V_h) si calcola la *distribuzione media giornaliera delle velocità orarie* per il mese e l'anno. Allo stesso modo si può ottenere la *distribuzione media giornaliera mensile* e la *distribuzione media oraria annuale* mentre facendo la media su più anni la *distribuzione media oraria storica*. Altri istogrammi utili che possono essere ricavati sono quelli sulla *distribuzione mensile delle velocità medie giornaliere* e della *distribuzione annua delle velocità medie mensili*. Tali risultati sono utili perché descrivono l'andamento medio del vento in una località nel corso del giorno o dell'anno. Si ha così un'idea di quando durante il giorno o nel corso dei mesi la velocità del vento è maggiore a quella di avviamento della macchina (velocità di cut-in). Ovviamente risultati migliori si ottengono con le simulazioni dei programmi di calcolo in commercio.

1.2.2 La rosa dei venti

Anche nel caso della analisi della direzione del vento si calcolano dei valori medi delle misure effettuate: si raccolgono le percentuali di tempo in cui la direzione del vento è compresa all'interno di un settore dei 360° . Si possono fare medie giornaliere, mensili e annuali, come per la velocità. Il risultato delle medie calcolate viene rappresentato graficamente mediante

una rosa dei venti nella quale ogni segmento rappresentato ha una lunghezza proporzionale alla frequenza di permanenza del vento nel settore indicato. Pertanto si fanno rose dei venti medie giornaliere, mensili, annuali e storiche.

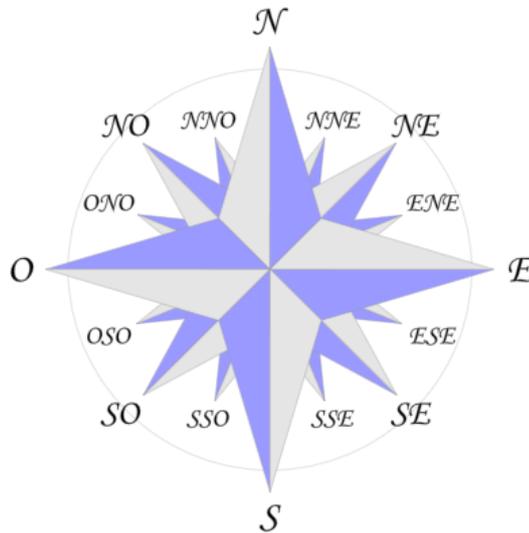


Figura 3 - La rosa dei venti a 16 punte, (www.wikipedia.org).

La rosa dei venti di un sito permette di capire da che direzioni e con quali frequenze gli aerogeneratori vengano investiti dal vento. Nel caso dei parchi eolici la conoscenza della rosa dei venti è indispensabile per una migliore collocazione delle turbine, dal momento che ci possono essere ostacoli, rilievi, strutture o altri aeromotori che influenzano negativamente le prestazioni con la propria scia.

Capita frequentemente che gli anemometri vengano installati ad una altezza diversa rispetto a quella a cui verrà collocata la turbina. In questi casi è necessario ricalcolare la velocità prevista all'altezza del mozzo², tramite l'utilizzo di modelli di *profilo delle velocità*³, che richiedono di conoscere gli ostacoli presenti e la natura del suolo circostante.

² Componente anteriore della turbina.

³ Modelli illustrati nel paragrafo 1.3.1

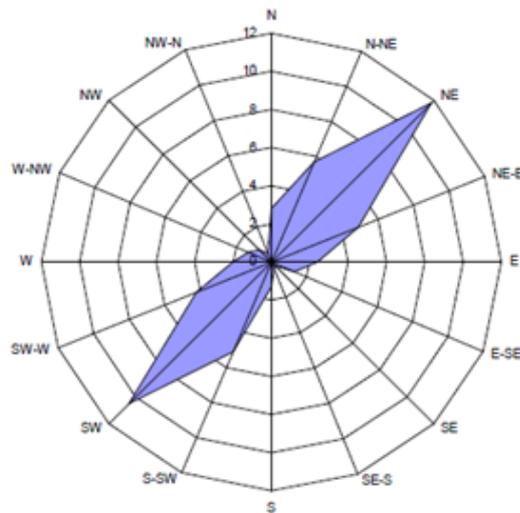


Figura 4 - Rosa dei venti con indicazione dell'intensità media, [10].

Alla distribuzione orizzontale dei venti si associano le relative intensità medie, solitamente via computer mediante l'uso di programmi appositi. Non basta infatti sapere solo la direzione di provenienza del vento per un dato periodo di tempo, perché in quel periodo i venti medi potrebbero essere statisticamente deboli e meno utili o del tutto inefficaci per la potenza eolica che viene prodotta.

1.3 Analisi e modelli matematici del vento

Si precisa che la velocità media del vento in un periodo di tempo T non può essere calcolata come integrale delle velocità istantanee, che non sono misurabili, ma si tratta semplicemente della media aritmetica di un numero finito di dati N .

$$V_m = \frac{1}{N} \sum_N V_i$$

In questo caso anche il valore V_i è un valore medio, nel periodo $\Delta t = T/N$. Ciò rende V_m un valore approssimato tanto più preciso quanto più è breve il periodo Δt .

Al fine di quantificare le fluttuazioni di velocità del vento, viene utilizzata la *deviazione standard* σ o la *deviazione standard relativa* σ_r , definite come:

$$\sigma = \left[\frac{1}{T} \int_0^T (V_i - V_m)^2 dt \right]^{\frac{1}{2}} \cong \left[\frac{\sum_N (V_i - V_m)^2}{N} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$\sigma_r = \frac{\sigma}{V_m} = \left[\frac{1}{N} \sum_N \left(\frac{V_i}{V_m} - 1 \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

Queste grandezze servono a dare un'idea di quanto la risorsa eolica sia irregolare.

1.3.1 La frequenza di probabilità del vento

È possibile calcolare la probabilità che si presenti un vento di un'intensità data se si può contare su un grande numero di dati. Si divide il dominio di velocità in bande di ampiezza da 0,5 o 1 m/s, e per ciascuna banda viene determinato il numero di volte si presenta un vento di quella intensità. Questo numero rappresenta la frequenza assoluta, che può essere facilmente trasformata in frequenza relativa se si divide per il numero totale di dati disponibili.

La *distribuzione delle percentuali di frequenza* si può rappresentare in un istogramma, che ha solitamente una forma a campana asimmetrica e dove, in corrispondenza del picco, si può individuare la velocità più frequente. L'istogramma delle frequenze può anche avere forma decrescente, quando ci sia elevata presenza di calma di vento, o a due picchi, anche se piuttosto raro.

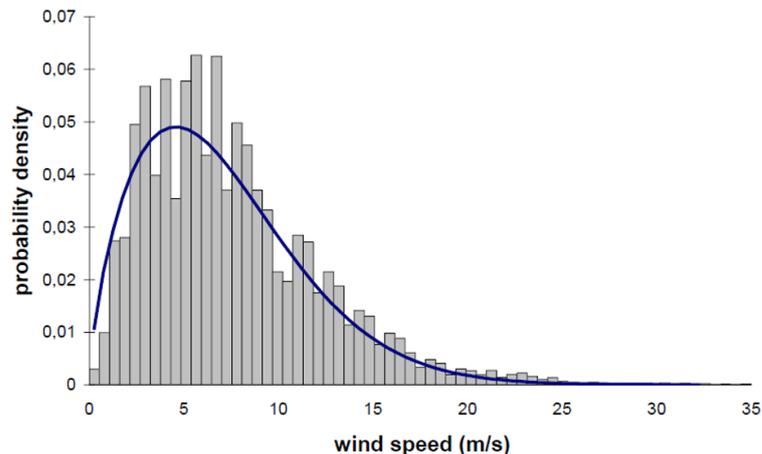


Figura 5 – Istogramma della distribuzione delle frequenze delle velocità e relativa PDF, [6].

La distribuzione delle percentuali di frequenza può essere rappresentata matematicamente da una funzione, detta *funzione densità di probabilità* $f(V)$ (*probability density function*). Dalla distribuzione descritta inoltre è possibile calcolare la frequenza di tutte le velocità minori o maggiori di un dato valore V_0 : ciò si può ottenere sommando tutte le frequenze di velocità da $V=0$ a $V=V_0$ nel primo caso oppure sommando tutte le frequenze da $V=V_0$ fino al massimo

valore misurato di V nel secondo caso. Se il primo calcolo viene ripetuto per ciascuna velocità si ottiene la *distribuzione cumulativa delle frequenze* $C(V)$. Quando invece si sommano tutte le frequenze per le velocità maggiori di un certo V_0 , si ottiene la *distribuzione di durata* $D(V)$. Gli istogrammi della cumulativa e della durata indicano quindi, per ogni valore di V , la probabilità che la velocità sia minore o maggiore di V . Si possono trovare diagrammi in cui le distribuzioni di cumulativa e durata vengono interpolate con linee continue e gli assi vengono invertiti. Questi diagrammi risultano molto utili per la stima del comportamento delle turbine poiché indicano la percentuale di presenza del vento di intensità superiore o inferiore ad un certo valore dato, come ad esempio la velocità di avviamento della turbina o quella di funzionamento nominale. Si può così ricavare facilmente il tempo in cui la macchina è soggetta ad una velocità minore o maggiore della velocità caratteristica considerata.

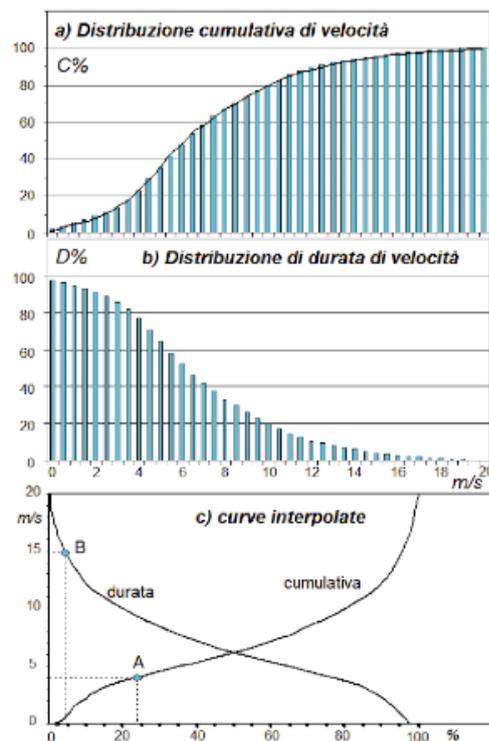


Figura 6 - Distribuzione cumulativa e distribuzione di durata, [7].

1.3.2 Distribuzioni di Weibull e Rayleigh

Tra i modelli matematici con cui simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento il più affidabile e utilizzato è quello di *Weibull*. Si tratta di un modello che richiede la

conoscenza di proprietà locali, in particolare due parametri, per essere applicato. La funzione di distribuzione di frequenza secondo il modello di Weibull viene formulata come:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right]$$

Dove k è una grandezza adimensionale detta *parametro di forma* mentre c è in m/s ed è definito *parametro di scala*. Entrambi sono coefficienti caratteristici del sito e possono essere ricavati dalla distribuzione reale sperimentale associata al corrispondente modello Weibull. Questo modello non è in grado di simulare distribuzioni come quella a due picchi o altre distribuzioni particolari.

La cumulativa, la distribuzione di durata e la velocità media possono essere espresse come:

$$C(V) = 1 - \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right]$$

$$D(V) = 1 - C(V) = \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right]$$

$$V_m = \frac{k}{c} \int_0^{\infty} V \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right] dV$$

L'integrale della terza equazione non può essere risolto in forma chiusa. Si può risolvere con l'aiuto di un integrale detto funzione gamma, pari a:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

Il valore numerico di questa funzione può essere determinato da tabelle in manuali o tramite programmi di calcolo dei computer. Si dimostra che dopo alcune elaborazioni si arriva ai seguenti risultati:

$$\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \frac{k}{c} \int_0^{\infty} \left(\frac{V}{c}\right)^k \exp \left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k \right] dV \equiv \frac{V_m}{c}$$

$$V_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Si può quindi esprimere il parametro di scala c , in funzione della velocità media V_m e del parametro di forma k . L'approssimazione del modello di Weibull diventa più accurata quando si considera la funzione cumulativa $C(V)$.

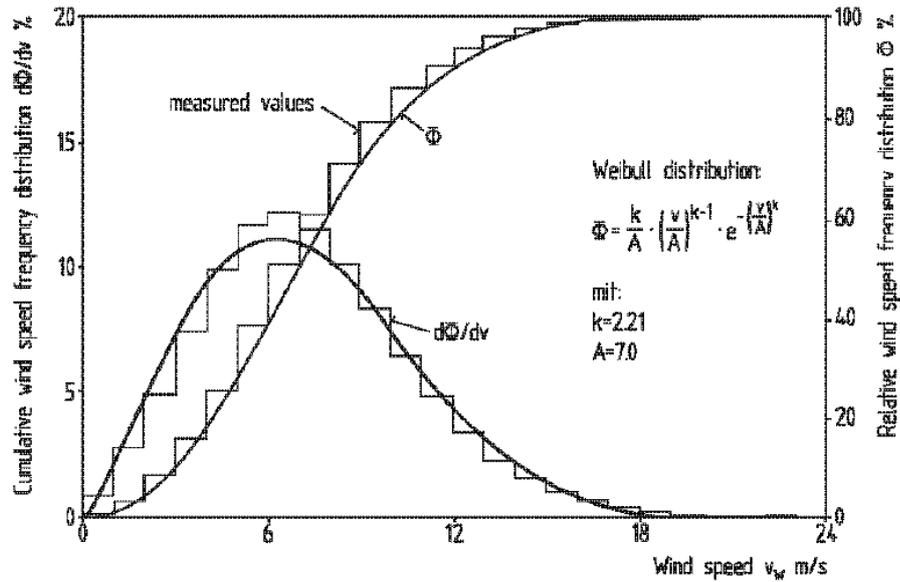


Figura 7 - Esempio di approssimazione dei valori misurati della distribuzione di frequenza della velocità del vento tramite la funzione di Weibull [6].

Più semplice è invece il *modello di Rayleigh*, che si può considerare un caso particolare del modello di Weibull per $k=2$. Questo parametro è omogeneo in aree climatiche simili e assume valori intorno a 1,5 nelle aree di montagna, 2 nei climi temperati e costieri e circa 3 in aree aliseo-monsooniche. Per k pari a due si ha $\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) = \frac{\pi}{4}$, quindi la distribuzione di frequenza di Rayleigh risulta:

$$f(V) = \frac{\pi V}{2 V_m^2} \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{V}{V_m}\right)^2\right]$$

La relazione che esprime la distribuzione in questo caso è influenzata solamente della velocità media V_m .

1.3.3 La turbolenza

Si definisce turbolenza la deviazione della velocità istantanea dal valore medio quasi-stazionario. Rilevando la velocità V_i su scala molto ridotta (0,01 s), questa può essere definita come velocità quasi-istantanea. Se $V_{i,m}$ è la velocità media misurata in un periodo più lungo, ad esempio cinque minuti, allora la velocità quasi-istantanea può essere descritta come la sovrapposizione di una perturbazione positiva o negativa di velocità ΔV_i su un flusso di velocità costante $V_{i,m}$:

$$V_i = V_{i,m} + \Delta V_i$$

La componente turbolenta della velocità è quindi da individuarsi nella perturbazione ΔV_i ; essa viene caratterizzata dalla *deviazione standard della turbolenza* $\sigma_{t,i}$ e dalla deviazione standard relativa It , detta *intensità della turbolenza*:

$$\sigma_{t,i} = \left[\frac{1}{T_i} \int_0^{T_i} (V_i - V_m)^2 dt \right]^{\frac{1}{2}} = \left[\frac{1}{T_i} \int_0^{T_i} \Delta V_i^2 \right]^{\frac{1}{2}} \cong \left[\frac{\sum_{n,i} \Delta V_i^2}{N_i} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$It = \frac{\sigma_{t,i}}{V_{i,m}}$$

L'intensità di turbolenza, I , viene espressa in percentuale e a volte viene indicata con in pedice la velocità media a cui fa riferimento. Le *classi di Pasquill* suddividono la turbolenza in sei fasce dall'intensità massima a quella minima, indicate dalle lettere A, B, C, D, E, F. Solamente le prime due classi, A (vento molto instabile) e B (vento instabile), possono costituire un problema per le strutture delle macchine e vengono prese in considerazione nella certificazione delle turbine eoliche. Si nota quindi che una turbina di classe A, con un vento di 15 m/s, è in grado di subire una turbolenza fino al 18% e fino al 16% se è una turbina di classe B.

La deviazione standard della turbolenza aumenta con la velocità del vento ma non in modo direttamente proporzionale, bensì meno rapidamente. Pertanto nello strato limite che si forma rispetto al terreno, l'intensità della turbolenza decresce all'aumentare della quota: più alta è la torre su cui la turbina è installata, minore sarà la turbolenza a cui la turbina è sottoposta.

Si noti che la turbolenza provoca vibrazioni sulle strutture delle macchine investite dal vento. Perciò non si tiene conto della turbolenza in relazione all'energia disponibile, dal momento che l'energia relativa alla turbolenza è molto piccola rispetto a quella contenuta nella velocità media, bensì in merito all'interferenza con la dinamica della turbina e delle strutture in genere.

Nei calcoli strutturali della macchina, oltre che della turbolenza, si tiene conto anche di *raffiche e venti estremi*.

1.4 Localizzazione delle turbine eoliche

Si indica con il nome di *località* l'area (una zona collinare, una montagna, una valle ecc.) dove si decide di installare uno o più turbine eoliche. Con il termine *sito* invece si intende l'esatto posto dove vengono costruite.

In primis la scelta della località si effettua consultando mappe territoriali che danno la distribuzione di velocità a varie altezze dal terreno (solitamente 10, 50, 100 metri). Dopodiché sorgono i problemi relativi alla collocazione delle turbine, cioè prevedere gli effetti dell'altezza da terra, determinare le interferenze con l'ambiente e infine la scelta del tipo di macchina più adeguato.

Le indagini anemologiche, cioè il rilevamento continuo di direzione e velocità del vento, sarebbero il metodo migliore per la scelta sicura ed efficiente di un sito. Queste misurazioni dovrebbero essere compiute in tutti i possibili siti della località per un arco temporale di due anni almeno. Nella realtà spesso si opta per uno o due siti ritenuti ottimali per i quali si ottengono i dati quasi sempre per meno di due anni. Si tenga presente che anche la scelta della turbina idonea non è semplice, in quanto non basta una buona efficienza della macchina in sé per una resa ottimale.

1.4.1 Effetto dell'altezza dal suolo: Windshear

Una delle prime cose da valutare è come la natura del vento in quota sia influenzata dal suolo. Infatti il vento, come tutti i fluidi in movimento su di una superficie solida, è soggetto ad attrito. Più ci si avvicina al terreno più la velocità del vento si riduce per via dell'attrito fino allo strato d'aria a contatto con il terreno che ha velocità nulla. Quanto rapidamente decresca la velocità al diminuire della quota è dovuto alla natura del suolo. L'attrito non dipende solo dalla natura del suolo, che si traduce in particolare nell'esistenza di ostacoli responsabili della creazione della turbolenza, ma anche dalla viscosità del fluido, determinata dalle condizioni climatiche di altitudine, temperatura e umidità.

Si forma quindi un profilo di velocità dal momento che la velocità dello strato d'aria che aderisce al suolo è pari a zero, mentre da una determinata altezza in poi il vento si muove ad una velocità indisturbata. In fluidodinamica questo fenomeno è identificato come *strato limite* mentre prende il nome di *windshear* se riferito al vento. L'andamento della velocità del vento con la quota è fortemente influenzato dalla forma del terreno e dagli ostacoli presenti: alberi,

cespugli, erba, rocce, edifici, ecc. Più il terreno è pieno di ostacoli o scabroso, più lentamente il vento raggiunge il valore nullo di velocità e minore sarà la velocità all'altezza della macchina.

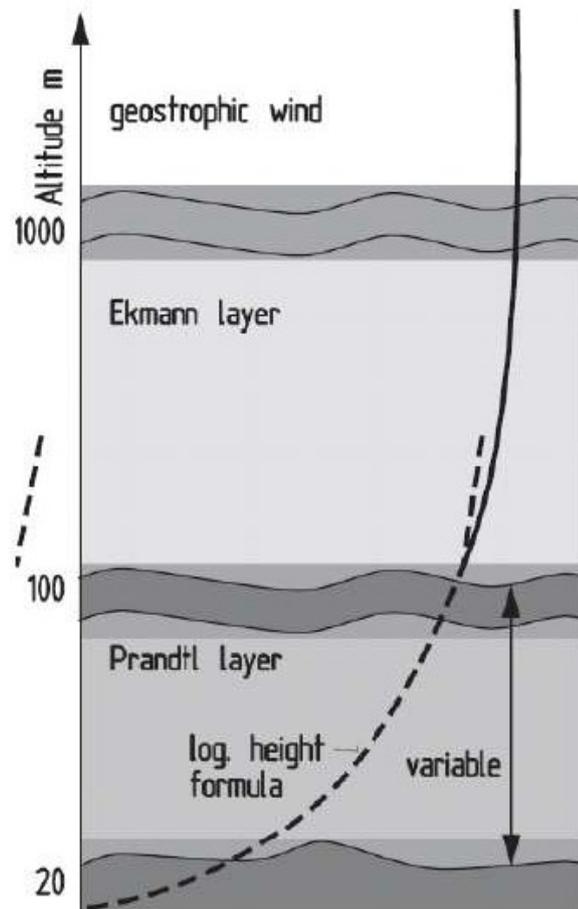


Figura 8 – Windshear, [6].

Se si vuole produrre la massima energia disponibile dal vento si deve installare le macchine ad una certa distanza dal terreno. L'altezza della torre di sostegno su cui è fissata la turbina dipende sia dal diametro del rotore, dato che tutto il disco battuto dall'elica deve essere attraversato da un campo di velocità adeguato, sia dal fatto che più sale la quota più il vento ha una velocità.

Per impianti di media e grossa taglia è buona norma effettuare misurazioni di velocità solitamente a tre diverse altezze, di cui una è l'altezza prevista per l'asse della turbina. In mancanza di dati sperimentali si possono applicare modelli di profilo di velocità derivati dalla teoria dello strato limite. Ad esempio il *modello logaritmico* o di Prandtl esprime la velocità V_z ad una certa quota z in funzione della velocità nota V_0 alla quota z_0 :

$$V_z = V_0 \frac{\ln\left(\frac{z}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

Con m si indica il *coefficiente di scabrezza*, che, in base al modello, stesso è definito come l'altezza alla quale la velocità del vento sarebbe nulla e dipende dagli ostacoli e dalla tipologia del suolo considerato.

Classe	m	Caratteristiche del terreno
0	0,0002	Superficie d'acqua ferma
0,5	0,0024	Terreni liberi con superficie liscia
1	0,03	Aree agricole aperte senza recinzioni e siepi con edifici molto radi; colline a declivio dolce
1,5	0,055	Terreni agricoli con qualche casa e filari di recinzione alti 8 m a distanza di circa 1250 m
2	0,1	Terreni agricoli con qualche casa e filari di recinzione alti 8 m a distanza di circa 500 m
2,5	0,2	Terreni agricoli con molte case, arbusti e piante, o filari di recinzione di 8 m a circa 250 m
3	0,4	Villaggi, piccoli paesi, terreni agricoli con molte o alte siepi, foreste e terreni molto scabri e irregolari
3,5	0,8	Grandi città con edifici alti
4	1,6	Metropoli con edifici e grattacieli

Tabella 2 - Classi e coefficienti di scabrezza, [7].

A tal proposito si fa uso anche della più semplice *legge di potenza*:

$$V_z = V_0 \left(\frac{z}{z_0}\right)^p$$

In questo caso è l'esponente p a dipendere dalla natura del terreno.

Si noti che tali modelli non possono essere utilizzati in caso di colline, rilievi, montagne ecc., ma solo in zone di terreno pianeggiante. Infatti non è valida un'assunzione del coefficiente di scabrezza costante in zone dove la distribuzione di velocità è molto più complessa, poiché dipende dalla forma del rilievo stesso. Si deve procedere dunque ad una stima del coefficiente

di scabrezza per mezzo di codici di calcolo, per poi definire tramite simulazioni computazionali la distribuzione del campo di velocità del sito a varie altezze.

Il *windshear* è influenzato anche da altri due importanti fattori che non possono essere inglobati nel coefficiente di scabrezza: le condizioni climatiche e la direzione del vento. I modelli descritti, non tenendone conto, non garantiscono l'esattezza della previsione, inoltre il coefficiente di scabrezza è supposto costante con l'altezza ma in realtà varia con l'aumento della quota. Per considerare l'effetto della direzione del vento si dovrebbero integrare i metodi numerici con rilievi sperimentali. Si devono infatti stabilire i coefficienti di scabrezza per ognuno dei diversi quadranti della rosa dei venti, dal momento che la natura del suolo del sito scelto è solitamente differente per ogni direzione. Di conseguenza si complica il calcolo delle velocità medie dato che i valori medi vanno computati con le medie incrociate, determinate nella direzione e nel tempo.

Per questi motivi è opportuno assumere valori leggermente ridotti di velocità rispetto a quelli previsti da questi modelli, che non possono essere utilizzati in zone con orografie complesse. In tal caso occorre sfruttare modelli di calcolo numerico complessi che, sulla base di misurazioni anemometriche nelle zone interessate, della natura del suolo e dell'orografia permettono di simulare le caratteristiche del vento ad altezze diverse nei vari siti.

Si osservi che la conoscenza del profilo di velocità del vento è fondamentale anche per stabilire l'entità dell'asimmetria a cui è soggetta la pala nel ruotare passando da una velocità minima in basso ad una massima nella posizione superiore. Questa asimmetria provoca una forzante sulle pale e sulla struttura, che crea sollecitazioni a fatica, abbassando inoltre la resa energetica globale.

1.4.2 Mappe eoliche

Lo studio della distribuzione del vento sul territorio viene tradotto a livello grafico dalle mappe eoliche della velocità del vento e dell'energia resa disponibile da esso. Per *mappa eolica* si intende la tecnica di raffigurazione delle curve di isoenergia e di isovelocità sulle mappe di un territorio. A livello esteso, cioè nazionale o regionale, queste mappe sono solo orientative poiché non consentono di conoscere la reale distribuzione dei venti, influenzata dalla conformazione del terreno.

Nelle aree di pochi chilometri quadrati relative ai siti considerati favorevoli per un'installazione, le mappe eoliche diventano necessarie sia per individuare i siti migliori sia per il collocamento degli aerogeneratori. Esse vengono prodotte con codici di calcolo sulla base della distribuzione delle scabrezze e degli ostacoli, delle misurazioni del vento effettuate all'interno dell'area o in siti vicini e della configurazione orografica del terreno.

Il programma di calcolo base utilizzato è il *Numerical Objective Analysis of Boundary Layer* (NOABL) mentre quello più diffuso è il *WasP (Wind Atlas Analysis and Application Program)*. Il WasP restituisce in output mappatura, analisi dei dati, atlante del vento, stima del clima ventoso, produzione di potenza ed efficienza. Esso include anche un modello per rugosità e ostacoli e uno per terreni complessi ma quest'ultimo di scarsa affidabilità. I software Wind Pro e WindFarmer sono un miglioramento del WasP mentre Gen Turbine e WindFarm permettono di determinare la rumorosità, il rendimento energetico dei parchi eolici e la relativa ottimizzazione della distribuzione delle turbine, l'analisi dei dati della turbina e perfino di analizzare diverse turbine nello stesso sito e più altezze di turbina.

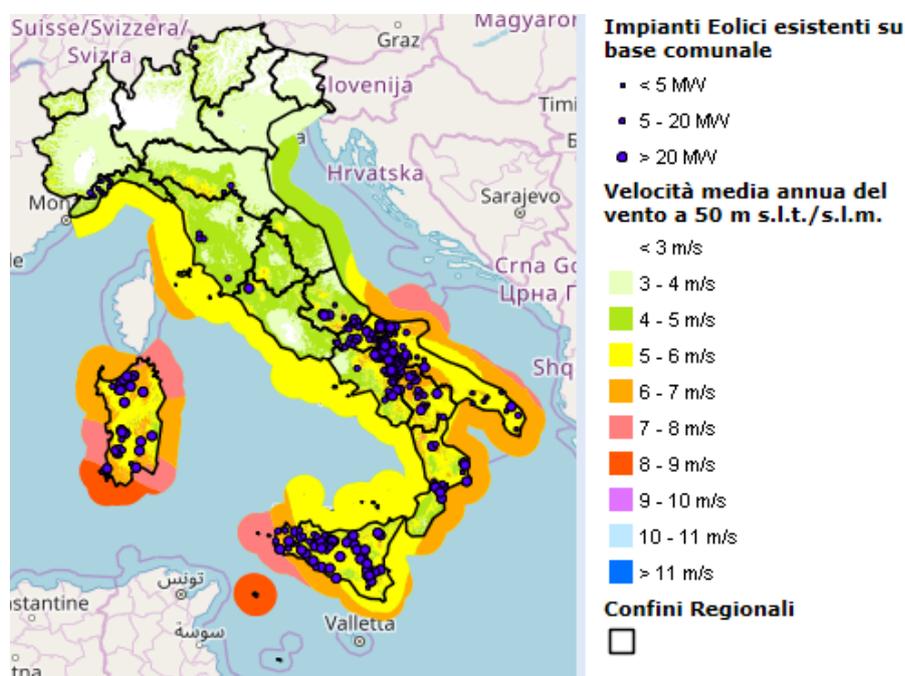


Figura 9 - Mappa eolica della velocità media annua del vento a 50 metri s.l.m. e impianti eolici italiani su base comunale, Atlante eolico interattivo (RSE).

1.4.3 Effetto scia

Una turbina eolica provoca sempre un effetto ombra nella direzione sottovento. Infatti si crea una lunga scia di vento che è piuttosto turbolenta e rallentata, se paragonata al vento che arriva di fronte alla turbina.

Le turbine eoliche nei parchi sono solitamente distanziate di almeno tre diametri del rotore l'uno dall'altro per evitare troppe turbolenze intorno alle turbine a valle. Nella direzione del vento prevalente le turbine sono di solito posizionate come minimo a 5 diametri di distanza.



Figura 10 -Turbina eolica dove si è aggiunto del fumo all'aria che vi passa attraverso. La scia si trascina chiaramente dietro la turbina (© 1998 www.WINDPOWER.org).

Ogni turbina eolica rallenta il vento dietro di essa mentre estrae energia dal vento. Idealmente quindi si dovrebbe distanziare le turbine il più lontano possibile nella direzione del vento prevalente. D'altra parte, l'utilizzo del suolo e il costo del collegamento delle turbine eoliche alla rete elettrica impongono di avvicinarle il più possibile.

I grandi aerogeneratori vengono collocati in centrali con più macchine racchiuse e connesse in un solo perimetro. Ciò dipende da vari fattori economici e sitologici: a fronte della crescita della domanda eolica, la difficoltà di reperire sempre nuovi siti efficienti suggerisce di sfruttare a pieno quelli esistenti, mentre concentrando le macchine si risparmia sui costi di installazione, allacciamento, gestione e servizio.

Con lo sviluppo del settore e l'intervento di criteri di previsione e programmazione territoriale, ormai si progettano e costruiscono wind farm con lo stesso tipo di macchina. La programmazione consente anche una migliore ubicazione delle macchine sul terreno e un miglior utilizzo della risorsa.

La turbina crea una forte turbolenza nella sua scia, dove il flusso del vento è disturbato e l'energia disponibile minore.

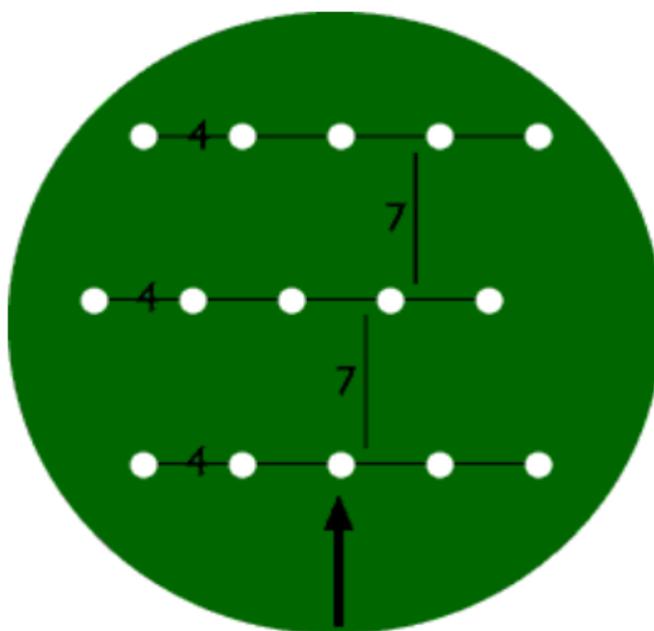


Figura 11 - Layout del parco eolico. Regola per il distanziamento delle turbine. La freccia indica la direzione prevalente del vento(© 1998 www.WINDPOWER.org).

Come regola generale, le turbine nei parchi eolici sono solitamente distanziate tra 5 e 9 diametri del rotore nella direzione prevalente del vento e tra 3 e 5 diametri in direzione perpendicolare al vento dominante. Naturalmente questo criterio vale per campi eolici posti su terreno pianeggiante, dove è possibile scegliere la disposizione, mentre su terreni collinosi, crinali ecc. la disposizione dovrà essere adattata all'orografia, e così pure non vale per le installazioni offshore in genere, caratterizzate da una più ampia libertà di scelta.

1.4.4 Ostacoli

Gli ostacoli come edifici, alberi, formazioni rocciose, ecc. possono ridurre significativamente la velocità del vento e spesso creano turbolenze in prossimità dell'ostacolo. Come criterio

generale non dovrebbero essere presenti nel parco eolico, o comunque non nelle direzioni prevalenti del vento almeno per un centinaio di metri.

Nel tipico flusso del vento attorno a un ostacolo, la zona turbolenta può estendersi fino a circa tre volte l'altezza dell'ostacolo. La turbolenza è più pronunciata dietro l'ostacolo che non davanti. Pertanto, è meglio evitare ostacoli vicino alle turbine eoliche, in particolare se sono sopravvento nella direzione del vento prevalente. Si possono stabilire alcune regole per le piccole macchine eoliche, essendo installate di solito su terreni agricoli più sensibili agli ostacoli per via delle basse potenze ed altezze ridotte. Le installazioni di turbine di media e grande potenza invece vengono realizzate di solito dove non ci sono ostacoli rilevanti, lontano da centri abitati, su terreni adatti e possibilmente pianeggianti.

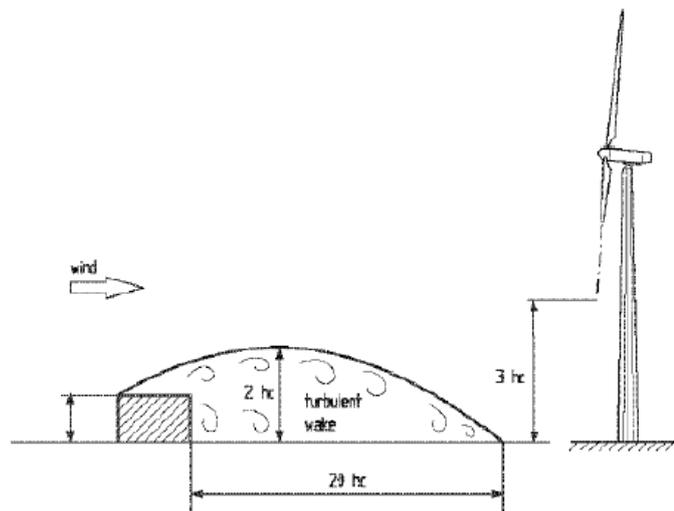


Figura 12 - Turbolenza causata da un ostacolo, [6].

Gli ostacoli diminuiscono la velocità del vento a valle dell'ostacolo. La diminuzione della velocità del vento dipende dalla porosità dell'ostacolo, vale a dire quanto “poroso” sia l'ostacolo. La porosità è definita come l'area dell'ostacolo per cui c'è passaggio di flusso, divisa per l'area totale dell'oggetto esposto al vento.

Un edificio ha quindi porosità nulla mentre un albero è abbastanza “poroso” in inverno, infatti senza foglie può lasciare passare più della metà del vento. In estate, tuttavia, il fogliame può essere molto denso, in modo da rendere la porosità inferiore a circa un terzo.

L'effetto di rallentamento del vento da parte di un ostacolo aumenta con l'altezza e la lunghezza dell'ostacolo. L'effetto è ovviamente più pronunciato vicino all'ostacolo e vicino al terreno.

Quando i progettisti calcolano la produzione di energia per le turbine eoliche, prendono sempre in considerazione se gli ostacoli sono vicini alla turbina, ad esempio a meno di un chilometro di distanza in una delle direzioni del vento più importanti.

Per avere un'idea del wind shade, cioè di quanto la velocità del vento venga diminuita da un ostacolo, si possono usare vari software che calcolino la distribuzione della velocità del vento.

Ad esempio lo *Wind Shade Calculator* della DWIA mostra graficamente l'effetto scia con le diverse sfumature di grigio rappresentate e la velocità viene espressa in forma di percentuale della velocità senza ostacolo. Ad esempio, nel caso in cui la velocità del vento diminuisca di circa il 3% della velocità senza l'ostacolo all'altezza dell'hub della turbina, si nota che ciò si traduce in una perdita di energia eolica del 10% circa.

Il calcolatore dà come risultato la misura di 620 punti a diverse altezze e distanze dall'ostacolo considerato, incluso il punto all'altezza del mozzo in corrispondenza dell'aerogeneratore. L'incertezza del risultato è maggiore se l'ostacolo è più alto della metà dell'altezza del mozzo, poiché la geometria dell'ostacolo, (ad esempio le diverse pendenze del tetto sugli edifici) influenza il risultato. Anche nel caso in cui la turbina sia più vicina all'ostacolo di cinque volte l'altezza di quest'ultimo, i risultati saranno più incerti, poiché dipenderanno dalla geometria esatta dell'ostacolo. In quel caso il programma metterà un avvertimento nella casella di testo sotto i risultati.

Un territorio con bassa rugosità consentirà al vento che passa all'esterno dell'ostacolo di mescolarsi più facilmente nella scia dietro l'ostacolo: ciò renderà lo shade effect meno importante.

Il modello di calcolo dell'ostacolo funziona sulla base dell'assunzione che gli ostacoli siano infinitamente larghi e che siano posizionati perpendicolarmente rispetto alla direzione del vento. Per ragioni pratiche, assumiamo di investigare l'orizzonte intorno alla turbina eolica in dodici sezioni da 30°. Come opzione è possibile selezionare quanto spazio occupi l'ostacolo in larghezza, relativamente ad una sezione di 30°, con incrementi del 10% (dallo 0% al 100%). Ovviamente è possibile selezionare anche l'esatta larghezza dell'ostacolo.

1.4.5 Effetto collina e effetto tunnel

I rilievi orografici non hanno solo un effetto negativo dovuto alle turbolenze sull'intensità del vento. In base alla loro forma e dimensioni essi possono anche aumentare le velocità della zona interessata.

Un buon sito può essere costituito da una collina a declivio non troppo ripido perché le linee di corrente vengono addensate lungo il profilo del rilievo e ciò fa aumentare la velocità del vento. In questo caso il sito migliore risulta la cima dell'altura dove il vento si comprime maggiormente per poi espandersi di nuovo scendendo nella zona sottovento. Spesso si decide di collocare le turbine eoliche in cima a colline o crinali, ancora meglio se si affacciano su un terreno pianeggiante più ampio possibile nella direzione prevalente del vento.

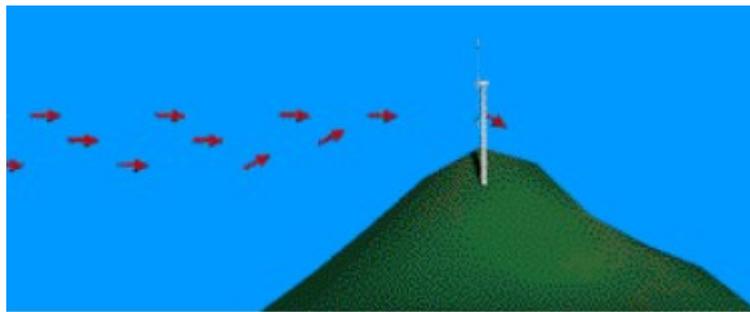


Figura 13 - Effetto collina, (© 1998 www.WINDPOWER.org).

Va però sottolineato che se il pendio è ripido o ha una superficie irregolare, si verifica molto probabilmente il distacco della vena fluida in corrispondenza della sommità e si formano vortici, con la conseguente diminuzione delle velocità del vento.



Figura 14 - Effetto tunnel, (© 1998 www.WINDPOWER.org).

Un altro effetto positivo si riscontra in valli strette e lunghe, in modo particolare se “a imbuto”, dove avviene un’incanalatura costante del vento e un accrescimento della velocità. Si tratta della stessa ragione per cui anche tra edifici possono essere identificati siti relativamente vantaggiosi. Grazie al verificarsi di questo fenomeno, che viene denominato *effetto tunnel*, se la velocità del vento campo aperto può arrivare, per esempio, a 6 metri al secondo, può facilmente raggiungere 9 metri al secondo in un "tunnel" presente in natura o formatosi dopo la costruzione di edifici.

Capitolo 2: La tecnologia di conversione

Il secondo capitolo si propone di fornire una panoramica generale della tecnologia in questione per poi approfondire più nel dettaglio la caratterizzazione e il funzionamento di alcuni degli elementi più importanti che costituiscono una turbina eolica.

La diffusione delle macchine eoliche comincia negli anni Ottanta. Inizialmente i diametri delle turbine non vanno oltre i 15 metri e le potenze oltre i 50 kilowatt. Nei primi anni Novanta si passa a 50 metri e 500 kW mentre a metà degli anni Novanta si toccano i 60 metri e 1 MW. Infine nel 2003 si arriva a 120 metri e 4,5 MW e nel 2009 a 126 metri e 7,5 MW.

L'aumento della potenza installata degli aerogeneratori è il risultato di una domanda sempre più orientata verso un contributo importante da fonti rinnovabili e di una competitività industriale fondata sulla riduzione dei costi di generazione.

Oggi vengono costruite macchine di grande complessità tecnica ma si nota che lo sviluppo tecnologico, esplosivo negli anni Novanta, oggi va stabilizzandosi. Difficilmente verranno costruite turbine oltre i 10 MW. Si proseguirà cioè con un sviluppo con un andamento analogo a quello del settore tecnico-industriale in genere.

2.1 Principi fisici della conversione di energia dal vento

Nei sistemi eolici avviene una trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica.

Gli studi di Albert Betz dimostrano che l'energia meccanica estraibile da un flusso d'aria, che passi attraverso una sezione data, è limitata a una certa frazione fissa dell'energia contenuta nel flusso stesso. Si dimostra che una estrazione ottimale di potenza può essere realizzata solo ad un preciso valore assunto dal rapporto tra la velocità del vento imperturbata di fronte alla turbina e la velocità in uscita, cioè dopo la conversione.

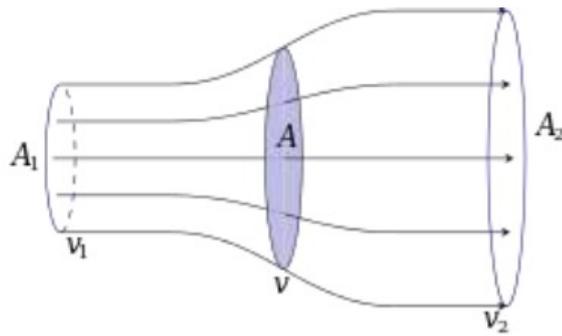


Figura 15 - Tubo di flusso di Betz, (Wikipedia.org).

La Teoria impulsiva assiale (*Elementary momentum theory*) considera un flusso d'aria stazionario unidimensionale e non-viscoso, per cui si trascurano le perdite e le componenti cinematiche e dinamiche tangenziali e radiali. L'area descritta dalle pale viene considerata come una sezione porosa di spessore nullo, detta disco attuatore.

L'energia cinetica di una massa d'aria m che si muove alla velocità v si esprime come:

$$E = \frac{1}{2} m v^2 \quad [Nm]$$

Considerando una certa sezione A , il flusso volumetrico \dot{V} è definito come:

$$\dot{V} = vA \quad \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

Mentre la portata in massa \dot{m} , con ρ densità dell'aria, è:

$$\dot{m} = \rho vA \quad \left[\frac{kg}{s} \right]$$

Di conseguenza la potenza associata ad un flusso d'aria, cioè la sua energia cinetica passante per A al secondo, è uguale a:

$$P_{aria} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [W]$$

La potenza meccanica ideale che la macchina, rappresentata dal disco attuatore può estrarre corrisponde alla differenza di potenza del vento prima e dopo il passaggio del flusso attraverso la turbina:

$$P = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 - \frac{1}{2} \rho A_2 v_2^3 \quad [W]$$

E sfruttando l'equazione di continuità della massa, $\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2$:

$$P = \frac{1}{2} \rho v_1 A_1 (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{oppure} \quad P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad [W]$$

Non potendo annullare la v_2^2 al fine di massimizzare la potenza, perché fisicamente non plausibile, si cerca il rapporto tra velocità $\frac{v_2}{v_1}$ a cui corrisponda la massima potenza meccanica ideale.

La forza esercitata dalla massa d'aria in moto sulla turbina, secondo l'equazione di conservazione del momento della quantità di moto(?) può essere espressa da:

$$F = \dot{m}(v_1 - v_2) \quad [N]$$

Questa forza spinge la massa d'aria alla velocità v' , definita come la velocità del vento che attraversa la turbina. La potenza conseguente risulta:

$$P = F \cdot v' = \dot{m}(v_1 - v_2)v'$$

Uguagliando questa espressione con quella della potenza precedentemente ricavata si arriva a:

$$v' = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

La potenza meccanica ideale, output della turbina, può ora essere scritta come:

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)$$

Il rapporto tra la potenza ideale estraibile e quella relativa al flusso d'aria indisturbato è definito *Coefficiente di potenza* c_p :

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3}$$

c_p può essere espresso, dopo alcuni passaggi, come funzione del rapporto di velocità $\frac{v_2}{v_1}$:

$$c_p = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right]$$

Il coefficiente di potenza così espresso dipende solo dal rapporto di velocità. Si può trovare analiticamente, risolvendo in modo grafico, il rapporto ottimale di velocità per cui il coefficiente di potenza ideale è massimo. Pertanto in condizioni ideali risulta:

- $\left. \frac{v_2}{v_1} \right|_{opt} = \frac{1}{3}$;
- $c_{p_{max}} = \frac{16}{27} = 0,593$ (chiamato frequentemente *fattore di Betz*);
- $v'_{opt} = \frac{2}{3}v_1$;

Riassumendo i punti più importanti:

- La potenza meccanica estraibile da un flusso d'aria imperturbato è proporzionale al cubo della sua velocità.
- La stessa potenza cresce linearmente con la sezione attraversata dal flusso d'aria: è quindi proporzionale al quadrato del diametro dell'area.
- Anche con un flusso di vento e una conversione ideale, il rapporto tra la potenza meccanica ricavabile e quella del vento è limitato al valore di 0,593.
- Quando il c_p è massimo la velocità del vento nella sezione della turbina è due terzi della velocità imperturbata ed è invece ridotta ad un terzo di essa quando è lontano dalla zona di conversione energetica.

Questa analisi è stata svolta indipendentemente dalle caratteristiche della macchina che converte l'energia del vento e facendo ricorso a teorie più precise si arriva a dimostrare che il C_p massimo raggiunge il valore di 0,69.

2.2 Sistemi eolici e classificazioni degli aerogeneratori

Per sistema eolico si intende un insieme di componenti, fluidi, meccanici ed elettrici, con la funzione di convertire l'energia proveniente dal vento in un'altra forma utilizzabile (idraulica, meccanica, elettrica). Parte integrante del sistema è considerato il vento. Principalmente i sistemi eolici si possono in due gruppi di conversione: gli *aerogeneratori* e le *aeropompe meccaniche*. I primi, generalmente indicati come WECS (Wind Electric Conversion Systems), dal vento ricavano energia meccanica, che allo stadio finale viene convertita in elettrica. Le aeropompe, molto più semplici e con una diffusione limitata rispetto gli aerogeneratori, convertono l'energia eolica in energia meccanica poi trasformata in idraulica. Anche se non trovano nessuna applicazione industriale, si possono contare tra i sistemi eolici anche quelli

che trasformano direttamente l'energia del vento in energia meccanica (come i “mulini a vento”).

Generalmente gli aerogeneratori vengono suddivisi in classi di potenza in base alla *potenza nominale* anche se tale classificazione non è rigida ma orientativa.

Classi di piccola potenza	Classi di media potenza	Classi di grande potenza
<i>Micro</i> : potenza inferiore a 5 kW	<i>Medie</i> : fra 100 e 300 kW	<i>Sub-megawatt</i> : 600-800 kW
<i>Mini</i> : tra 5 e 100 kW	<i>Medio-grandi</i> : fra 300 e 600 kW	<i>Megawatt</i> : 800 kW-1,5 MW
		<i>Multimegawatt</i> : 1,8 MW e oltre

Tabella 3 - Classi di potenza degli aerogeneratori, [7].

Sebbene non esista un confine netto, si può dire che gli aerogeneratori di media e grande potenza, usualmente impiegati per l'alimentazione di rete, hanno fra loro una certa affinità in termini di componenti e soluzioni adottate, mentre quelli di piccola potenza per sistemi isolati hanno caratteristiche differenti e una grande varietà di modelli. Si tenga conto che il mercato è andato polarizzandosi fra turbine per impiego locale e turbine per collegamento alla rete elettrica. Sempre meno interesse rivestono invece le turbine di media potenza.

Si parla anche di taglia della macchina, riferita alle *dimensioni della turbina*, in particolare al *diametro del rotore* e all'altezza della torre. Apparentemente le due diverse classificazioni si sovrappongono, dato che la potenza dipende dal diametro; tuttavia esistono aerogeneratori di uguale diametro ma potenza differente (quindi con diverso generatore), essendo progettati per venti di diversa intensità (da uno stesso costruttore o da uno diverso). In tal caso la taglia è la stessa, ma la classe di potenza può essere diversa.

Per tenere conto di questa doppia possibilità si usa definire la macchina anche per *classi di vento*, cioè in base alla velocità del vento per la quale è stata collaudata e omologata. Nel tempo si sono affermate diverse classificazioni; la più diffusa in passato è quella che suddivide il vento in sette classi, definite dalle velocità medie misurate all'altezza di 30 e di 50 metri. Questa classificazione non contempla le raffiche e la turbolenza e non implica nessun limite di potenza, vale cioè per ogni classe di potenza. Attualmente viene adoperata invece una classificazione della IEC che si limita a tre classi di vento ma tiene conto delle raffiche storiche e della turbolenza.

Molte altre classificazioni si fanno in base alle caratteristiche dei singoli componenti come tipo di regolazione, di accoppiamento della turbina al generatore, di torre ecc.

Classe	v a 30 m	v a 50 m
1	0-5,1	0-5,6
2	5,1-5,9	5,6-6,4
3	5,9-6,5	6,4-7,0
4	6,5-7,0	7,0-7,5
5	7,0-7,4	7,5-8,0
6	7,4-8,2	8,0-8,8
7	8,2-11	8,8-11,9

Tabella 4 - Classi standard di vento. v =velocità media annua misurata all'altezza prevista, [7].

Classe	v annua media [m/s]	Raffiche estreme [m/s]	Classi di turbolenza (intensità a 15 m)
I IEC (venti deboli)	10	70	A:It≤18%; B:It≤16%
II IEC (venti medi)	8,5	59,5	A:It≤18%; B:It≤16%
III IEC (venti forti)	7,5	52,5	A:It≤18%; B:It≤16%

Tabella 5 - Classi di vento IEC, [7].

2.3 La turbina eolica (rotore)

La macchina fluidodinamica preposta alla conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica all'asse, è detta *turbina eolica* o *rotore*. Essa è formata da un numero variabile di pale, da una ad un massimo di venti pale o anche più, fissate su un albero motore. La posizione di quest'ultimo determina una classificazione a seconda che sia orizzontale o verticale: turbine eoliche ad asse orizzontale (*HAWTs = Horizontal Axis Wind Turbines*) e turbine eoliche ad asse verticale (*VAWTs = Vertical Axis Wind Turbines*). Le turbine ad asse verticale, pur offrendo alcuni vantaggi, non si sono affermate per le medie e grandi potenze data la loro scarsa affidabilità.

Le turbine eoliche hanno dimensioni più grandi rispetto alle altre turbine per via della modesta concentrazione energetica, dovuta alla bassa densità dell'aria. Esse sono inoltre investite da un flusso illimitato, risultando macchine "aperte". L'alternativa della turbina intubata non ha mai avuto risultati convenienti e affidabili.

2.3.1 Elementi di teoria unidimensionale

Si introduce la teoria fluidodinamica elementare che descrive lo scambio energetico tra vento e turbina. La teoria unidimensionale si fonda su un modello semplice, di disco attuatore, e permette di definire lo scambio globale di energia.

Il tubo di flusso di aria indisturbato che investe l'area del rotore A , detta disco battuto, ha una superficie A_0 (A_1 in Fig.15) minore di A . Invece la velocità V_0 (V_1 in Fig.15) del vento indisturbato è maggiore di quella che arriva sulle pale, V . Anche la densità dell'aria aumenta leggermente rispetto al valore dell'ambiente per effetto di compressione ma questa differenza è trascurabile.

La portata in massa d'aria che attraversa il rotore si esprime con l'*equazione di continuità*:

$$\dot{m} = \rho_0 V_0 A_0 = \rho V A \left[\frac{kg}{s} \right]$$

La potenza o energia cinetica entrante nell'unità di tempo è:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} V_0^2 = \frac{1}{2} \rho_0 A_0 V_0^3 [W]$$

Di questa energia per unità di tempo, messa a disposizione dal vento, solo una parte può essere utilizzata per via delle perdite. La prima perdita, di carattere non viscoso, si verifica per il fatto che non è possibile sfruttare tutta l'energia del vento portando a zero la velocità in uscita dalle pale. Come si è dimostrato nel paragrafo precedente, per una macchina ideale che non ha perdite dovute alla viscosità del fluido, il rendimento della conversione è in ogni caso minore del 59% poiché non è possibile utilizzare circa il 40% dell'energia disponibile. Si devono aggiungere poi le perdite dovute ai fenomeni di attrito e al verificarsi di vorticosità.

Come flusso di energia di riferimento per unità di tempo si assume P_0 :

$$P_0 = \frac{1}{2} \rho_0 A V_0^3 [W]$$

Questa quantità è leggermente superiore a P dato che $A > A_0$ ma è preferibile perché si può definire in base a grandezze note.

Definita come P_{aer} la *potenza aerodinamica* ceduta alle pale, si indica come *coefficiente di potenza* C_p il rapporto tra P_{aer} e il flusso energetico di riferimento:

$$C_p = \frac{P_{aer}}{P_0} \rightarrow P_{aer} = \frac{1}{2} C_p \rho_0 A V_0^3 [W]$$

Anche se propriamente questo coefficiente non è un vero rendimento perché P_0 non è l'effettiva energia disponibile entrante, esso viene adoperato usualmente come *indice di efficienza* della turbina eolica. Infatti essendo l'energia del vento "gratuita", libera in natura e rinnovabile il concetto di rendimento perde qui il suo significato economico rimanendo però fondamentale per confronti tra diverse macchine e condizioni operative.

Il C_p dipende in prima approssimazione solamente dalla forma della turbina e non dalla sua dimensione perché la potenza aerodinamica è originata dalle azioni aerodinamiche sulle pale, per cui vale la similitudine fluidodinamica. Le prove effettuate in galleria del vento su modelli di turbina in scala ridotta consentono quindi la valutazione del C_p per turbine geometricamente simili, a parità di numero di Reynolds.

Come per tutte le altre turbine convenzionali, la variabile funzionale della similitudine è il *tip speed ratio*, in italiano il *rapporto di velocità periferica*. Esso consiste nel rapporto tra la velocità periferica u della turbina e la velocità del vento, e in questo caso è indicato con λ :

$$\lambda = \frac{u}{V_0} = \frac{\pi D N_r}{60 V_0}$$
$$u = \omega_r r = \pi D \frac{N_r}{60}$$

In queste definizioni appaiono la velocità angolare del rotore (s^{-1}), il raggio e il diametro del rotore in metri (r e D) e il numero di giri al minuto (min^{-1} o rpm).

La curva caratteristica $C_p(\lambda)$ parte da zero per $\lambda=0$, ha un massimo per $\lambda=\lambda_0$ e si azzera di nuovo per $\lambda=\lambda_f$ (λ di fuga). Il valore di λ_0 può andare da 1 a 10 mentre il massimo del C_p è compreso tra 0,25 e 0,5. Ai bassi valori di velocità di rotazione o alti valori di velocità del vento (λ bassi), le pale perdono parte della capacità di catturare energia disponibile perché parte del flusso d'aria passa a distanza tale da non interagire con esse. La condizione di fuga invece è quella in cui le pale ruotano così velocemente che il disco battuto rappresenta una

sorta di parete solida per il flusso del vento, che in pratica lo scavalca (energia disponibile nulla).

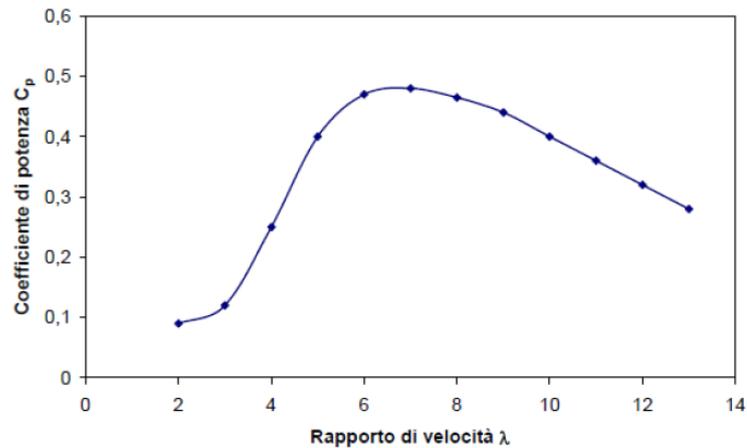


Figura 16 - Curva $C_p(\lambda)$, [10].

Per quanto riguarda le azioni sul profilo aerodinamico della pala, esso è sottoposto alla velocità del vento V , compiendo una rotazione alla *velocità periferica* u della pala mentre w è la *velocità relativa* del flusso rispetto al profilo. La velocità w è quella che determina le forze aerodinamiche esercitate sul profilo: la *portanza* L e la *resistenza* D , rispettivamente perpendicolare e parallela al vettore w . Queste due forze vengono scomposte in direzione tangenziale e assiale e ne risultano due componenti: la *spinta tangenziale* S , che moltiplicata per il raggio genera la *coppia motrice aerodinamica* $M_r = Sr$, e la *spinta assiale* T , che determina una sollecitazione sulla struttura. L'effetto utile deriva dalla forza S , responsabile indirettamente della potenza aerodinamica $P_{aer} = M_r \omega$.

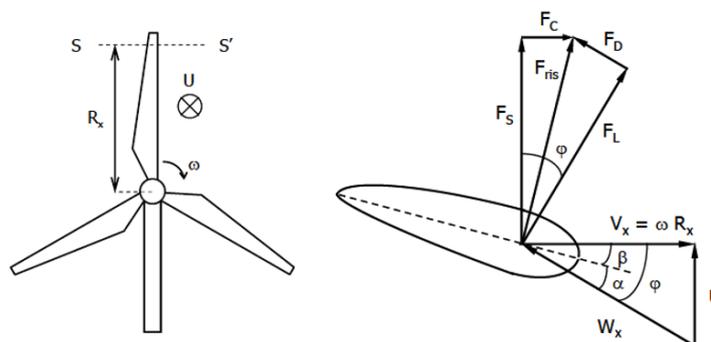


Figura 17 - Triangoli cinematici e forze aerodinamiche sul profilo, [10].

Il generico profilo di velocità della pala varia in base a λ . A parità di velocità del vento V , per bassi λ aumenta l'angolo di incidenza della velocità relativa e ciò porta a una diminuzione della portanza e una riduzione della resistenza. Di conseguenza aumenta la spinta assiale, si

riduce la componente tangenziale quindi la potenza, inoltre si crea un scia vorticoso con eventuale distacco della vena fluida dal dorso della pala (*stallo*). La zona iniziale della curva $C_p(\lambda)$ viene resa scarsamente significativa per il verificarsi dello stallo e di una possibile instabilità conseguente. Al crescere di λ l'angolo tra velocità relativa e quella periferica si riduce e ciò provoca una diminuzione di tutte le componenti perciò diminuisce la potenza anche in questo caso. Nella condizione di fuga l'azione tangenziale si annulla e la pala si dispone *sfilata* rispetto al vento.

Noto C_p dopo calcoli aerodinamici o determinato sperimentalmente, la potenza aerodinamica per turbine ad asse orizzontale è data da:

$$P_{aer} = \frac{1}{2} \rho_0 C_p A V_0^3 = \frac{1}{8} \rho_0 C_p \pi D^2 V_0^3 [W]$$

La potenza elettrica attiva generata invece è espressa come:

$$P_{el} = P_{aer} \eta_{mecc-el} [W]$$

Dove appare il rendimento del sistema di trasmissione elettromeccanico, $\eta_{mecc-el}$.

2.3.2 Considerazioni pratiche

La potenza dipende in modo direttamente proporzionale dalla densità dell'aria, che a sua volta viene influenzata dalla pressione e soprattutto dalla temperatura assoluta. Quest'ultima ha un effetto non trascurabile se si tiene conto che con un'escursione di 40°C si determina una variazione di potenza del 15% in favore dell'ambiente più freddo. L'effetto della pressione è apprezzabile invece quando essa dipende dall'altitudine mentre si può trascurare l'effetto locale delle variazioni barometriche. Per tenere conto dell'effetto della temperatura e di quello dell'altitudine si può utilizzare la formula approssimata:

$$\rho = \frac{99459 - 9,44z}{287(273 + t)} [Ns^2/m^4]$$

Dove t è la temperatura in Celsius e z l'altitudine in metri. Supponendo invece che la turbina trascini un generatore sincrono, la relazione:

$$f = \frac{pN_g}{60}$$

lega la frequenza f , il numero di giri del generatore N_g e il numero di coppie polari p . Per limitare il peso e il costo dell'alternatore conviene che il numero di coppie polari sia basso e in generale bisogna imporre una frequenza di 50 Hz (se non 60 Hz in alcuni paesi). Ad esempio un alternatore a due paia poli richiede $N_g=1500$ rpm. Pertanto spesso si rende necessario un moltiplicatore di giri tra turbina e generatore perché il numero di giri della turbina si aggira oggi da 10 a 300 rpm.

2.3.3 Caratterizzazione delle turbine eoliche

Il tipo di turbina influenza il valore massimo del C_p , la forma della curva $C_p(\lambda)$, e i rapporti di velocità periferica ottimale e di fuga. Si distingue tra turbine veloci, lente o intermedie a seconda del valore di λ_0 , infatti esso è tanto maggiore quanto più grande è la velocità periferica.

Dall'andamento dei coefficienti di potenza per vari tipi di turbina si vede che λ_0 va da 1 a 6-7 per la maggior parte dei casi mentre i valori di $C_{p_{max}}$ differiscono in maniera meno netta. Definita la solidità della turbina come rapporto tra la superficie totale delle pale e l'area del disco battuto, si osserva che il λ_0 cresce al diminuire della solidità. Questo si spiega perché quanto più è minore la solidità, cioè la frazione di area del tubo di flusso occupata dalle pale, tanto maggiore deve essere la velocità di rotazione delle pale affinché venga estratta la massima energia a parità di velocità del vento. Inoltre al crescere della velocità di rotazione deve aumentare la distanza fra le pale per evitare che ciascuna viaggi nella scia perturbata di quella a fianco. In definitiva turbine lente hanno elevata solidità mentre quelle veloci devono avere poche pale, cioè bassa solidità. Si capisce anche come turbine ad alta solidità abbiano una elevata coppia motrice all'avviamento mentre la bassa solidità non consenta al vento di esercitare una forte azione dinamica sulla turbina. Si dimostra che un elevato λ_0 consente di ottenere grandi potenze con diametri di dimensione ampia. Pertanto le turbine che operano in venti mediamente intensi e di bassa solidità sono quelle più adatte ad azionare i WECS. Invece bassi valori di λ_0 e una elevata solidità saranno necessari per azionare una pompa alternativa, che richiede elevate coppie all'avviamento.

Tra le turbine ad asse orizzontale, esistono varianti ad una pala (monopala), a quattro o anche sei-otto pale (rotore olandese) e il multipala, detto anche mulino americano. Al giorno d'oggi le turbine adatte a venti intensi sono tutte a due o tre pale, con il λ ottimo tra 4 e 6. A causa della rotazione periodica nel profilo di velocità, le turbine bipala sono sottoposte a fenomeni

di instabilità e il loro impatto visivo e acustico inoltre è considerato fastidioso. Esse sono adoperate nelle installazioni in mare. Per le turbine tripala invece l'impatto è accettabile e sono stabili ma risultano anche le più costose. Per quanto riguarda i numerosi modelli di turbine ad asse verticale, il più semplice tra essi è il *Savonius* mentre il più diffuso è il *Darrieus*. Nonostante abbiano i vantaggi di non presentare problemi di orientamento e di avere una maggiore semplicità costruttiva e minori costi, le turbine ad asse verticale non hanno una efficienza e un'affidabilità che le renda competitive rispetto a quelle ad asse orizzontale.

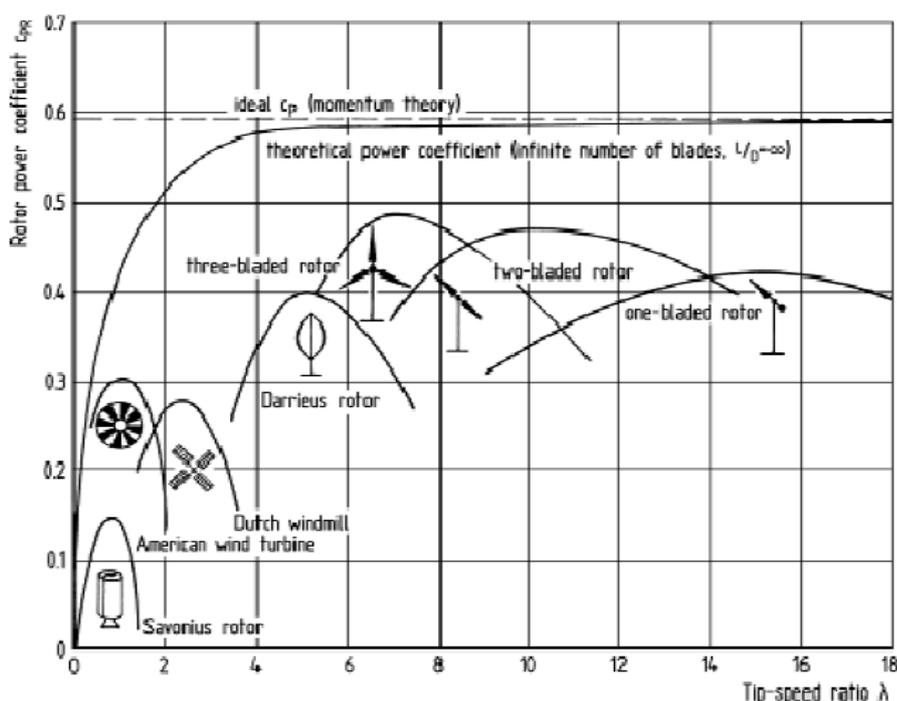


Figura 18 - Coefficienti di potenza in funzione del tip-speed ratio per rotori a differente design, [6].

2.4 Aerogeneratori di media e grande potenza

Si ricorda che i generatori di piccola potenza, impiegati solitamente negli impianti standalone, vengono costruiti con criteri più semplici ed economici e sono in genere meno efficienti. Si tralascia in questa sede la descrizione delle mini e micro turbine.

I componenti primari di un aerogeneratore di rete sono:

- Le pale, connesse al mozzo (*hub*): insieme costituiscono la turbina eolica (rotore).
- Il mozzo carenato.
- Il sistema di controllo: agisce sulle pale e controlla la potenza fornita.
- La trasmissione: comprende l'albero e i cuscinetti.
- Il moltiplicatore di giri (*gearbox*): adegua la velocità di rotazione delle pale a quella del generatore elettrico.
- Il generatore elettrico.
- Il sistema di orientamento, che consente al disco della turbina di presentarsi fronte vento.
- La gondola o navicella (*nacelle*): è la carenatura che racchiude il sistema motore e gli ausiliari.
- Il cuscinetto di orientamento: consente la rotazione orizzontale del sistema motore.
- La torre di sostegno.
- Il converter: sistema elettronico che adegua alla rete la frequenza della corrente prodotta.
- Il trasformatore, che trasforma la tensione generata in quella di rete (o della rete interconnessa, nel caso di wind farm).

Esistono inoltre molti ausiliari, come i sistemi di raffreddamento, i regolatori elettrici ed elettronici, i servomotori ecc.

2.5 Aerodinamica delle pale

In base al tipo di profilo che costituisce la sezione della pala si può fare una classificazione delle pale. Si distingue principalmente tra lastre curve e profili aerodinamici. Nel primo caso le pale sono costituite da lamiera che possono essere curvate ad arco di cerchio, con curvatura non circolare oppure piane. I profili aerodinamici invece offrono un'ampia scelta in ogni applicazione perché sono studiati per una gamma con prestazioni e caratteristiche molto diverse, sempre con l'obiettivo di massimizzare l'efficienza. Spesso per la realizzazione si adottano profili della serie NACA ma anche altre come quelli NREL per esempio, oppure possono essere disegnati appositamente. I profili a sezione circolare e piana sono adeguati a pale fisse in lamiera, per velocità del vento modeste dove non ci si aspetta un'elevata

efficienza aerodinamica. Le pale a profilo aerodinamico possono essere utilizzate con qualunque velocità e diametro e sono autoresistenti.

Ad oggi, anche se in passato erano realizzate in leghe metalliche leggere, le pale sono realizzate in materiali compositi a base di resine (poliestere o epossidiche) e rinforzate con fibre di carbonio o di vetro. Si nota che generalmente le pale sono cave al fine di ridurre il peso e di conseguenza le sollecitazioni centrifughe. Le pale più semplici a piastra curva invece sono in lamiera d'acciaio o in tela (pale a vela). Poiché la loro resistenza è bassa devono essere sostenute da longheroni tubolari in caso abbiano dimensioni maggiori di 1-1,5 metri. Ovviamente i profili aerodinamici permettono di arrivare a C_p più alti rispetto alle piastre curve ma nel caso di macchine di bassa potenza un guadagno del 10-20% non sempre giustifica i maggiori costi, tenendo conto che un 20% in meno sul coefficiente di potenza può essere recuperato con un aumento del diametro del 10%.

La scelta del tipo di profilo palare dipende quindi dalla resistenza che si vuole raggiungere e dalle velocità previste: le pale in lamiera sono ovviamente da escludere per dimensioni del diametro maggiori di 5-6 metri e per venti forti.

In merito alle grandezze aerodinamiche in gioco, si consideri il triangolo di velocità su un generico profilo palare di Fig.17. Si definisce α l'*angolo di incidenza o attacco*, compreso tra il vettore della velocità relativa w e la direzione della corda del profilo. Esso dipende quindi dalla direzione e dall'intensità del vento relativo w . Con β invece si individua l'*angolo di calettamento o passo (pitch)* fra il vettore di velocità periferica e la direzione della corda alare. Questo è un angolo costruttivo della pala e varia solo se la pala ruota intorno al proprio asse longitudinale. L'angolo φ è la somma di α e β , compreso tra la velocità relativa e quella di rotazione.

Di norma, anche se non per tutte le turbine, l'angolo di incidenza α deve assumere un valore di ottimo per ottenere la massima efficienza del profilo, cioè rendere minima la resistenza e massimizzare la portanza. In modo che $\alpha = \varphi - \beta$ resti costante, ad una variazione dell'angolo φ dovrà corrispondere una modifica dell'angolo di calettamento: tale procedimento viene detto *regolazione del passo*.

Considerando le turbine ad asse orizzontale, in cui la pala ha uno sviluppo radiale, la velocità periferica ($u = \omega r$) aumenta con il raggio del rotore e di conseguenza, a velocità del vento costante, l'angolo φ diminuisce allontanandoci dal mozzo. Una prima misura per conservare

un angolo di incidenza costante lungo l'asse longitudinale della pala è costruire la pala in modo che l'angolo di calettamento β compensi la variazione di φ e quindi diminuisca al crescere del raggio. Tale caratteristica prende il nome di svergolamento delle pale ed è tanto maggiore quanto più elevata è la velocità periferica e quindi il λ . Un secondo meccanismo è quello di costruire *pale a passo variabile*. Esse si differenziano dalle *pale fisse* e ciò dà luogo ad un'ulteriore classificazione. La pala fissa è saldamente calettata al mozzo, che ruota con l'asse così che ad una data velocità V e a un dato numero di giri l'angolo α è assegnato. Il vantaggio delle pale variabili è che sono libere di ruotare attorno ad un asse longitudinale e possono variare il loro assetto (*passo*) in modo che α possa variare indipendentemente da V e N_r . Queste pale presentano diverse curve $C_p(\lambda)$ al variare di β e la turbina è fatta funzionare lungo l'involuppo di tali curve con lo scopo di regolare la potenza e controllare il numero di giri della turbina. Nelle turbine a pale fisse la potenza disponibile non è modificabile e si deve ricorrere ad altri sistemi. Si rende però necessaria per la regolazione del passo delle pale una tecnologia meccanica ed elettronica delicata, per l'asservimento ai sensori di velocità. Si capisce perché le pale siano il componente che incide maggiormente sui costi, attestandosi intorno al 20% del totale.

2.6 Il controllo

Nelle turbine eoliche è necessario controllare la potenza della macchina così come si presenta il problema di limitare la velocità massima. Se non ci fosse un sistema di controllo il numero di giri e la potenza prodotta aumenterebbero in modo indefinito con il crescere dell'intensità del vento o al diminuire del carico. Ovviamente la limitata resistenza meccanica degli organi della macchina richiede che potenza e numero di giri non superino un certo valore massimo.

Il valore dei limiti $N_{r,max}$ e P_{max} vengono decisi sulla base di un compromesso fra l'energia persa impedendo alla macchina di funzionare con i venti più intensi e i costi del proporzionamento elettrico e meccanico effettuato per le condizioni di vento più intense. Le norme impongono che gli aeromotori vengano progettati per sopportare venti fino a 40-50 m/s ma in

pratica la macchina viene progettata *dinamicamente* per limiti inferiori, mentre per 40-50 m/s sono fatti solamente i *calcoli statici*.

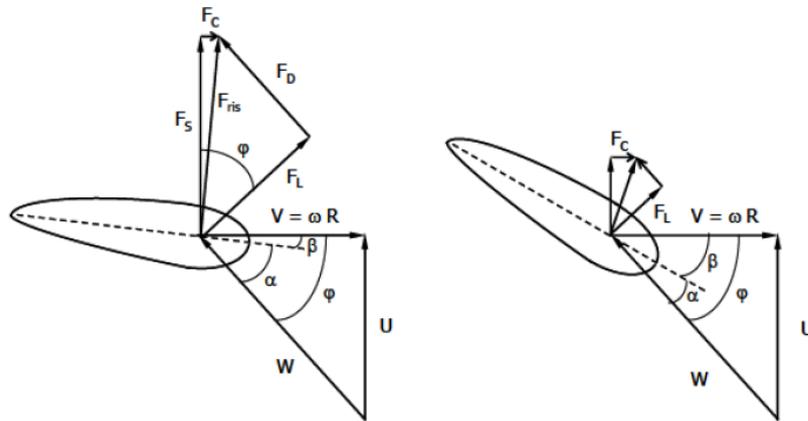


Figura 19 - Triangoli relativi al controllo di passo. A destra si nota la regolazione "a bandiera", [6].

I metodi di controllo della velocità massima per le turbine ad asse orizzontale sono principalmente:

- Il **controllo di passo** o dell'angolo di calettamento delle pale (*pitch control*), cioè un attuatore dispone le pale "in bandiera" quando si raggiunge il numero di giri massimo o la velocità massima accettabile del vento. Questo significa che l'angolo di calettamento va fatto corrispondere al β tipico del punto di fuga della curva caratteristica, dove si ha λ_f , $C_p=0$ e $Paer=0$. Così si ottiene l'arresto della macchina con l'aiuto di un freno.
- Il **controllo di stallo** (*stall control*), per cui le pale sono progettate in modo che all'aumentare del numero di giri entrino in stallo a partire dalla punta verso la base. Lo stallo è quel fenomeno per cui, in corrispondenza di angoli di attacco elevati, avviene un distacco della vena fluida dal dorso della pala: come conseguenza si ha un calo brusco di portanza, spinta tangenziale, coppia motrice e potenza.
- **Controllo di imbardata o inclinazione** (*yaw o tilt control*): quando la turbina è libera di ruotare attorno ad un asse verticale o orizzontale rispettivamente. Al crescere della velocità la spinta assiale fa in modo che il rotore abbandoni l'assetto frontale e il disco battuto non sia più investito perpendicolarmente. La potenza cala così fino ad annullarsi quando la turbina si dispone praticamente parallela al vento, cioè turbina "in bandiera". Il sistema di controllo di imbardata dà anche la possibilità alla turbina di

seguire la direzione del vento, grazie al *timone* o *deriva* e tramite una molla che fa posizionare il rotore conto vento.

- Freno: raggiunta la velocità limite un attuatore fa intervenire un freno che ostacola la rotazione dell'asse di turbina.

I primi tre metodi consentono anche un controllo della potenza, cioè la limitano ad un valore costante in un certo campo.

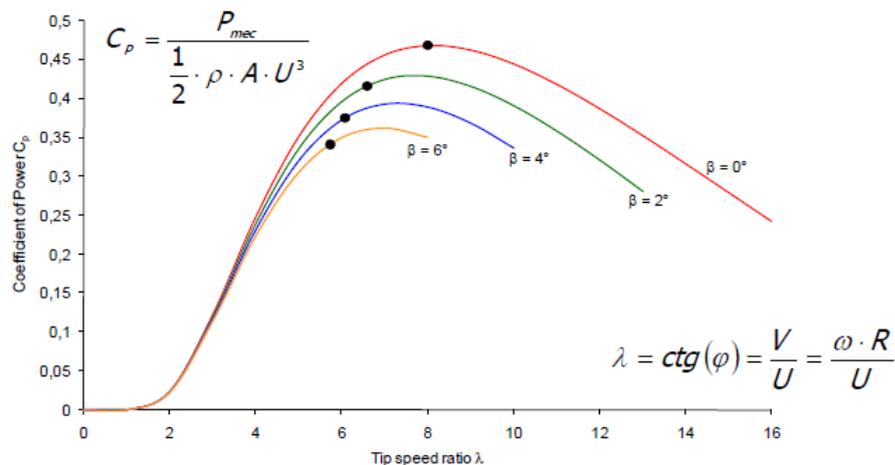


Figura 20 - Effetto del controllo di passo sulla curva $C_p(\lambda)$, [10].

Le macchine di media e grande potenza non usano la deriva per il controllo di velocità, quindi l'orientamento avviene per mezzo di altri sistemi:

- Un'elica di ridotte dimensioni perpendicolare alla turbina con la stessa funzione della deriva.
- Un servomotore comandato da un sensore anemometrico che fa ruotare la turbina attorno all'asse verticale.
- La disposizione *sottovento* della turbina costituisce un sistema auto allineante. Questo sistema viene però usato raramente perché il rotore viene interessato da un flusso disturbato dalla presenza della struttura di sostegno e soprattutto della navicella. Ciò provoca vibrazioni e riduce le prestazioni.

Il sistema più adottato nelle grandi macchine è il secondo.

2.6.1 Problema dell'equilibrio stazionario

Con problema dell'equilibrio stazionario si intende il bilanciamento tra la potenza del vento all'asse e la potenza assorbita dal carico. Il caso di equilibrio stazionario rappresenta la

condizione più semplice di funzionamento, per cui si può esprimere una prima valutazione delle prestazioni dell'aerogeneratore. Nel caso di equilibrio dinamico le condizioni di funzionamento, cioè la velocità e il carico, cambiano nel tempo richiedendo un bilanciamento tra le coppie motrice, resistente e d'inerzia.

Associando all'espressione della potenza aerodinamica P_{aer} , la relazione analitica $C_p(\lambda)$ e la definizione di λ si può determinare la potenza aerodinamica in funzione della velocità del vento e del numero di giri, $P_{\text{aer}}(N_r, V_0)$. L'andamento delle curve isovelocità ($V_0 = \text{cost}$) nel piano (P_{aer}, N_r) rappresenta le *caratteristiche di funzionamento stazionario della turbina (curve di potenza)*, che indicano la potenza disponibile alle pale in funzione del numero di giri per una data velocità del vento.

Sempre sullo stesso piano può essere riportata la *curva di carico*, cioè la potenza richiesta dall'utenza in funzione del numero di giri (incluse le perdite meccaniche ed elettriche). Il punto di funzionamento nel caso di equilibrio stazionario, per una data velocità V_0 , è dato dall'intersezione di queste due curve.

Il funzionamento a λ costante pari a quello ottimale, così da funzionare in condizioni di massima efficienza ($C_{p_{\text{max}}}$), richiede che il numero di giri del rotore vari in relazione al cambiamento della velocità del vento. Se la turbina funziona a numero di giri costante, ad una variazione di V_0 ne consegue una di λ e quindi anche del C_p : in questo caso esso potrà essere massimo solo in un punto di funzionamento. I punti di funzionamento possono essere riportati in un diagramma (P_{aer}, V_0) , importante dal punto di vista operativo della macchina.

Grazie alle curve di potenza si possono determinare le velocità di avviamento e arresto aerodinamico spontaneo in condizioni stazionarie: cioè il valore minimo e quello massimo per cui la curva di carico interseca le curve di isovelocità. Si noti che la velocità di avviamento o arresto reale è maggiore del valore corrispondente aerodinamico, poiché nelle condizioni reali intervengono anche i vincoli meccanici ed elettrici.

La generazione delle curve di potenza nel caso di pale fisse è semplificata dalla univocità della funzione $C_p(\lambda)$ di tale caso. Quando la macchina viene regolata mediante controllo del passo invece le curve del $C_p(\lambda)$ dipendono dalla velocità V_0 , con una legge determinata dal sistema di controllo. Se il controllo è mediante orientamento, l'angolo di imbardata ε dipende con continuità da V_0 in base alle condizioni di equilibrio del sistema che rileva la direzione. Le curve di potenza calcolate per una turbina regolata con imbardata si alzano con la velocità,

che in questo caso si esprime con $V_0 \cos \varepsilon$, per poi abbassarsi dopo avere raggiunto un massimo.

Si osservi il fatto che le curve di potenza vengono calcolate in condizione di funzionamento stazionario. Ciò significa che queste curve hanno significato supponendo che la turbina funzioni stabilmente con una certa velocità e un determinato carico. Nel passaggio da un punto di funzionamento all'altro sul grafico, si dovrebbe ipotizzare che esso avvenga in tempo infinito o almeno talmente lungo che le quantità dinamiche siano trascurabili. Per diversi punti di equilibrio stazionario su questo grafico, non vengono date informazioni sul funzionamento della macchina tra un punto di equilibrio e l'altro.

A seconda della regolazione si ottengono curve diverse sul piano (P_{acr}, V) , anche se equivalenti dal punto di vista qualitativo. Il controllo del passo, *attuativo* in questo caso perché comandato da servomotori, consente di mantenere costante la potenza in un certo intervallo di velocità del vento. I controlli per mezzo di stallo, imbardata o inclinazione consistono in sistemi a *controllo passivo* perché funzionano “spontaneamente” al variare della velocità. In ogni caso la macchina viene fermata con l'intervento dei freni quando la velocità assume il valore limite massimo e la potenza si annulla.

Con riferimento al controllo di passo si definiscono alcune delle grandezze più importanti per il funzionamento operativo della turbina eolica:

- *Potenza nominale, P_n* : potenza utile di targa della macchina. Tiene conto di tutte le perdite interne. Per le turbine a passo variabile è un valore costante, per gli altri sistemi di regolazione è un valore medio.
- *Velocità di avviamento (cut-in speed), V_c* : velocità del vento al di sopra della quale vengono vinte le resistenze aerodinamiche, meccaniche ed elettriche. Per le velocità minori la turbina può non essere ferma ma la potenza ricavata non è sufficiente a creare la corrente minima di eccitazione per il generatore e a trascinare il carico. La velocità di avviamento dipende non solo dal tipo di accoppiamento ma anche da turbina, generatore, trasmissione e carico. Tipicamente il valore di questa velocità è tra i 2 e i 5 m/s ed è condizionante per la scelta della turbina in base all'intensità media del vento nel sito.
- *Velocità nominale, V_n* : velocità del vento per cui si raggiunge la potenza nominale. Per le turbine a passo fisso indica il campo di velocità per cui la turbina raggiunge la massima potenza e per il quale deve essere progettata. Può andare dai 4 ai 15 m/s.

- *Velocità di arresto (cut-out o cut-off speed), V_f* : velocità alla quale la macchina viene posta nelle condizioni di funzionamento a potenza nulla oppure arrestata. Va da 10 a 25 m/s a seconda della turbina.

2.6.2 I programmi di controllo SCADA

Il controllo interno ed esterno di un aerogeneratore è un problema molto complesso, la cui funzione non può essere affidata a singole operazioni indipendenti. Ci sono innumerevoli fattori che possono causare uno scadimento delle prestazioni rispetto alla curva di potenza di riferimento della turbina. Le penalizzazioni sul rendimento possono essere determinate da condizioni esterne, ad esempio turbolenza, vento laterale, windshear, effetto scia, formazione di ghiaccio, oppure da condizioni della macchina, come inadeguatezza della turbina al sito, condizioni delle pale, vibrazioni, algoritmi di controllo, localizzazione della macchina nella wind farm e stato dei segnali di errore e allarme. Nel caso di parco eolico, cioè un gran numero di macchine collegate alla rete, un sistema complesso in cui ogni variazione influenza le altre, non è facile garantire da un lato sicurezza e massima resa dall'altro la corretta integrazione con la rete elettrica in base a quanto prescritto dal gestore su durata, caratteristiche e limiti di fornitura dell'elettricità. Sistemi integrati di sensori, strumentazioni e programmi di calcolo sono l'unico modo di coniugare queste esigenze: questa soluzione prende il nome di SCADA, cioè *Supervisory Control And Data Acquisition*. Si può definire lo SCADA come un sistema di sensori che rileva continuamente lo stato di tutti i componenti principali del parco eolico.

La funzione di questo sistema è quella di monitorare lo stato delle singole turbine, le centraline meteorologiche e la sottostazione, trasmettendo via cavo a fibre ottiche tutti i dati ad un computer centrale. In questo modo l'operatore è in grado di sorvegliare, tramite i terminali, il funzionamento di ogni singolo componente e dell'insieme del parco eolico: dai dati della corrente trasmessa in rete (tensione, fase, potenza, energia, ecc.) ad ogni segnale di errore o malfunzionamento. Viene fornito un quadro generale e di dettaglio ogni dieci minuti, consentendo all'operatore di intervenire manualmente all'occorrenza.

Utilizzando i dati forniti da SCADA, per mezzo di altri opportuni software è possibile compiere in modo rigoroso il *controllo di funzionalità*, detto *performance monitoring*. Si possono identificare le cause di malfunzionamento anche attraverso un confronto con la curva di potenza della turbina calcolata dalla statistica ottenuta dai test storici della macchina. Lo

SCADA può essere fornito dal costruttore o realizzato su richiesta da aziende dell'industria informatica.

2.7 Generatore elettrico

Il generatore elettrico è un componente fondamentale dei sistemi eolici ed ha il compito di trasformare la potenza meccanica in elettrica. La corrente in uscita può essere continua o alternata. Per produrre corrente continua si usa una dinamo oppure si raddrizza una corrente alternata, la quale può essere prodotta da un generatore sincrono o da uno asincrono. Un aspetto comune a tutti i generatori è che essi costituiscono una macchina operatrice rispetto al motore primo che in questo caso è la turbina. Tuttavia il generatore aziona a sua volta altre macchine. Il carico dipende dalla destinazione finale dell'energia e quindi le caratteristiche di accoppiamento dei generatori elettrici sono a loro volta influenzati dalla natura del carico. Quest'ultimo può essere *resistivo* come nei sistemi isolati o *resistivo-induttivo* come nel caso della rete. Per quanto riguarda i costi, nelle turbine di grande potenza il generatore incide intorno al 5% del costo totale. I tre tipi di generatore "classico", cioè senza le eventuali integrazioni che ne possono variare le caratteristiche di carico e i costi, sono: dinamo, generatore sincrono e generatore asincrono.

2.7.1 Dinamo

Nel caso della dinamo, un avvolgimento indotto viene fatto ruotare in un campo magnetico costante, prodotto da corrente continua di eccitazione o da un magnete permanente. Si parla di dinamo a eccitazione indipendente quando la corrente di carico è prodotta indipendentemente dalla corrente di carico, di dinamo ad eccitazione derivata quando è prodotta da autoeccitazione della macchina. Non presentando problemi nel funzionare a numero di giri variabile, la dinamo è adatta all'accoppiamento con turbine che seguono liberamente il vento.

La dinamo è utile quando si debba generare corrente in località isolate. L'unico modo semplice e diretto di accumulare energia elettrica è per mezzo di batterie, che richiedono corrente continua per la carica. Dinamo di piccola potenza vengono usate in aerogeneratori per piccoli impianti autonomi, in centraline di monitoraggio o di comunicazione isolate, barche ecc. Per via dei numerosi svantaggi di questo tipo di generatore (peso, consumo delle

spazzole, costo elevato, basso rendimento e basse tensioni), si preferisce ricorrere a generatori in corrente alternata anche quando si deve accumulare energia in batterie. Inoltre gli utilizzatori elettrici più diffusi sono quelli per correnti alternate e in tal caso è necessario un inverter.

2.7.2 Generatore sincrono (alternatore)

In un generatore sincrono un campo magnetico rotante provoca una corrente alternata nei circuiti di indotto. Il campo magnetico rotante può essere realizzato per mezzo dell'alimentazione di un elettromagnete solidale al rotore mentre il circuito indotto si trova sullo statore. A comporre l'elettromagnete vi sono coppie polari, cioè nuclei polari in numero pari. La corrente dall'indotto viene poi inviata attraverso morsetti fissi all'esterno. Una dinamo montata sull'asse del rotore, o più frequentemente un piccolo alternatore a campi invertiti, produce la corrente di eccitazione che alimenta il campo magnetico.

Più spesso in campo eolico è un magnete permanente a produrre il campo magnetico rotante. La soluzione dell'*alternatore a magnete permanente* fornisce un'eccitazione permanente e non richiede alimentazione.

Definito p il numero di coppie polari, la frequenza della corrente prodotta è data dalla relazione è:

$$f = \frac{pN_g}{60} [Hz]$$

Essa è quindi proporzionale al numero di giri del generatore. Occorre che il numero di giri sia costante se si vuole produrre a frequenza costante, inoltre $\omega=2\pi f$ è la pulsazione della corrente generata. Questo vincolo può essere rispettato grazie alla regolazione del passo delle pale, cosa che non può essere fatta per le turbine a pale fisse dove il numero di giri costante implica che la condizione di λ ottimo si possa ottenere ad una sola velocità del vento data. Se quindi si adotta un generatore sincrono direttamente collegato al carico, tramite regolatori elettrici dissipativi il numero di giri è fissato in tutto il campo di velocità e la potenza resa alle velocità inferiori a quella di progetto è tanto più bassa quanto più la velocità del vento è distante da quella di progetto.

Il vincolo di frequenza ha ridotto l'uso dei generatori sincroni, che oggi vengono quasi esclusivamente utilizzati per parchi eolici che alimentano una rete locale, per esempio su

un'isola. Un importante aspetto è infatti che il generatore sincrono è in grado di produrre la potenza reattiva necessaria alla sincronizzazione con la rete, grazie ad un opportuno controllo sulla corrente di eccitazione. Si ricordi che l'esistenza della potenza reattiva dipende dall'esistenza di resistenze, induttanze e capacità. In base alle caratteristiche della rete si dice che essa "assorbe potenza reattiva". Nel caso di un generatore che deve alimentare una rete, in condizione di regime esso deve originare una corrente sincrona, cioè con uguale pulsazione e uguale fase a quella imposta dalla rete, per evitare di creare scompensi. Il singolo generatore o il gruppo di macchine devono essere in grado inoltre di generare potenza reattiva.

C'è però la possibilità che la frequenza variabile prodotta venga trasformata in quella di rete con il sistema di Ward-Leonard per esempio: la corrente alternata di frequenza variabile veniva trasformata in continua, alimentando un motore elettrico asincrono che trascinava una dinamo; la corrente continua alimentava un motore elettrico, il quale metteva in funzione un secondo alternatore sincrono o asincrono a numero di giri costante. Così facendo i costi si alzano e l'efficienza si abbassa per le numerose dissipazioni.

Nelle turbine a nuova concezione si ottiene la trasformazione da frequenza variabile a costante con adeguati ausiliari elettronici. Ciò fa salire i costi ma permette alla macchina di avere rendimento più alto. È anche possibile utilizzare direttamente una corrente a frequenza variabile: per alcune utenze come carichi resistivi o lampade a incandescenza, raddrizzando la corrente mediante diodi per la carica di batterie e facendo ricorso a sistemi risonanti o gruppi Ward-Leonard (ad esempio per l'alimentazione diretta di elettropompe).

Affinché il campo magnetico abbia intensità sufficiente a produrre una corrente nell'indotto bisogna che venga raggiunta un'intensità minima per la corrente di eccitazione. Se questa corrente viene generata da un alternatore o da una dinamo sull'asse stesso della macchina, è necessario che si raggiunga un numero di giri minimo per una eccitazione sufficiente. Gli alternatori dei sistemi eolici all'avviamento sono trascinati ad un numero di giri praticamente proporzionale alla velocità del vento: esisterà quindi una velocità del vento minima sotto la quale l'alternatore non si eccita e il sistema non converte energia. Tale velocità corrisponde a quella di avviamento V_c se non esistono restrizioni più gravose. Il problema non si pone quando il campo è prodotto da un magnete permanente o da batterie di accumulatori. Nel primo caso l'eccitazione si determina non appena l'alternatore viene messo in rotazione quindi le velocità di avviamento possono essere molto basse.

2.7.3 Generatore asincrono

Per il generatore asincrono la corrente di eccitazione che produce il campo magnetico rotante è alternata e autoindotta nel circuito del rotore, che è cortocircuitato. In questo caso è una corrente alternata a frequenza fissa ad attraversare gli avvolgimenti statorici collegati alla rete. Questa corrente crea un campo elettromagnetico rotante nel traferro, cioè lo spazio compreso tra rotore e statore. Il campo magnetico ruota al numero di giri di sincronismo imposto dalla frequenza di rete f : $N_s = 60f/p$ e si concatena con le spire dell'avvolgimento rotorico, inducendo in queste una corrente alternata con una frequenza indotta $f_i = |N_s - N_r|p/60$ e con un'intensità che cresce sia con il flusso concatenato (cioè con la corrente storica) sia con la "velocità" di variazione del flusso concatenato. Le correnti rotoriche generate originano un campo magnetico che ruota alla velocità $|N_s - N_r|$ rispetto al rotore e insieme a esso con numero di giri N_r .

Il campo magnetico indotto al traferro sarà sempre sincrono con quello induttore ma se $N_r = N_s$ l'azione induttrice si interrompe perché il flusso concatenato rimane costante e gli avvolgimenti rotorici non sono alimentati. Il segno di $N_r - N_s$ determina la fase della corrente supplementare negli avvolgimenti dello statore conseguente all'interazione tra i due campi magnetici. Tale corrente, avendo frequenza pari a quella di rete, si somma a quella di eccitazione se $N_r > N_s$ (funzionamento da generatore). Il sistema si mantiene da solo una volta raggiunta l'autoeccitazione e viene interrotto il collegamento con il circuito di risonanza.

La caratteristica principale del generatore asincrono è quindi che esso ruota a un numero di giri di poco superiore a quello di sincronismo anche se rimane vicino e strettamente legato ad esso. Si definisce *slittamento* la differenza relativa $s = (N_r - N_s)/N_s$, che solitamente non supera il 10%. La macchina funziona da *generatore* quando viene applicato al suo asse una coppia motrice per costringere l'indotto a ruotare a un numero di giri superiore a quello di sincronismo. La macchina funziona invece da *motore* se si applica una coppia resistente poiché il rotore rallenta e si stabilizza a un numero di giri minore rispetto a quello di sincronismo, così che la coppia elettromagnetica che si forma tra i due campi rotanti equilibri la coppia resistente applicata.

Il generatore asincrono rispetto alla rete non produce potenza reattiva ma ne assorbe quindi nella sua versione standard non è utilizzabile per alimentare una rete locale a generatore singolo. Il rendimento tuttavia è superiore a quello del generatore sincrono, perciò è molto

impiegato nelle macchine eoliche collegate alla rete, specialmente se esse sono di grande potenza: non essendo in grado di produrre potenza reattiva infatti può essere impiegato solo nelle grandi reti elettriche dove sono altri fonti connesse a produrre potenza reattiva.

Come per il sincrono, il generatore asincrono può funzionare solamente ad un numero di giri vicino a quello di sincronismo ma può usufruire però del margine fornito dallo slittamento. Ne consegue una bassa efficienza nel caso delle pale fisse o dell'impiego della regolazione del passo. L'utilizzo di un generatore di potenza nominale unito a un altro di potenza ridotta consente in alcuni casi due diverse velocità di sincronismo e di conseguenza due punti di funzionamento ottimale.

Al giorno d'oggi in gran parte delle turbine a velocità variabile che prevedono il riduttore di velocità, viene utilizzato il generatore asincrono a doppia alimentazione, conosciuto anche con l'acronimo di DFIG (*Doubly-Fed Induction Generator*). Si tratta di una macchina asincrona che viene collegata alla rete sia con lo statore che con il rotore. Il componente fondamentale del DFIG è un convertitore di frequenza comunemente chiamato BEC (*Bidirectional Electronic Converter*): esso è completamente reversibile, permettendo al flusso di potenza di fluire dagli avvolgimenti rotorici alla rete o viceversa.

Un normale generatore asincrono per poter erogare potenza elettrica deve funzionare necessariamente in corrispondenza di velocità prossime al sincronismo. Il vantaggio principale che il DFIG introduce, è quello di ampliare notevolmente l'intervallo di velocità del vento con cui la macchina riesce a trasformare l'energia meccanica in elettrica.

2.8 Trasmissione meccanica

I generatori elettrici richiedono elevate velocità di rotazione mentre le turbine ruotano a velocità relativamente bassa. In questi casi si rende necessario un moltiplicatore di giri (*gearbox*) con un elevato rapporto di trasmissione, che può arrivare fino a valori superiori a 100. I moltiplicatori sono solitamente di tipo planetario oppure ad assi paralleli: i primi sono più complessi nella progettazione e nella realizzazione ma costano meno e sono meno pesanti, soprattutto nel caso di macchine di elevata potenza. Se il rapporto di trasmissione è elevato si rendono necessari due o tre stadi di moltiplicazione. Ciò influenza il peso del moltiplicatore, che incide per il 25-35% sul totale e può superare le 20 tonnellate per aerogeneratori di 2-3 MW.

Oltre ad incidere pesantemente sui costi, questo componente meccanico riduce il rendimento ed è soggetto a guasti, in particolare al cuscinetto. Per le grandi macchine il moltiplicatore impegna fino al 13% del costo totale. Basandosi su questi aspetti, i costruttori si orientano sempre più verso l'eliminazione del moltiplicatore ricorrendo quindi ad alternatori anulari a magneti permanenti con un numero di poli che può arrivare fino a 100 o più. I sistemi eolici vengono detti *direct-drive* quando i poli sono direttamente trascinati dalla turbina e dove avviene generazione di corrente a frequenza variabile poi convertita elettronicamente a 50 Hz.

In tutti gli aerogeneratori è presente un freno a comando centrifugo e spesso la trasmissione meccanica comprende anche sistemi di smorzamento per far sì che le variazioni della potenza siano adeguate alle caratteristiche del carico del generatore. Si prevede anche la presenza di un cuscinetto a rulli o a sfere per assorbire le spinte.

SCHEMA TRASMISSIONE MECC

2.9 Struttura di sostegno

Le turbine eoliche vengono montate su strutture che permettono di portarle ad un'altezza dove il vento ha maggiore intensità e minore turbolenza dato che risente meno degli effetti d'attrito dovuti alla presenza del suolo e degli ostacoli (come si è visto nel paragrafo 1.4.1). L'altezza del sostegno viene determinata in base alle caratteristiche del sito, alla potenza impegnata e al diametro del rotore.

Di norma l'altezza della struttura è maggiore del diametro. Come si osserva dall'andamento medio del rapporto H/D (altezza/diametro) ricavato statisticamente da macchine reali, questa grandezza decresce fortemente all'aumentare del diametro. Per le piccole macchine l'altezza è molto superiore al diametro, anche se in realtà la dispersione dei dati è elevata in questo campo perché l'altezza della torre incide pesantemente sui costi. Per le grandi macchine invece il rapporto considerato è di poco superiore a uno.

GRAFICO ANDAMENTO H/D

Le funzioni principali delle strutture di sostegno sono sostenere il peso dei componenti e sopportare le sollecitazioni flettenti e torcenti provocate dalla macchina stessa, oltre all'azione di spinta assiale del vento. Di grande importanza è quindi il calcolo strutturale finalizzato a far sì che tali sollecitazioni vengano sopportate e che si evitino le vibrazioni indotte dalla dinamica del vento e della macchina.

Alcune delle soluzioni più diffuse sono pali autoportanti in acciaio o più raramente in cemento armato e torri cave in acciaio o in cemento per le strutture di grande dimensione, tralicci per le strutture di minore dimensione. Le piccole macchine vengono spesso sostenute da pali o tralicci di ridotte dimensioni, irrigiditi da cavi controvento. Negli aerogeneratori di grande potenza la soluzione ormai universale è quella di una torre tubolare in acciaio dove internamente siano contenute la scala di accesso alla navicella, le apparecchiature elettriche ed elettroniche e i sistemi di raffreddamento.

Le tecniche di erezione delle turbine differiscono in base alla taglia. Per aerogeneratori di dimensioni modeste il montaggio può essere effettuato con il sostegno in posizione orizzontale, che viene poi ruotato in verticale con un sistema a trazione o a pressione oleodinamica. Le strutture di grande dimensione sono invece montate per mezzo di gru o con elicotteri nei siti difficilmente accessibili.

La torre incide per circa il 15% sul costo totale. Per il trasporto e il montaggio si spende un altro 15% negli impianti onshore mentre per quelli offshore i costi sono maggiori.

2.10 Parchi eolici

Gli aerogeneratori di grande potenza per la produzione di energia elettrica vengono sempre collegati alla rete. Si possono connettere ad una rete locale, di breve estensione, bassa potenzialità e alimentata da uno o due generatori oppure ad una rete territoriale, a cui si collegano numerosi generatori sfruttando fonti energetiche diverse.

Una **rete locale** viene realizzata in località isolate come villaggi, isole, ospedali, impianti industriali, agricoli ecc., troppo distanti perché sia conveniente un collegamento alla rete principale. Un primo problema è che le utenze assorbono sempre potenza reattiva, è necessario quindi che il generatore elettrico produca questo tipo di potenza e ciò fa ricadere la scelta sui generatori sincroni. Si escludono quelli asincroni perché assorbono potenza reattiva, a meno di non adottare costosi sistemi elettronici di conversione ac-dc-ac. Inoltre sempre per ragioni economiche, il generatore sincrodo dovrà essere accoppiato a una turbina a velocità costante e passo fisso in modo da produrre corrente a frequenza costante. La seconda problematica da risolvere è relativa al fatto che il carico deve essere bilanciato dalla generazione affinché la tensione nella rete si mantenga costante. Quando la potenza elettrica prodotta è superiore alla domanda il bilanciamento viene risolto con carichi resistivi che

assorbono l'eccesso di energia dopo essere stati attivati da switches automatici. Gli aerogeneratori hanno una potenza in esubero rispetto alla massima domanda ma questo non è sufficiente quando la velocità del vento è molto bassa o nulla: in tal caso la produzione non copre la domanda e tale situazione non è risolvibile autonomamente. Nei piccoli impianti non collegati alla rete una possibile contromisura è adottare batterie tampone che si caricano grazie all'energia in esubero e scaricate in assenza di energia eolica. Negli impianti di media potenza tale soluzione non è adeguata e bisogna pertanto disporre di una generazione termica, con diesel o turbogas. Sono frequenti nell'alimentazione di reti locali i *sistemi ibridi wind-diesel*, che vengono integrati tra loro e controllati da regolatori elettronici con la funzione di far intervenire il diesel durante le cadute di energia. Sistemi eolici non assistiti da un generatore in parallelo o da accumulo in batterie non vengono mai realizzati e sono considerati inaffidabili.

Le centrali elettriche che alimentano una **rete territoriale** sono di varia natura: nucleari, termiche (gas, vapore, cogenerazione), idrauliche, eoliche. Si fanno funzionare continuamente gli impianti ad alto costo capitale e basso costo di esercizio mentre quelli a minore costo della risorsa e maggiori costi di esercizio sono adibiti a coprire i carichi di punta. Gli impianti eolici vengono impiegati per coprire il carico di base poiché la risorsa deve essere pienamente sfruttata quando è disponibile, non essendo accumulabile. Per evitare problemi di stabilità della rete le fluttuazioni dell'energia eolica devono essere compensate immediatamente da fonti che più rapidamente rispondono alle variazioni di carico. I gestori della rete effettuano continue previsioni dei consumi per limitare gli imprevisti e, nel caso di immissione di contributi da fonti rinnovabili intermittenti si aggiungono anche una previsione meteorologica e il relativo errore. L'accuratezza della previsione domanda/offerta non viene modificata sensibilmente e rimane accettabile finché la capacità eolica rimane inferiore al 20% della domanda globale. Il vento non ha una variabilità con effetti molto rapidi e, solo nel caso che non si copra più del 20% della domanda con l'eolico, ci sono procedure standard che permettono di bilanciare la produzione. Se avviene un superamento di questa soglia della domanda è necessario regolare anche le centrali eoliche, come avviene per esempio in Danimarca. Per mezzo di previsioni meteorologiche e misure del vento vengono regolati automaticamente i parchi eolici: in base al vento e alla domanda ci sono programmi che selezionano quale centrale produca e quale no. Nei casi di surplus di energia è prevista anche la possibilità di esportare una certa quantità di elettricità verso reti interconnesse. Nonostante

ciò rimane lo stesso presente il rischio di black-out ed è evidente che in situazioni di questo genere è necessario porre regole alla proliferazione dei parchi eolici.

Ogni aerogeneratore dispone di un sistema di regolazione e controllo della frequenza e della tensione al fine di produrre una corrente congruente con la rete. Si rende però necessario un trasformatore che elevi la tensione al valore della rete elettrica ad alta tensione a cui il generatore viene connesso. Nel caso di parchi eolici si realizza una rete interna alla stessa tensione della rete esterna, ad esempio 33-36 kV, e alla base di ciascuna macchina è installato un trasformatore. La **connessione alla rete** risulta più un problema economico che tecnico poiché nei costi di produzione può incidere troppo il costo dei trasformatori e di un allacciamento troppo lungo. Si noti che la scelta del sito non dipende solo dalla risorsa eolica disponibile ma anche dalla distanza dalla rete elettrica oltre che da fattori logistici come l'accessibilità. Inoltre la connessione delle centrali alla rete impone una serie di condizioni che vanno rispettate, tra cui ad esempio:

- Bruschi cambiamenti di frequenza non devono causare l'interruzione del funzionamento della turbina, che deve restare operativa ed efficiente a tempo indeterminato anche in presenza di oscillazioni di frequenza e tensione.
- La turbina deve restare connessa per un tempo determinato nel caso di cadute di tensione dovute a problemi di rete.
- Dopo una riparazione un parco eolico deve essere in grado di funzionare a piena potenza il più velocemente possibile entro un intervallo di tempo massimo specificato.
- In caso di necessità, le wind farm dovrebbero essere in grado di contribuire a mantenere la stabilità di tensione nella rete, fornendo o assorbendo potenza reattiva senza limiti di tempo.

Capitolo 3: Prestazioni ed efficienza dei sistemi eolici

Valutare correttamente le prestazioni di una turbina eolica è un'operazione che deve tenere conto di diversi aspetti. Si sottolinea innanzitutto che, rispetto ai sistemi convenzionali di energia, la potenza nominale di un sistema eolico è meno significativa. Una corretta interpretazione del valore economico di una turbina si può dare in base all'energia che essa riesce a produrre con la sua caratteristica di potenza in un dato regime di vento. Il fattore che determina la taglia della turbina e che ha impatto maggiore sulle prestazioni è l'area spazzata dal rotore e non i *kilowatt* della potenza nominale, che tuttavia influiscono sulla energia prodotta ma in grado minore.

Con un diametro di rotore dato, l'obiettivo della progettazione è massimizzare l'output di potenza elettrica della turbina sull'intero range di velocità del vento: alcuni degli aspetti da ottimizzare con questo obiettivo finale sono il design aerodinamico del rotore, il funzionamento del sistema di controllo e regolazione, la potenza massima del generatore e l'efficienza della conversione da energia meccanica ad energia elettrica.

L'andamento della potenza elettrica in funzione della velocità del vento, la *curva di potenza*, è non solo il risultato delle caratteristiche tecniche della macchina ma è anche il più importante criterio di performance per una turbina. Sulla base di essa viene calcolato l'output annuale di energia per un regime dato di vento.

Per quanto riguarda le **caratteristiche di potenza** della turbina eolica, esse sono definite come i parametri essenziali che, ad un dato regime di vento, determinano la potenza elettrica e il rendimento energetico. In particolare si pone l'attenzione sull'operazioni del rotore e sulla sezione di conversione di energia dal rotore alla potenza elettrica immessa in rete.

Per quanto concerne le turbine a velocità fissa, la fase di progettazione porta a stabilire la velocità ottimale del rotore e la scelta della potenza nominale del generatore elettrico da accoppiare alla turbina tenendo conto di un regime di vento particolare. Pertanto i sistemi eolici devono essere visti come strettamente legati alle condizioni dell'ambiente circostante, secondo le quali vengono determinati gli aspetti tecnici delle turbine stesse.

Il primo passo per determinare le prestazioni di un aerogeneratore è lo studio della caratteristica di potenza aerodinamica del rotore. Queste curve descrivono le performance del rotore al variare della velocità del vento ma per ottenere la potenza effettiva della turbina

bisogna tenere conto di altri parametri come la potenza nominale del generatore, le perdite durante la conversione elettromeccanica, il controllo e la regolazione della turbina, il sistema di controllo orientativo e le velocità di cut-in e cut-out.

Dopo l'area spazzata dal rotore e l'altezza della torre, la potenza nominale è il parametro che ha maggiore influenza sull'energia resa. Si nota che da esso dipende anche il numero di giri ottimale del rotore. Questo parametro non si determina solamente in base alla distribuzione di velocità del vento e al diametro del rotore ma si deve trovare un compromesso tra la massimizzazione dell'energia e la minimizzazione dei costi di costruzione, che lievitano con i kilowatt. Una volta determinata la potenza nominale, data l'area spazzata dal rotore, sorge il problema di ottimizzare la velocità del rotore se ci troviamo nel campo delle turbine a velocità fissa. A questo punto diventano fondamentali le curve di potenza aerodinamica del rotore in funzione del numero di giri, da cui si vede che la massima potenza viene raggiunta solo a certe velocità del vento. Allo stesso modo anche la distribuzione di velocità del vento ha il suo picco solo ad una certa velocità. La velocità ottimale del rotore sarà quella per cui i massimi coefficienti di potenza del rotore sono nel range dove la densità di energia della distribuzione di frequenza del vento ha il suo massimo. Infine dal momento che l'obiettivo è massimizzare la resa energetica, la velocità di rotazione ottimale si trova stimando contemporaneamente l'energia prodotta. Nel caso di turbine a velocità variabile l'energia è massimizzata per i valori di λ ottimali nella zona a massimo rendimento.

Riguardo al **Controllo della potenza**, le performance della turbina non solo sono influenzate dall'aerodinamica del rotore ma anche dal modo in cui esso opera. Infatti il controllo di velocità e il controllo del passo non possono essere attuati senza che non ci siano delle perdite. In ognuno di questi casi ci sono limitazioni che impediscono di ottenere la massima potenza ottenibile teoricamente:

- Le turbine con generatore elettrico connesso direttamente alla rete devono operare con un rotore a velocità costante. Il rotore gira in un solo punto operativo con il miglior valore di C_p , cioè ad una velocità del vento specifica. La velocità di rotazione del rotore e la taglia del generatore scelta determinano il punto nominale di funzionamento, di norma sulla sinistra della caratteristica di potenza del rotore subito sotto il C_p massimo.
- Nelle condizioni di carico parziale, la taglia del generatore non può essere utilizzata come riferimento per il controllo del passo della pala. Per questo motivo il rotore

opera con un angolo costante di calettamento. Ciò comporta delle perdite che possono essere evitate solo con un complesso controllo adattivo lungo la curva $C_p-\lambda$. Questo sofisticato software di controllo però potrebbe essere fonte di malfunzionamenti.

- Nelle condizioni di carico nominale, a velocità del vento superiori a quella nominale, la potenza in uscita viene limitata. L'angolo di calettamento viene regolato in modo che la potenza massima del generatore non sia superata.

Pertanto le curve operative sono determinate da queste restrizioni nel caso di carico parziale o nominale. Per i rotor senza il controllo del passo la caratteristica di potenza si riduce ad una sola curva.

Per quanto riguarda il sistema di **controllo dell'orientamento**, l'inevitabile inerzia della turbina quando segue la direzione del vento è una causa di riduzione dell'output di energia. Anche con un meccanismo di *yawing* preciso, un angolo medio di errore deve essere previsto: ciò, come risulta da alcuni studi, porta a perdite di potenza dell'ordine del 2 o 3%.

Si deve tenere conto anche che la scelta delle velocità di cut-in e cut-out porta a limitazioni, anche se di modesta entità, dell'output di potenza. Inoltre quando questi parametri non siano fissati in modo corretto, il processo di spegnimento e avviamento continuo della turbina porta a notevoli perdite di potenza.

Considerando l'**efficienza della conversione da energia meccanica ad elettrica**, le principali cause di perdite energetiche nel sistema di trasmissione meccanico-elettrico sono:

- Perdite di attrito sui cuscinetti e nelle tenute dell'albero del rotore.
- Efficienza del moltiplicatore.
- Efficienza del generatore elettrico e dell'inverter.
- Perdite nella trasmissione di energia alla rete, causate dai trasformatori.
- Consumi interni della turbina.

Con l'ultima voce si intende la potenza richiesta dai sistemi ausiliari. Gli alti consumi interni rispetto alle perdite totali si spiegano con la presenza di strumenti di misurazione e attrezzatura sperimentale e con il fatto che l'insieme degli ausiliari non possono essere progettati per il minimo consumo. Mediamente ci si aspetta una perdita di energia di circa l'1% per i consumi interni.

L'efficienza globale di questa sezione dell'aerogeneratore dipende soprattutto dal fatto che la turbina sia *direct-drive*, cioè direttamente accoppiata al generatore oppure se preveda la presenza di un moltiplicatore di giri. L'elevato rendimento degli inverter di oggi rende trascurabili gli effetti negativi che essi hanno sull'efficienza delle turbine a velocità variabile rispetto a quelle a velocità fissa senza inverter. Inoltre il concetto di trasmissione *gearless* mostra un notevole vantaggio nel rendimento ai carichi inferiori al 50% della potenza nominale.

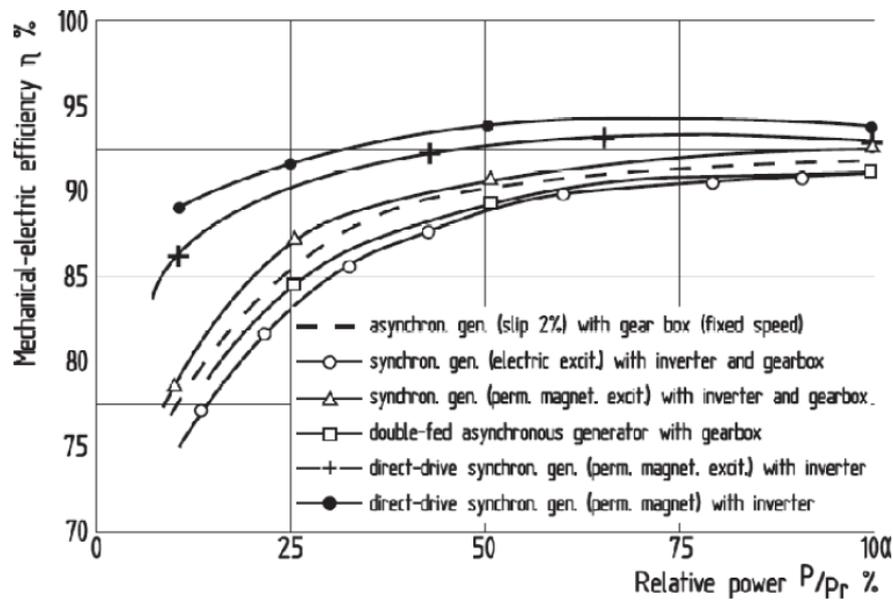


Figura 21 - Efficienza del sistema di trasmissione elettromeccanico per differenti configurazioni dell'accoppiamento della turbina con il generatore [6].

L'affermazione delle turbine a velocità variabile non solo ha portato il coefficiente di potenza a incrementare il suo valore oltre il 40% ma ha anche esteso il range di funzionamento della turbina a C_p massimo. Un notevole passo avanti inoltre è stato fatto nell'ottimizzazione aerodinamica del rotore. In particolare Enercon, con nuovi sviluppi ottimizzati dei profili palari e una forma innovativa della zona alla radice della pala, ha raggiunto C_p del 50% .

Infine un'altra possibile causa di riduzione dell'output di potenza è il **deterioramento della superficie delle pale** in corso d'opera, che può portare a notevoli perdite.

Si ricordi che le perdite di tipo aerodinamico diventano effettive solo a carico parziale. A velocità del vento superiori alla velocità nominale vi è abbastanza potenza del vento disponibile per produrre la potenza massima al generatore a prescindere dall'efficienza.

3.1 Curva di potenza

Si introduca ora il concetto di **curva di potenza della turbina eolica**. Con il coefficiente di potenza e ad una velocità fissa di rotazione, la potenza elettrica di output può essere calcolata facilmente:

$$P_{el} = c_p \frac{\rho}{2} v_{vento}^3 A$$

La potenza elettrica in funzione della velocità del vento a cui essa è riferita è denominata *curva di potenza*. Essa è basata sulla caratteristica di potenza aerodinamica del rotore, l'efficienza della trasmissione elettromeccanica, l'ottimizzazione della velocità di rotazione e il limite imposto dalla potenza nominale. Riassume quindi tutte le caratteristiche necessarie a determinare l'energia prodotta, rappresentando un certificato ufficiale di performance della turbina, che deve essere garantito dal costruttore. Pertanto è molto importante definire i termini e le condizioni su cui la curva di potenza si basa. La norma IEC 63400-12-1 è universalmente accettata come vincolante riguardo alla definizione e della misura della curva di potenza. La IEA (*International Energy Association*) cita ad esempio come criterio: "l'andamento della curva di potenza è determinata da tre punti limite in riferimento alla velocità del vento e alla potenza elettrica:

- La velocità di cut-in è la velocità del vento per cui la turbina inizia a generare potenza elettrica. Cioè quella per cui il rotore eroga già abbastanza potenza da compensare le perdite nel sistema di trasmissione elettromeccanico e i consumi interni.
- La velocità nominale del vento è quella per cui la potenza nominale del generatore viene raggiunta.
- La velocità di cut-out è la velocità del vento fino a cui la turbina può operare fornendo potenza.

Si sottolinea che la potenza elettrica è da intendere come netta. Cioè si tratta dell'output di potenza ricavato sottraendo tutte le perdite causate dal consumo interno della turbina.

Solamente il trasformatore viene lasciato fuori da questo conto dal momento che dipende dalle specifiche condizioni del collegamento elettrico del sito. Le condizioni atmosferiche sono basate sulla norma DIN⁴ 5450 (densità dell'aria 1,225 kg/m³ sul livello del mare,

• ⁴ Deutsches Institut für Normung, organizzazione tedesca per la definizione di standard.

temperatura di 15°C). La densità dell'aria, che varia con l'altitudine in base alla pressione atmosferica, influenza fortemente la potenza in output. Lo standard IEC cita altri parametri come l'intensità di turbolenza, il coefficiente di scabrezza che devono rimanere in range specificati. Nonostante le rigide indicazioni delle norme, questa curva viene influenzata inevitabilmente dalle caratteristiche del sito pertanto molti costruttori realizzano una curva di potenza "calcolata": si tratta del risultato di molte misure su molteplici turbine effettuate in diversi siti di prova. Le deviazioni rispetto alla curva di potenza a bassi carichi spesso sono legati a problemi tecnici che portano a bassi coefficienti di potenza aerodinamica o alle efficienze meccaniche ed elettriche coinvolte mentre alla potenza nominale un calo rispetto alla curva può essere risolto tramite la regolazione dell'angolo di calettamento.

La curva di potenza del costruttore di una turbina, oltre ad essere determinata in predefinite condizioni atmosferiche, viene stabilita con un appropriato campionamento (una misura al secondo). A questo proposito, la torre meteo con l'anemometro viene collocata di fronte alla turbina a una distanza compresa tra due e quattro volte il diametro del rotore. Questi dati sono poi raggruppati in intervalli di velocità del vento. Per ogni intervallo di velocità viene calcolata una media sui 10 minuti dei dati ottenuti, facendo in modo che non siano caratterizzati da significativa turbolenza. La curva del costruttore è riferita solitamente a dati con un indice di turbolenza massimo tra il 10 e il 15%, come indicato sulla scheda tecnica.

Si precisa che la potenza nominale non è sempre quella massima ottenibile. Alcuni costruttori la fissano poco più in basso del massimo di potenza e leggermente prima dello stallo aerodinamico. A maggior ragione la dimensione del rotore è da considerarsi un indicatore più significativo rispetto alla potenza nominale. Inoltre si è stabilito che la curvatura nei pressi del raggiungimento della potenza nominale sia dovuta al sistema di controllo del passo, che in base alle caratteristiche possedute, influenza l'estensione della curvatura stessa.

Per quanto riguarda la realizzazione delle misure ai fini di determinare la curva di potenza, la norma IEC 61400-12-1 comprende una dettagliata descrizione sulle procedure di misurazione, la strumentazione per i test e gli inevitabili margini di incertezza dei risultati.

Alcune complicazioni nei procedimenti di misura della curva di potenza fanno sì che si debba valutare un grande numero di dati al fine di costruire questa curva. Ad esempio si nota:

- Un ritardo di tempo tra la misura istantanea della velocità del vento e la potenza in output.
- Nei rotori di ampio diametro il punto di misurazione del vento non è sempre rappresentativo dell'intera area spazzata del rotore.

L'esperienza ha dimostrato che buoni risultati siano ottenuti utilizzando valori medi del vento e della potenza su intervalli di 10 minuti.

3.2 Indici energetici

È pratica comune specificare l'**output di energia annuale** per una turbina (*AEP, Annual Energy Production*). Si tratta della grandezza più importante a livello economico dopo i costi di investimento. Per le turbine a velocità fissa questa grandezza ne influenza la progettazione dato che al fine di trovare la velocità ottimale del rotore ci si prefissa di massimizzare l'*energy yield*. Chiaramente non sono solo le caratteristiche delle turbine eoliche a influenzare questo parametro ma anche altre grandezze tecniche relative al sito di installazione sono di grande importanza. L'output di energia annuale può essere determinato con la curva di potenza e i dati del vento del sito.

La resa di energia annuale è definita come la potenza elettrica in uscita ad una certa velocità del vento, moltiplicata per l'intervallo di tempo durante il quale è prevista questa velocità del vento nell'arco di un anno. A questo proposito è utilizzata la distribuzione di frequenza relativa oppure quella cumulativa della velocità del vento. Essa è suddivisa in classi di velocità (bins) di ampiezza $\Delta v_w = 1m/s$ e il valore di frequenza è ottenuto dalla lettura della distribuzione stessa. Quindi l'*energy yield* annuale si ottiene sommando questi contributi su tutto il campo di velocità del vento che va da quella di cut-in a quella di cut-out:

$$E = \sum_{v_{cut-in}}^{v_{cut-out}} \Delta E = \frac{8760}{100} \sum_{v_{cut-in}}^{v_{cut-out}} P_{el}(v_w) \cdot \Delta\varphi(v_w) \quad [Kwh/a]$$

Con la P_{el} in kW e la $\Delta\varphi$ in %, l'*energy yield* annuale è indicato in kWh .

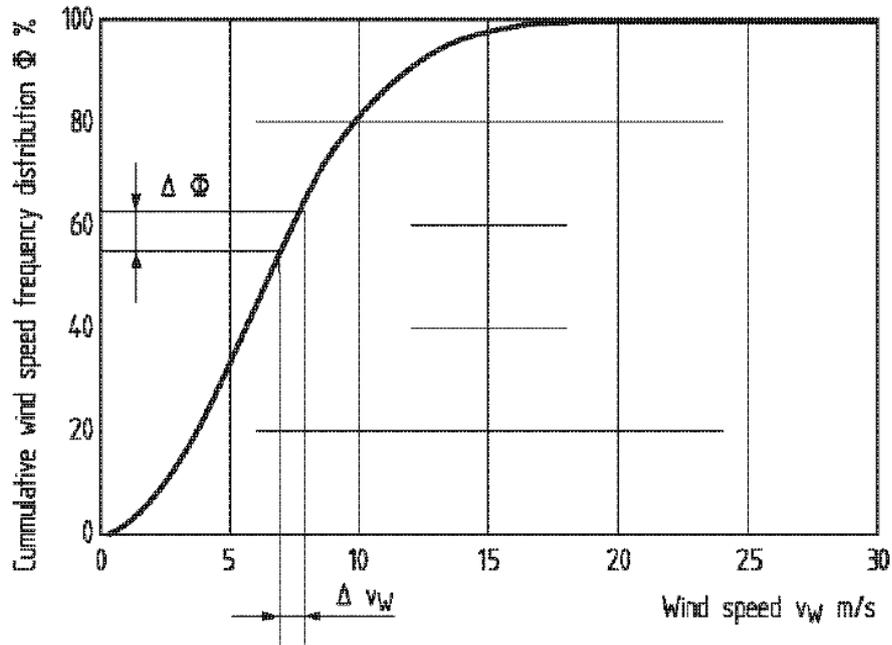


Figura 22 - Suddivisione della distribuzione di frequenza della cumulativa della velocità in classi di velocità (bins). [6]

Una volta calcolato l'output annuale di energia grazie alla curva di potenza della turbina, si possono determinare altre grandezze come la *potenza media annuale* e le *ore equivalenti di funzionamento a pieno carico*, cioè alla potenza nominale. Per il calcolo dell'output di energia si assume di norma un fattore di disponibilità del 100% e l'anno composto da 8760 ore.

Al fine di paragonare l'output di energia di diverse turbine, gli esperti dell'IEA raccomandano un regime di vento di riferimento. Questo deve essere basato su una velocità annuale di 5,5 m/s alla quota di 10 m. la frequenza di distribuzione deve essere assunta come una funzione di Weibull con un fattore di forma $k=2$ (Rayleigh distribution). Nel caso si debba estrapolare la velocità del vento all'altezza del mozzo, un esponente di wind shear $\alpha = \frac{1}{7}$ è consigliato (Hau, 2013).

3.3 Fattori di maggiore influenza sull'output di energia

Lo studio di come alcuni parametri influenzano l'output di energia è fondamentale nella ricerca del sito più idoneo alle caratteristiche di una certa turbina o viceversa nel scegliere quale tecnologia si adatti meglio a determinati regimi di vento. Ad esempio la potenza installata dal generatore o l'altezza della torre possono essere variati entro certi limiti. Si

ricorda che per le turbine con il controllo del passo, questi parametri influenzano l'energia prodotta solo ai carichi parziali. Ciò significa che in questo caso l'influenza è maggiore più grande è il range di carico parziale quindi più elevata è la potenza installata del generatore per area spazzata dal rotore. Questo vale solo fino ad un certo punto per le turbine il cui controllo è regolato dallo stallo aerodinamico.

Il **regime dei venti** del sito è ovviamente uno dei fattori principali che influenza l'energy output. Tre parametri relativi a questo fattore sono di primaria importanza:

- La velocità media annuale del vento.
- La distribuzione di frequenza delle velocità del vento.
- La variazione del profilo di velocità del vento con la quota.

Il parametro più importante è il primo, infatti l'energy output cresce con il cubo della **velocità media del vento**. Questo però è valido solo finché si è a carico parziale e il sistema di controllo non limita la potenza. La crescita del rendimento energetico dipende quindi dal rapporto carico parziale/carico nominale, cioè dalla potenza installata per area spazzata dal rotore. La distribuzione delle frequenze relative ha un impatto minore, come si nota dalle relazioni di poco differenti tra due diverse distribuzioni a quasi stessa velocità media annuale del vento e la resa corrispondente in termini energetici. Assumendo infine differenti ma possibili valori dell'esponente di *windshear* si nota una variazione dell'energia proporzionale a quella della velocità media all'altezza del mozzo.

Anche il **diametro del rotore** è uno dei parametri più importanti ai fini del calcolo dell'energia. Quest'ultima a livello teorico cresce proporzionalmente all'area spazzata dal rotore e quindi con il quadrato del diametro del rotore. Questo parametro in pratica equivale alla taglia della turbina: da esso dipendono fortemente anche i costi e i carichi di tutto l'impianto quindi il vero obiettivo è ottenere una ottimizzazione tecnica ed economica per una data taglia della turbina. Alcuni costruttori offrono turbine con la possibilità di variare leggermente il diametro del rotore. Questa può rappresentare un vantaggio economico per differenti regimi dei venti nell'ambito della produzione in serie.

La qualità dell'aerodinamica del rotore è rappresentata dal **coefficiente di potenza del rotore**. Questo parametro ha una importante influenza ovviamente anche sull'output di energia, in base però anche a quale sia la potenza installata. La variazione del coefficiente di potenza del rotore dipende dal profilo delle pale e anche da altri parametri di forma. Anche l'influenza del

numero delle pale, che si è ormai definitivamente attestato a tre, è di particolare interesse ai fini della produzione energetica.

Stabilita la **velocità ottimale del rotore**, per cui l'energia in output è massima, si osserva che anche considerevoli deviazioni da questa non cambiano sensibilmente l'energia in uscita. Diventa proficuo cambiare la velocità del rotore se ci sono rilevanti variazioni nei regimi di vento. Questo verrebbe fatto con un contemporaneo adeguamento della potenza installata del generatore.

Un punto interessante è se sia più conveniente avere un **rotore a velocità variabile** dal punto di vista energetico. Il range di velocità deve essere abbastanza ampio da permettere l'esercizio della turbina con il massimo coefficiente di potenza del rotore e comprendere tutta la zona a carico parziale, dalla velocità di cut-in fino alla velocità corrispondente alla potenza nominale. Per valori tipici del rapporto tra potenza nominale e area spazzata dal rotore questo significa un range di velocità dal 40% al 100%. In definitiva, a seconda delle caratteristiche della turbina e il regime di vento, si può ottenere un incremento di energia dal 2% al 5%. Non sempre il guadagno di energia è sufficiente a giustificare i costi di un generatore con un inverter.

Tuttavia i vantaggi dell'operare a velocità del rotore variabile non sono limitati solo ad un maggiore output di energia ma anche a carichi dinamici ridotti sui componenti meccanici, ridotto inquinamento acustico durante le operazioni a carico parziale e un output di potenza con meno oscillazioni.

Vi è un'altra possibilità, cioè quella di avere due differenti generatori e quindi **turbine a due velocità del rotore fisse**. Questo permette di produrre tanta energia quanta quella delle turbine a velocità variabile ma non porta ad una riduzione dei carichi dinamici e ad una migliore qualità della potenza in output.

Anche il **controllo di potenza** ha un peso sul rendimento energetico finale. Turbine con il controllo del passo possono essere ottimizzate per le operazioni a carico parziale. I controlli più avanzati, che operano con un angolo di calettamento ottimale ai carichi parziali (*adaptive control*), permettono di evitare perdite dall'1% al 3% dell'energia resa rispetto alle operazioni con un angolo di *pitch* costante.

Si nota che non è facile stabilire se sia più conveniente un controllo di calettamento o di stallo dal punto di vista energetico. Infatti entrambe le regolazioni hanno sia aspetti negativi sia

positivi. Le turbine controllate in stallo a velocità costante di rotazione hanno una perdita di energia rispetto all'ottimo aerodinamico per via del fatto che viene scelta una velocità di rotazione leggermente inferiore a quella ottimale, in modo da avere lo stallo alla velocità del vento desiderata. Le turbine con controllo di passo operano di solito con la velocità di rotazione ottimale ma d'altro canto il funzionamento a potenza inferiore a quella nominale porta a perdite di energia. Spesso queste turbine sono installate con una più bassa potenza nominale per ottenere strutture più leggere. Inoltre a basse velocità del vento alcune turbine tendono a inanellare una sequenza di start-up e shut-down indesiderata. Questo porta ad una discreta perdita di potenza oltre che usura meccanica. In genere con una attività e un design ottimi, il *blade pitch control* porta a migliori prerequisiti per uno sfruttamento pieno dell'energia del vento, specialmente se abbinato a turbine a velocità variabili.

Si discute anche su quanto sia influente la **potenza installata del generatore** per area spazzata dal rotore sull'energia prodotta. Per le turbine questa grandezza va da 100 W/m^2 fino a circa 1000 W/m^2 . Una più alta velocità media annua del vento comporta una densità di potenza installata maggiore. L'unico fattore che va contro ad un alto valore di densità di potenza è l'elevato carico che esso comporta. Infatti turbine più leggere, nonostante non si possano definire relazioni precise, hanno di norma valori più bassi di densità di potenza rispetto a turbine più pesanti. Si nota inoltre che per i generatori di potenza più elevata a velocità del vento basse, un'efficienza elettrica minore all'aumentare delle operazioni a carico parziale porta a output energetici più ridotti. Per le turbine esistenti, un valore tra i 400 e i 500 W/m^2 è probabilmente un utile compromesso, permettendo di evitare output troppo alti e non vantaggiosi economicamente ma nello stesso tempo non sprecando grossi quantitativi di energia.

Se l'**altezza della torre** soddisfa i requisiti di rigidità per quanto riguarda lo studio delle vibrazioni, aumentando questo parametro si ottiene più energia come conseguenza del profilo del *windshear*. Ciò permette anche una più alta potenza installata per area spazzata dal rotore ed è più efficace sulla terra ferma rispetto alle installazioni off-shore.

La scelta delle **velocità di cut-in e cut-out** è arbitraria. La prima è fatta in funzione del limite inferiore di potenza per cui sono superate le perdite di attrito e i consumi interni ma può comunque essere fissata con una certa tolleranza per impedire sequenze di avviamento-spegnimento continue della turbina. A velocità sui 25 m/s invece le operazioni della turbina vengono interrotte per motivi di sicurezza di solito ma non ci sono criteri che indicano il

valore a cui questa deve essere spenta. Il fatto che l'energia associata alle basse velocità sia poco influente e che la frequenza delle alte velocità sia ridotta fa sì che variare il range in cui opera la turbina non porti ad aumenti consistenti dell'energia ricavata.

3.2 Indicatori di disponibilità per gli aerogeneratori

Si ricordi che, secondo la Teoria dell'Affidabilità, la disponibilità (*availability*) è definita come la probabilità che un componente o un sistema assolva la sua funzione in un preciso istante t , sotto condizioni di funzionamento ed ambientali ben definite. Adottando una serie di semplificazioni, il fattore di disponibilità di un componente o un sistema può essere definito come il rapporto tra il periodo di tempo in cui è operativo rispetto al tempo totale di riferimento. Quindi tale grandezza dà un'idea di quanto la turbina sia sfruttata rispetto al tempo di utilizzo massimo teorico. Non si arriva mai a produrre la più alta energia possibile per via di periodi di inattività dovuti alla manutenzione e a guasti imprevisti.

La disponibilità può essere definita da tre diversi punti di vista:

- Tempo
- Energia
- Potenza

Per quanto riguarda gli aerogeneratori, la IEC suggerisce la definizione degli indicatori di disponibilità in termini di tempo ed energia. Solitamente, come secondo il lavoro (Chicco, Di Leo, Ilie, & Spertino, 2008), l'intervallo di tempo considerato ai fini del calcolo della disponibilità è quello utile per la produzione dal vento T_w e non tiene conto né delle velocità del vento trascurabili o molto limitate (cut-in=4m/s) né di quelle eccessive (cut-out=25m/s). Entro il periodo T_w , il tempo totale in cui la turbina non è attiva è denominato T_f . Allora il periodo di produzione effettiva, T_d , è espresso come $T_d=T_w-T_f$. Si può pertanto formulare un parametro che viene detto *fattore di disponibilità (technical availability)*:

$$A_T = \frac{T_d}{T_w}$$

Il fattore di disponibilità è basato sul tempo e definito come il rapporto tra il tempo di produzione effettiva T_d e l'intervallo di tempo utile alla produzione di energia dal vento T_w .

La disponibilità della produzione dal vento dipende sia dalle caratteristiche della risorsa sia dagli aspetti tecnici che riguardano le turbine eoliche. Confrontando i valori corrispondenti al fattore di disponibilità delle turbine eoliche, cioè la percentuale del periodo di tempo in cui la macchina è in funzione rispetto al totale, nelle installazioni on-shore si arriva al 98-99% (Pallabazzer, 2011) mentre in quelle off-shore è difficile andare oltre il 70% e solitamente ci si attesta intorno al 40-50%. Ancora più arretrato è il settore delle installazioni in ambiente montano e in zone polari, dove sorgono problemi per cui ancora oggi non si è trovata una soluzione (venti a elevata turbolenza, formazione di ghiaccio).

Nonostante la disponibilità totale sia determinata dalla disponibilità della turbina eolica stessa ma anche dal regime di vento, per motivi pratici legati agli errori nella misurazione dei dati del vento a volte si considera come tempo utile alla produzione la totalità delle 8760 ore annuali. Da un punto di vista commerciale, bisogna fare attenzione a tutti quei tempi che possono venire considerati come disponibilità nelle specifiche degli aerogeneratori, ad esempio:

- Tempo per la manutenzione ordinaria.
- Tempo di fermo per l'intervento dell'operatore o terzi.
- Tempo di fermo per cause esterne (blackout, scariche elettriche, accumulo di ghiaccio, ecc.).
- Tempo in cui la velocità del vento è fuori dall'intervallo le velocità di cut-in e cut-out.
- Tempi di fermo per qualsiasi ragione al di sotto delle 5 ore all'anno.

A tale proposito risulta di primaria importanza la documentazione e l'acquisizione dei dati per il calcolo della disponibilità, specificata sul contratto di garanzia.

Dal punto di vista economico, assumendo una spesa per la manutenzione non superiore al 10% dei guadagni, è fortemente raccomandata un indicatore di disponibilità di almeno il 98% per una situazione sia economicamente sostenibile.

Per via della difficoltà a determinare correttamente i tempi di operazione della turbina, si preferisce più spesso una garanzia di disponibilità basata sull'energia prodotta. Gli indicatori di tipo energetico definiti nel lavoro di (Castro Sayas & Allan, 1996) possono essere utilizzati

per un singolo aerogeneratore oppure per un parco eolico e sono basati sui dati sperimentali acquisiti e sulla potenza nominale della singola macchina o della wind farm.

Si definisce *Installed Wind Energy* (IWE) su un periodo di riferimento T_{rif} (di solito pari a un anno, cioè 8670 h), la potenza nominale della turbina o del parco moltiplicata per le ore di riferimento:

$$IWE = P_{nom} \cdot T_{rif} \text{ [kWh]}$$

Un importante indicatore è l'*Expected Available Wind Energy* (EAW), cioè la quantità di energia che verrebbe generata dalla turbina o dal parco nel periodo di riferimento T_{rif} , se non ci fossero tempi di fermo ($T_f=0$). Questa grandezza viene espressa in funzione della potenza media P_d , calcolata dalle misurazioni di potenza su tutto il tempo in cui la turbina è attiva (T_d):

$$EAW = P_d \cdot T_w \text{ [kWh]}$$

Un altro parametro indicativo è l'*Expected Generated Wind Energy* (EGEW). Esso è definito come la massima quantità di energia generata in condizioni reali, considerando anche i tempi di non funzionamento e i regimi di vento a cui sono sottoposti gli aerogeneratori. In pratica esso si esprime in funzione del tempo di produzione effettiva T_d :

$$EGWE = P_d \cdot T_d \text{ [kWh]}$$

Infine si può calcolare il *Wind Generation Availability Factor* (WGAF) come:

$$WGAF = \frac{EGWE}{IWE}$$

Quest'ultimo è coerente ad un altro indicatore di disponibilità che rende l'idea della disponibilità nel complesso di qualsiasi tipo di impianto di produzione di energia ed è utile dal punto di vista economico, il *fattore di utilizzazione di impianto c (capacity factor)*. Nel caso degli aerogeneratori questo indice non fa distinzione tra indisponibilità per ragioni tecniche e regime di vento, ed è definito come:

$$c = \frac{\bar{P}}{P_{nom}}$$

Dove la grandezza al numeratore è la potenza media annuale della turbina invece al denominatore compare la potenza nominale. Il *capacity factor* viene calcolato anche in funzione della resa annuale di energia E:

$$c = \frac{E [kWh]}{P_{nom} [kW] \cdot 8760 [h]}$$

Si ricordi che la disponibilità di una turbina eolica dipende dal tasso di guasto del sistema stesso ma anche dalla capacità di riprendere il funzionamento dopo il guasto. In particolare l'assenza o il malfunzionamento del sistema di riavvio automatico dopo un guasto implica una significativa riduzione della disponibilità della turbina. Un'altra grandezza utile al confronto e alle valutazioni su diversi aerogeneratori è il numero di ore equivalenti a pieno carico (equivalent full-load hours).

$$EFLH = \frac{E [kWh]}{P_{nom} [kW]}$$

Si nota che un paragone tra i *capacity factor* e le *ore di funzionamento equivalenti* di diverse turbine è possibile solamente quando i rapporti potenza nominale-area spazzata dal rotore delle turbine stesse sono prossimi.

Per quanto riguarda le **cause di guasto** più comuni dei sistemi di conversione eolici, molti dei componenti degli aerogeneratori possono guastarsi, inclusi rotore e pale, controllo di passo, moltiplicatore e cuscinetti, freni, controllo di imbardata, generatore, componenti di elettronica di potenza e di controllo automatico

Uno studio basato sui guasti di più di 5000 turbine eoliche situate in Germania e Danimarca (Tavner, et al., 2013) ha dimostrato che le turbine ad accoppiamento diretto e quelle con moltiplicatore hanno un *failure rate*, in termini di guasto per turbina per anno, all'incirca uguale.

Nelle turbine indirect-drive il tasso di guasto dei moltiplicatori è maggiore di quello degli inverter ma per entrambi i tipi di turbine nel complesso i guasti all'inverter sono numerosi.

Il tasso di guasto dei generatori in turbine *gearless* di grossa taglia è almeno doppio del corrispondente tasso nelle turbine con riduttore.

Per turbine a velocità fissa i guasti dovuti ai sistemi di trasmissione, principalmente al moltiplicatore e alle pale, sono i più frequenti. Al contrario, nelle turbine a velocità variabili

crescono i tassi di guasto dei sistemi di controllo e dei componenti elettrici. Tra tutti i componenti, il principale problema del monitoraggio della trasmissione elettromeccanica è dato dai guasti al moltiplicatore. In particolare il danneggiamento dei cuscinetti è il fattore principale del non corretto funzionamento del moltiplicatore.

Per quanto riguarda i generatori, i guasti principali nelle macchine ad induzione sono dovuti ai cuscinetti, poi allo statore e infine al rotore

A proposito invece dei controlli elettronici, anche se costituiscono circa l'1% dei costi di un aerogeneratore, essi causano indicativamente il 13% dei funzionamenti difettosi. Pertanto è bene avere una buona diagnostica dei guasti ai sistemi elettrici.

Una diagnosi continua e accurata dei sistemi di elettronica di potenza, che costituiscono una grossa fetta dei costi per le turbine a velocità variabili e direct-drive, è molto difficile da realizzare in quanto gli effetti negative di un guasto sono praticamente immediati.

I rotori delle turbine invece sono soggetti alla fatica per corrosione e al creep, che nelle pale di composito si manifestano come crepe e delaminazioni. Per via dei difetti di costruzione si possono verificare accumulo non uniforme di ghiaccio, polvere e umidità, oppure anche un disequilibrio del rotore e una asimmetria aerodinamica.

Si noti che la rugosità delle superficie delle pale può aumentare per erosione, formazione di ghiaccio, insetti, ecc.; ciò comporta di conseguenza una minore resa energetica.

I costi di esercizio e manutenzione degli impianti eolici sono incrementati dal fatto che essi sono collocati in aree remote e hanno strutture non facilmente accessibili. Il monitoraggio delle condizioni operative delle macchine e dei loro componenti è stato sviluppato nei recenti anni con l'obiettivo di individuare e diagnosticare malfunzionamenti a livello generale o a livello di una sezione particolare dell'impianto. Nel primo caso si fa uso di diversi modelli presentati in letteratura (*Petri Nets, physics-based models, multi-agent framework and sensor based network*). I sistemi delocalizzati di monitoraggio sono basati sull'acquisizione e il controllo di diversi parametri, come le vibrazioni del drive train, la temperatura dei cuscinetti, il contenuto del particolato dell'olio e le tensioni misurate con strumenti ottici. Alcune soluzioni in commercio comprendono il sistema di monitoraggio delle pale, quello di supervisione dei dati SCADA e modelli olistici.

Oltre a dipendere intrinsecamente dai tassi di guasto, la disponibilità di una turbina è fortemente influenzata anche dalla capacità di riprendere le operazioni dopo il guasto della

turbina. Molto spesso la turbina va in stand-by per un certo tempo per via di problemi legati alla rete elettrica, ad esempio quando ci sono over/under voltage and over/under frequency, e per questi casi deve essere previsto un sistema di protezione. L'assenza o il malfunzionamento del restart automatico può portare a una significativa riduzione della disponibilità della turbina.

Infine dai problemi della rete elettrica di alta tensione e delle centrali di produzione deriva circa il 41% dei tempi totali di fermo delle turbine eoliche. Le condizioni di fuori servizio dovute ad un comportamento anormale della turbina oltre ai guasti elencati, includono anche condizioni atmosferiche avverse (pioggia o neve), formazione di ghiaccio sulle pale, problemi al controllo di imbardata o di passo, polvere nel circuito dell'olio o surriscaldamento di alcuni componenti del moltiplicatore.

Capitolo 4: Parco eolico del caso studio

A partire da questo capitolo si entra nella parte della trattazione in cui viene eseguita un'analisi di un caso pratico relativo ad una installazione onshore su un'isola italiana. Nella prima parte del capitolo si esegue una descrizione dettagliata del parco, degli aerogeneratori installati, della curva di potenza del costruttore e dei sistemi di misurazione della wind farm.

Si analizza poi il discostamento (“*mismatch*”) tra la curva di potenza del costruttore e i dati reali raccolti durante l'esercizio di una delle turbine con generatore di tipo sincrono a bassa velocità.

Ricordando che chi fabbrica la turbina riporta nelle specifiche i risultati di test compiuti in particolari condizioni atmosferiche, ne consegue che la turbina, posta su un sito con differente morfologia, densità dell'aria e temperatura non produrrà la potenza elettrica prevista dal costruttore.

Viene impostata un'analisi di dati sperimentali intesa principalmente come il primo passo per investigare sulle cause del differente comportamento degli aerogeneratori rispetto alla curva di potenza, tenendo conto di alcuni dei fattori più rilevanti tra cui soprattutto la variazione di densità dell'aria e della turbolenza.

4.1 Localizzazione

Il parco eolico è situato in una zona non molto lontana da centri abitati, su un esteso altopiano che va da i 700 ai 1000 metri circa sul livello del mare.

L'area è stata ritenuta idonea alla realizzazione del parco per l'ottima ventosità, le favorevoli condizioni di collegamento alla rete elettrica, il modesto impatto ambientale e i positivi riflessi sulle comunità locali.

La centrale eolica si estende per una lunghezza di circa 13 chilometri su rilievi caratterizzati da terreno incolto, in prevalenza roccioso e con scarsa vegetazione.



Figura 23 – Aerogeneratore del parco eolico considerato (Tratto da <https://www.falckrenewables.eu>).

Il parco è costituito da 69 turbine tripala prodotte da ENERCON, ciascuna di potenza nominale 2,3 MW, e può generare circa 330 GWh di energia elettrica all'anno. Si tratta di uno dei più grandi parchi eolici d'Italia e uno fra i maggiori d'Europa.

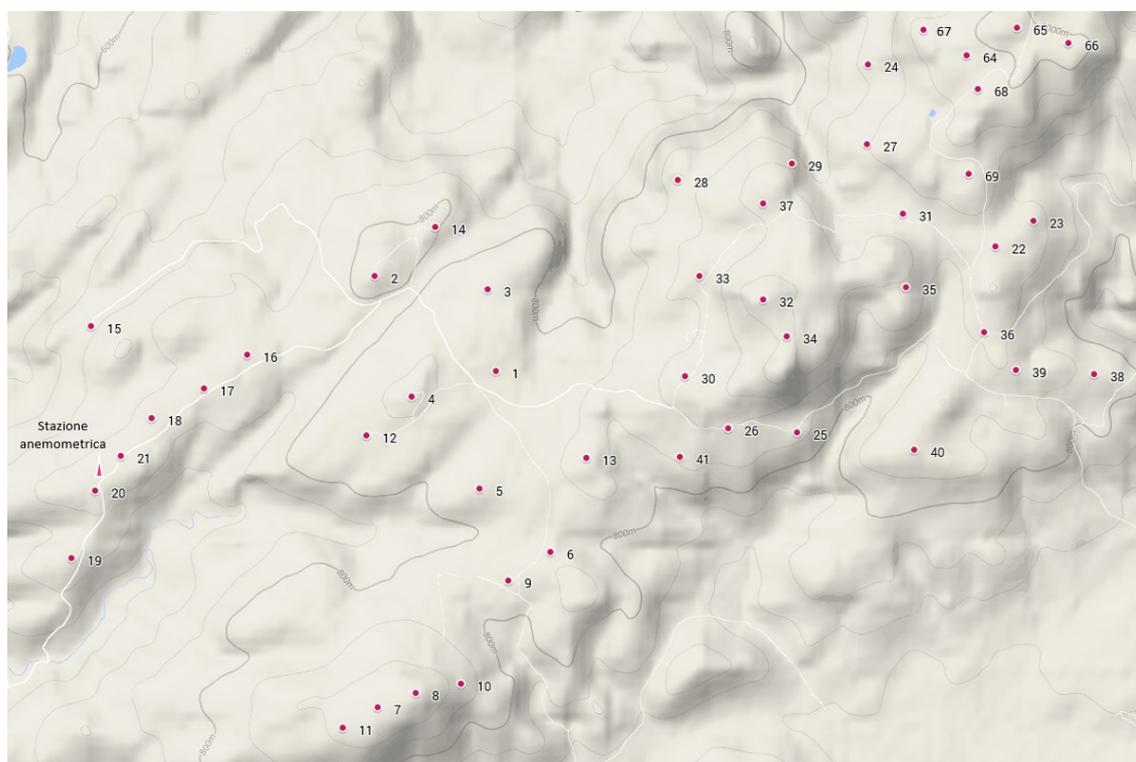


Figura 24 – Localizzazione turbine del parco eolico. Zona Nord del parco. Mappa dei rilievi con curve di livello, dati mappa © Google 2018

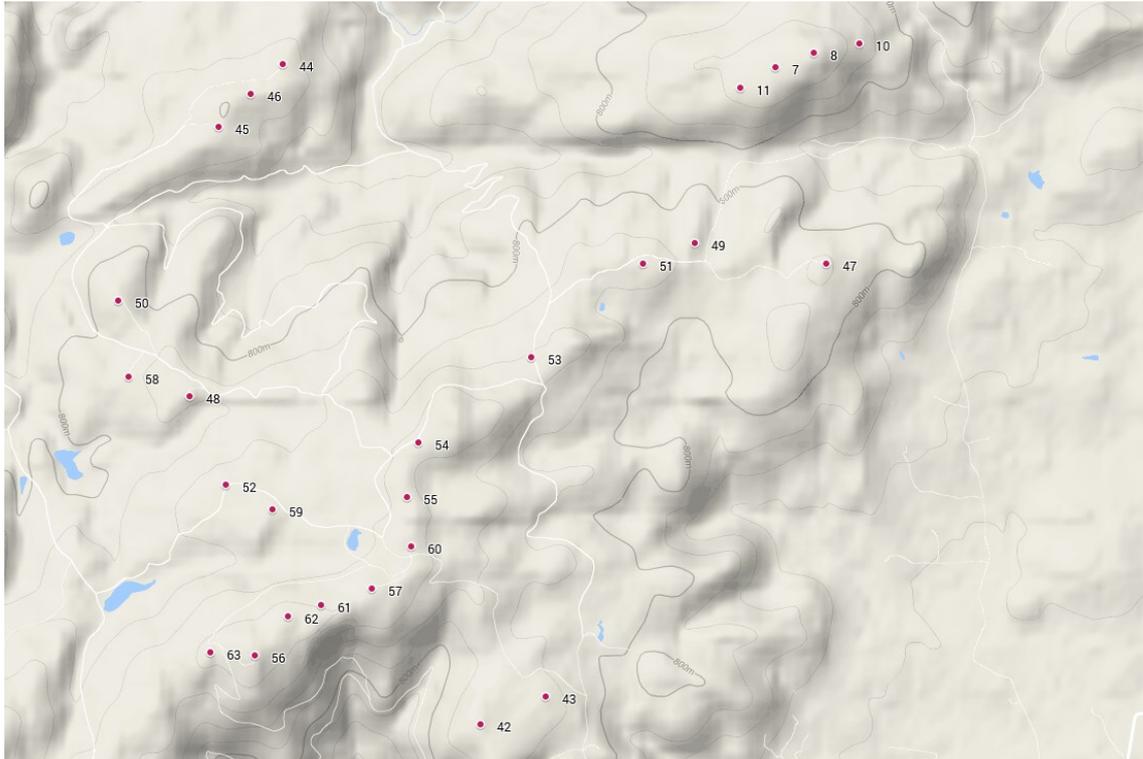


Figura 25 - Localizzazione turbine del parco eolico. Zona Sud del parco. Mappa dei rilievi con curve di livello, dati mappa © Google 2018

Grazie a questa centrale eolica, come rende noto l'azienda proprietaria del parco, si previene l'immissione nell'atmosfera di circa 180.000 tonnellate di CO₂ all'anno, che sarebbero prodotte da combustibile fossile a parità di energia generata. All'interno del parco, oltre alle turbine, si trova anche una torre meteorologica, dotata di vari sensori di misurazione.

4.2 Componenti dell'aerogeneratore

Le turbine del sito, avendo una potenza nominale di 2,3 MW, appartengono alla classe di grande potenza. Il rotore ha un diametro di 71 metri e la torre ha un'altezza di 64 metri.

Rated power	2.300 kW
Rotor diameter	71 m
Hub height in meter	57 / 64 / 75 / 85 / 98 / 114
Wind zone (DIBt)	WZ III; WZ 4 GK I, WZ4 GK II
Wind class (IEC)	IEC/EN IA und IEC/EN IIA
WEC concept	Gearless, variable speed, single blade adjustment

Figura 26 - Caratteristiche aerogeneratore, [5].

Si noti che il costruttore fornisce strutture di sostegno di diversa altezza. La torre appare in questo caso realizzata in acciaio (Fig.4).

Il modello scelto è particolarmente adatto a siti con alte velocità del vento. Infatti esso viene accostato alle classi di vento IEC prima e seconda con classe di turbolenza A, cioè minore o uguale al 18%.

La turbina analizzata è *direct-drive*, cioè il mozzo è direttamente connesso al rotore del generatore, senza il moltiplicatore di giri. Questa scelta viene fatta dal costruttore perché ridurre i componenti in rotazione abbassa notevolmente i carichi meccanici sulla struttura incrementando la vita dell'aerogeneratore. Inoltre i costi di manutenzione ed esercizio vengono ridotti, così come il numero di cuscinetti.

Passando ad una breve descrizione dei componenti, le **pale del rotore** (*rotor blade*) hanno un profilo aerodinamico ottimizzato per sopportare meglio la turbolenza, ridurre le emissioni acustiche e sfruttare maggiormente l'energia ai bordi dell'area spazzata dal rotore. Anche i carichi sono stati ridotti modificando il profilo palare, mentre la sicurezza delle pale è incrementata grazie a sensori che permettono alla turbina di reagire alle raffiche estreme. Inoltre è previsto un rivestimento per proteggere la superficie delle pale dall'erosione degli agenti atmosferici.



Figura 27 - Componenti dell'aerogeneratore Enercon E70, [5].

Tutti i componenti della gondola in posizione fissa, come il **carrello principale** (*main carrier*), il sistema di raffreddamento e i componenti dell'elettronica di potenza sono alloggiati in un'unica unità. L'intera zona di trasmissione è sostenuta dal carrello principale ed è progettata per resistere a sollecitazioni dinamiche elevate.

Il **sistema di controllo di imbardata** (*Yaw drive*), composto da un numero variabile di unità in base al tipo di turbina, assicura l'orientamento ottimale della navicella. Durante il funzionamento dell'aerogeneratore, la navicella viene automaticamente ruotata lungo la direzione del vento per catturare la massima potenza.

Le **torri** sono progettate dal punto di vista dei carichi dinamici per garantire le migliori condizioni di uso, trasporto e installazione. Tutti i possibili carichi vengono previsti in simulazioni con modelli virtuali 3D utilizzando il metodo degli elementi finiti (*FEM*). Inoltre la struttura è fabbricata uniformemente alle norme di standard nazionali e internazionali, ad esempio DIN⁵ e EC⁶.

Alla base della torre si colloca il **modulo E** (*E-module*), nel quale si trovano i sistemi elettronici di controllo (controllo del passo attivo e controllo di imbardata) e dove gli inverter trasformano la corrente continua in corrente alternata, conforme ai requisiti della rete.

Le **fondamenta** fanno da collegamento tra torre e sottosuolo e devono sostenere tutti i carichi statici e dinamici della turbina eolica. Vengono costruite in forma circolare per conformare i carichi, che risultano così gli stessi da tutte le direzioni del vento.

Il **generatore elettrico** è di tipo **sincrono a bassa velocità** (*Annular generator*). Questa caratteristica della macchina, permettendo di eliminare il moltiplicatore, rappresenta un punto chiave di questo tipo di aerogeneratore. L'avanzata tecnologia di conversione dell'energia eolica minimizza le vibrazioni durante il funzionamento, comporta basse emissioni acustiche e una lunga vita della macchina. Una caratteristica peculiare è che, essendo il generatore eccitato esternamente, non è necessario l'uso di magneti permanenti fabbricati con neodimio o altre terre rare. I campi magnetici necessari per generare elettricità sono creati elettricamente.

4.2.1 Generatore sincrono a bassa velocità

I generatori elettrici per i sistemi eolici devono sottostare a due vincoli contrastanti, uno aerodinamico e uno elettrico. Il primo nasce dal fatto che la potenza fornita è variabile in base al vento e per ragioni di efficienza anche la velocità di rotazione dovrebbe variare di conseguenza, almeno parzialmente. L'altro vincolo, di tipo elettrico, nasce dal fatto che la corrente prodotta dal generatore ha una frequenza proporzionale al numero di giri del generatore stesso. Solamente lo sviluppo recente dell'elettronica di potenza ha reso possibile

⁵ Deutsches Institut für Normung (istituto tedesco per la standardizzazione).

⁶ Eurocodici, cioè le norme europee per la progettazione strutturale.

un compromesso tra questi due vincoli. Ad oggi l'efficienza delle macchine a numero di giri costanti è più bassa e non competitiva con quella delle macchine a velocità variabile.



Figura 28 - Il generatore sincrono a bassa velocità (*annular generator*) adottato da Enercon, [5].

Una soluzione che si va affermando è quella del generatore sincrono che viene accoppiato direttamente con la turbina, anziché via moltiplicatore. La soluzione *direct-drive* comporta che il generatore funzioni ad un numero di giri molto basso e disponga quindi di un considerevole numero di poli: si può arrivare fino a più di cento coppie polari.

La fortuna di questo tipo di alternatore non dipende solo dall'accoppiamento diretto tra turbina e generatore perché il gruppo nel suo insieme dovrebbe comunque ruotare a velocità fissa per produrre energia elettrica a frequenza costante. Grazie ad un altro elemento, cioè un dispositivo elettronico di potenza in due stadi, definito *convertitore*, il sistema può produrre elettricità funzionando a velocità variabile. Il primo stadio (*rectifier*) trasforma la corrente alternata con frequenza e tensione variabile in corrente continua per mezzo di un raddrizzatore a ponte di diodi associato ad altri ausiliari. Nel secondo stadio, tramite un inverter (*voltage source inverter*) con collegamento alla rete, si trasforma la corrente continua in corrente in alternata con onda quadra alla frequenza e alla tensione. Questo inverter genera onde con contenuto armonico fino a decine di kilohertz e i commutatori elettronici connessi alla rete elettrica (IGBT) trasmettono la potenza delle sole sinusoidi alla stessa frequenza della rete. Questo dispositivo permette anche un controllo sia della potenza attiva sia di quella reattiva.

I sistemi di conversione basati sull'elettronica di potenza permettono alle turbine eoliche di funzionare a velocità variabile in tutto il campo e quindi alla massima efficienza possibile. L'alternatore è libero dalla necessità di generare onde sinusoidali con tensione e frequenza pari a quelle di rete: esso in questo caso può generare onde ricche di armoniche perché i circuiti di filtro lasciano passare solo quelle corrispondenti alle caratteristiche di rete.

4.3 Curva di potenza del costruttore

Per le turbine eoliche la velocità del vento è legata alla potenza elettrica attiva attraverso la curva di potenza, fornita dal costruttore della macchina. Per tutto il caso di studio, potenza elettrica viene usato come sinonimo di potenza elettrica attiva.

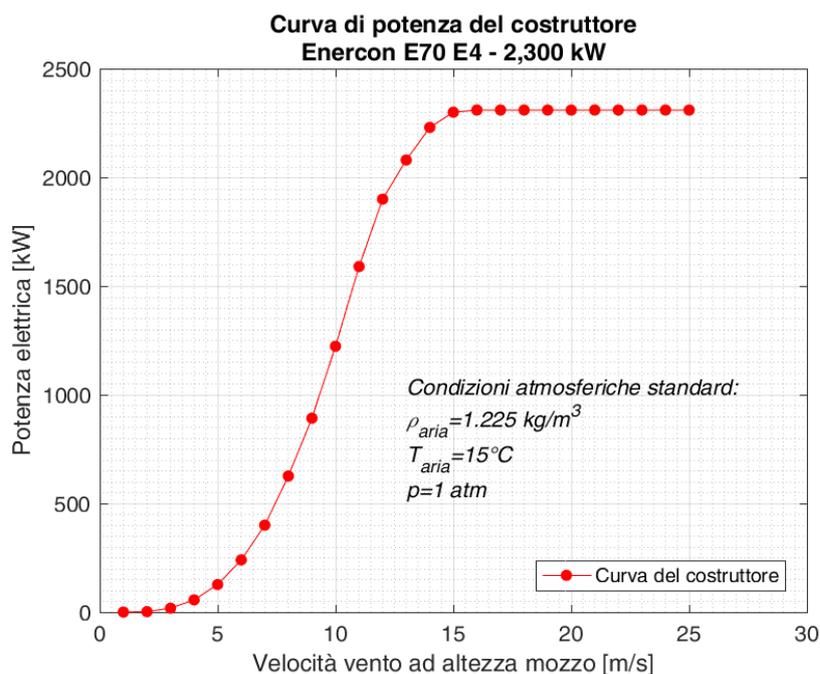


Figura 29 - Curva di potenza calcolata dal costruttore, [5].

Sulla scheda tecnica dell'impianto eolico l'azienda costruttrice sottolinea che la curva di potenza è stata calcolata basandosi su determinati requisiti:

- Dati ricavati da numerose misurazioni di potenza su vari tipi di turbine eoliche ricavate da istituti accreditati
- Intensità di turbolenza media pari al 12%

- Densità dell'aria standard di 1,225 kg/m³
- Specifiche dell'anemometro descritte dalla norma IEC 61400-12-1.

In questo modo la curva ricavata fornisce stime realistiche e affidabili del rendimento relativo alle condizioni di vento del sito considerato.

La curva di potenza è ottenuta dal costruttore attenendosi alle linee guida della norma IEC 61400-12-1 e rappresenta il risultato di un test sperimentale in determinato sito, condotto in condizioni atmosferiche standard ($\rho_{\text{aria}}=1,225 \text{ kg/m}^3$; $T_{\text{aria}}=15^\circ\text{C}$; $p=1 \text{ atm}$). Si fa in modo che i dati non siano affetti da una turbolenza significativa, fissando un indice di intensità di turbolenza medio del 12%. La potenza elettrica è netta, cioè si tratta di quella prodotta dalla turbina a cui viene sottratta quella utilizzata per il fabbisogno interno. Il trasformatore non è incluso nel bilancio di potenza. Di conseguenza la curva è presentata sotto forma di punti, che sono considerati il risultato di test standard in condizioni precise e soggetti ad un certo livello di incertezza.

Velocità vento [m/s]	Potenza [kW]	Coeff. di potenza
1	0,0	0,00
2	2,0	0,10
3	18,0	0,27
4	56,0	0,36
5	127,0	0,42
6	240,0	0,46
7	400,0	0,48
8	626,0	0,50
9	892,0	0,50
10	1223,0	0,50
11	1590,0	0,49
12	1900,0	0,45
13	2080,0	0,39
14	2230,0	0,34
15	2300,0	0,28
16	2310,0	0,23
17	2310,0	0,19
18	2310,0	0,16
19	2310,0	0,14
20	2310,0	0,12
21	2310,0	0,10
22	2310,0	0,09
23	2310,0	0,08
24	2310,0	0,07
25	2310,0	0,06

Tabella 6- Punti della curva di potenza e del C_p del costruttore, [5].

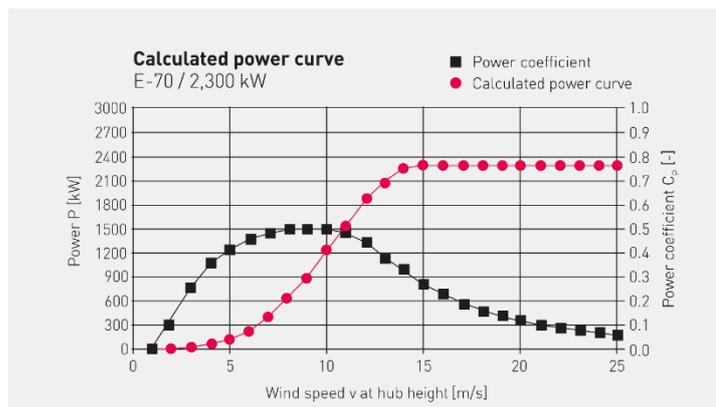


Figura 30 - Curva di potenza calcolata (in rosso) e curva del Coefficiente di potenza (in nero) fornite dal costruttore, Enercon E-70 E4, 2,3 MW, [5].

Si nota dalla Tab.6 che la precisione delle potenze fornite dalla turbina è dell'ordine degli 0,1 kW.

4.4 Stazione anemometrica del parco eolico

Dalla torre meteorologica, collocata all'interno del parco ad una quota di 779 m s.l.m., si ricavano i dati fondamentali per determinare l'efficienza della turbina e parte di questi è necessaria allo studio effettuato.

Il palo della stazione anemometrica è di sezione cilindrica di diametro abbastanza ridotto, sostenuto da tiranti e appositamente della stessa altezza delle torri delle turbine (64 m)

La struttura verticale è dotata di ben tre sensori di velocità, due di questi a 64 m rispetto al suolo e uno a 30 m. Viene indicato che gli anemometri sono prodotti dalla *Thies Clima* (tipologia First Class). Questi strumenti, come si legge sul sito dell'azienda, sono progettati per acquisire la componente orizzontale della velocità del vento nel campo dei sistemi eolici e non solo. Inoltre, soddisfano tutti i requisiti della norma IEC 61400-12-1(2005-12) per essere definiti strumenti di classe 0.5 di accuratezza.

Sono presenti anche due sensori di direzione ad altezze diverse, uno a 62 m e l'altro a 28 m sempre acquistati dalla *Thies Clima* e di tipo First Class.

Infine, si sono disponibili i dati forniti da un trasduttore di pressione barometrica (*Setra 278*), un sensore di umidità (*Vaisala HMP155*) e uno di temperatura dello stesso tipo del precedente.

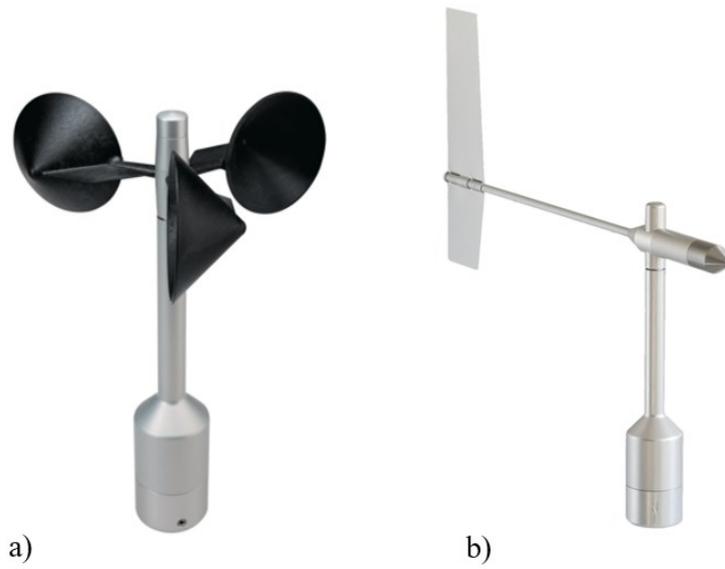


Figura 31 - Sensore di intensità (a) e sensore di direzione (b), (<https://www.thiesclima.com/en/Products/Wind-First-Class/>).

4.5 Descrizione dei dati a disposizione: concetto di *mismatch*

Il sistema di rete SCADA, finalizzato al controllo e al monitoraggio dei dati sperimentali, riporta sotto forma di foglio elettronico varie grandezze medie sui 10 minuti ed è perfettamente funzionante e attivo per tutti i 69 aerogeneratori del parco.

Grandezza rilevata	U.d.m.	Nomenclatura
Vel.media vento sulla navicella	[m/s]	<i>mrwSmpVWi</i>
Vel.max vento sulla navicella	[m/s]	<i>prwSmpVWi</i>
Vel.min vento sulla navicella	[m/s]	<i>lrwSmpVWi</i>
Vel.media del rotore di turbina	[giri/min]	<i>mrwSmpNRot</i>
Vel.max del rotore di turbina	[giri/min]	<i>prwSmpNRot</i>
Vel.min del rotore di turbina	[giri/min]	<i>lrwSmpNRot</i>
Potenza media della turbina	[kW]	<i>mrwSmpP</i>
Potenza max della turbina	[kW]	<i>prwSmpP</i>
Potenza min della turbina	[kW]	<i>lrwSmpP</i>
Posizione media della navicella	[°];-760°÷760°(da -2,5 giri a 2,5 giri)	<i>mrwAbGoPos</i>
Ore di esercizio dalla messa in esercizio	[h]	<i>arwAbWorkH</i>
Energia totale prodotta dalla messa in esercizio	[kWh]	<i>arwAbW</i>
Minuti di esercizio dall'ora precedente	[min]	<i>arwAbWrKM</i>
Potenza media reattiva	[kVar]	<i>mrwSmpQ</i>
Potenza max reattiva	[kVar]	<i>prwSmpQ</i>
Potenza min reattiva	[kVar]	<i>lrwSmpQ</i>
Potenza media disponibile del vento	[kW]	<i>mrwSmpPwin</i>

Tabella 7 – Principali grandezze sperimentali monitorate dal sistema SCADA di turbina.

Si sottolinea che il lavoro di analisi svolto è basato su due tipi di velocità del vento media disponibili grazie alle misurazioni dei sensori e all'acquisizione dello SCADA.

Tali grandezze sono:

- U_{rear} : la velocità media in m/s per ciascun intervallo di 10 minuti, misurata dall'anemometro posto sul retro (*rear*) di ogni turbina. Corrisponde alla misurazione *mrwSmpVWi* (da Tab.7).
- U_{anem} : la velocità media in m/s sempre su base di 10 minuti, memorizzata dalla stazione anemometrica per quasi tutto l'anno 2015 (mancano le velocità da inizio anno al 22 febbraio).

Si osservi che le velocità considerate sono rilevate sugli stessi periodi di tempo, ciò rende significativo il loro confronto in questa analisi, che altrimenti non sarebbe possibile. Inoltre, per ogni intervallo *i*-esimo di 10 minuti ai fini dello studio si prende in considerazione anche:

- P_{SCADA} : la potenza elettrica media in kW, registrata dal sistema SCADA (*mrwSmpP*).
- $\sigma_{avg,anem}$: la deviazione standard della velocità media in m/s, determinata dal sensore della stazione anemometrica.

Si sottolinea che i dati che vengono dal sensore anemometrico sul retro di turbina sono forniti per tutto il 2015 invece le misurazioni riguardanti la stazione anemometrica (U_{anem} , $\sigma_{avg,anem}$) per circa 10 mesi, dal 22 febbraio al 31 dicembre 2015.

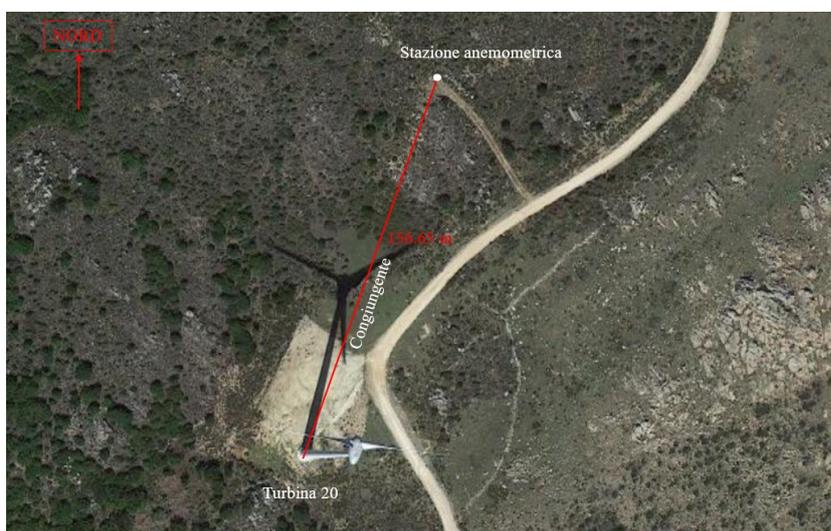


Figura 32 – Localizzazione della stazione anemometrica e della turbina 20, mappa satellitare © Google 2018.

Si tenga presente che in questo studio si fa costantemente riferimento a una sola turbina del parco, la numero 20, ad eccezione dei calcoli sulle disponibilità. Pertanto i dati di potenza

elettrica presi in esame da qui in avanti sono sempre quelli relativi a questo aerogeneratore quando non sia specificato altrimenti. La scelta di questa turbina non è lasciata al caso, bensì ricade su di essa per il criterio di maggiore vicinanza alla torre meteorologica. Si vuole così rendere il più significativo possibile il confronto dei dati della turbina con quelli della stazione anemometrica, posizionate ad una distanza di circa 156 m e praticamente alla stessa altezza sul livello del mare. Vi è, infatti, un dislivello di quota di un solo metro quindi i dati di velocità rilevati non possono sicuramente differire per gli effetti dell'altezza dal suolo (*windshear*).

Considerando i dati di velocità del vento, forniti dal sensore anemometrico posto nel retro della navicella della turbina, insieme a quelli di potenza elettrica si ottiene una serie di dati paragonabili con la curva del costruttore. Infatti, l'analisi si riferisce a grandezze medie sui 10 minuti, ottenute da misure sperimentali, proprio come viene fatto dal costruttore nel procedimento di costruzione della curva di potenza della turbina.

Ogni velocità del vento di turbina $U_{rear,i}$, o più precisamente la media delle velocità sui 10 minuti, viene accoppiata con la potenza elettrica $P_{SCADA,i}$, cioè il valore medio della potenza riferito allo stesso intervallo di tempo. L'intero anno 2015 è stato suddiviso in n intervalli della durata di 10 minuti con i che va da 1 a n .

$$U_{rear,i} \xleftrightarrow{\text{intervallo di tempo } i\text{-esimo}} P_{SCADA,i} \quad i = 1, \dots, n$$

Si rende noto che i dati registrati dal sistema SCADA non sono totalmente completi ma si segnala la presenza di ridotte mancanze sparse per quanto riguarda i dati relativi alle turbine e una rilevante assenza di dati per la stazione meteo. Relativamente alle turbine mancano 66 intervalli temporali di misurazione quindi non sono presenti i relativi $U_{rear,i}$ e $P_{SCADA,i}$, etc (in particolare nel mese di dicembre 2015). Ciò è presumibilmente dovuto a errori nei sistemi di misurazione, malfunzionamenti durante l'acquisizione oppure allo spegnimento della turbina. In merito alla stazione meteorologica non è fornito nessun tipo di dato (velocità media, direzione media, etc) per il periodo che va dall'1 gennaio al 21 febbraio 2015 compreso.

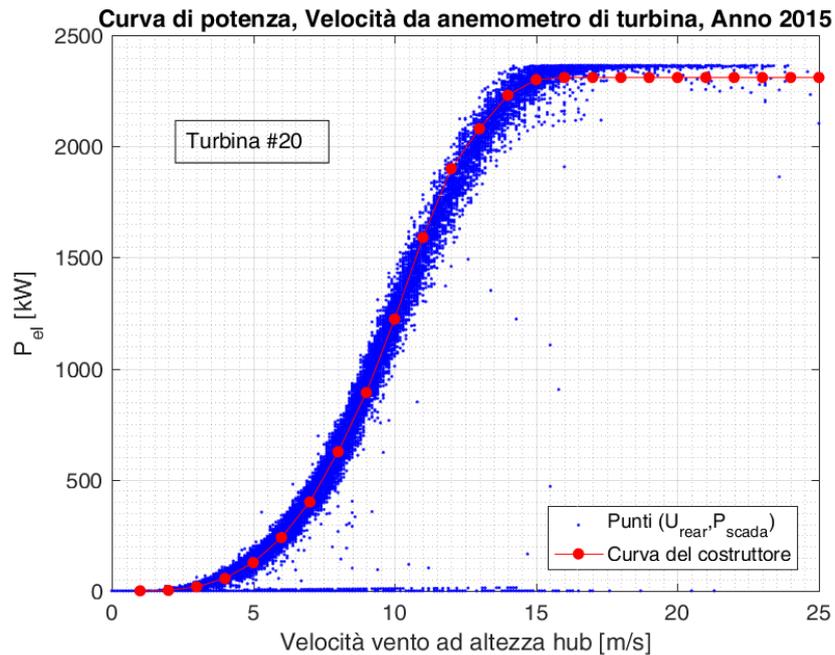


Figura 33- Mismatch tra i punti sperimentali (U_{rear}, P_{SCADA}) relativi alla turbina 20 e la curva del costruttore. Anno 2015.

Ai risultati delle misurazioni rappresentati graficamente è stata aggiunta la curva del costruttore. Si pone l'attenzione sul fatto che i dati del costruttore e quelli sperimentali non si riferiscono ad uno stesso posizionamento dell'anemometro. Si osserva che la maggior parte dei punti misurati sperimentalmente segue l'andamento della curva del costruttore, posizionandosi però in parte al di sopra di essa. Ciò significherebbe che le prestazioni della turbina sono superiori a quelle indicate dal costruttore per una moltitudine di punti. Ovviamente, non è possibile che ciò avvenga ed è chiaro che i dati debbano essere corretti per quanto riguarda la velocità del vento.

La presenza di alcuni punti sperimentali che giacciono in prossimità dell'asse orizzontale, con output di potenza elettrica pressoché nullo, testimonia il fatto che la turbina sia stata spenta o non potesse essere in funzione per indisponibilità (condizioni fuori servizio) anche a velocità del vento superiori a quella di *cut-in* e inferiori a quella di *cut-out*.

Considerando l'anemometro di stazione, invece, posizionato alla stessa altezza del mozzo delle turbine (64 m rispetto al suolo), esso fornisce la velocità del vento U_{anem} , la direzione del vento D_{anem} , la pressione e la temperatura dell'aria. Si è considerato, per i dati della velocità

del vento U_{anem} , solo uno dei due sensori, essendo collocati alla stessa altezza di 64 m e avendo entrambi la stessa lunghezza dei supporti che li collegano alla torre.

Anche in questo caso il sistema effettua una misurazione al secondo e dà in output una grandezza media relativa ad un intervallo i -esimo di 10 minuti.

Il periodo oggetto di studio, per cui si può usufruire delle misurazioni della stazione meteorologica è di circa 10 mesi, dal 22 febbraio al 31 dicembre 2015. In totale vengono forniti i dati corrispettivi a 44981 intervalli di tempo da 10 minuti ciascuno.

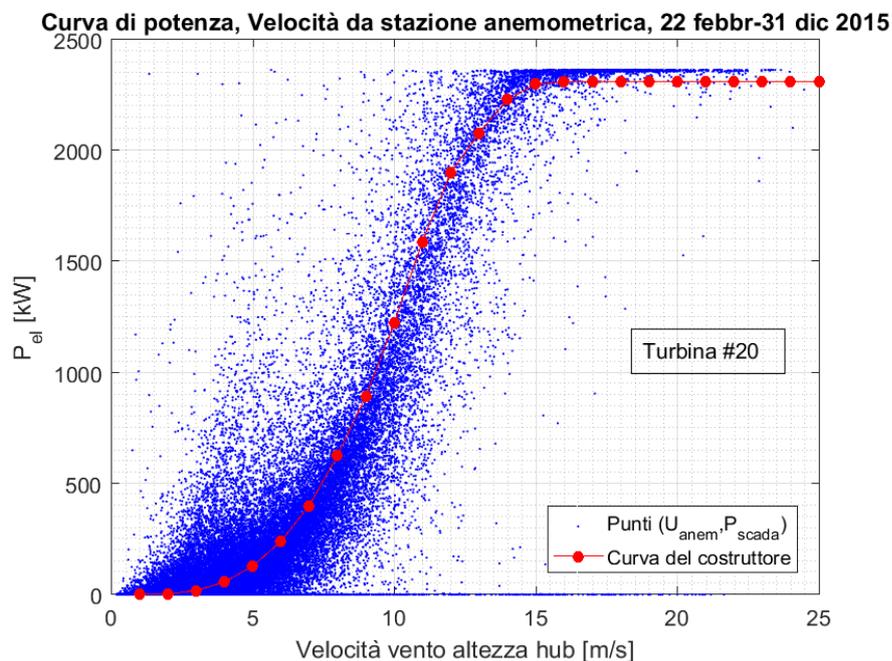


Figura 34 - Mismatch tra la curva del costruttore e le coppie di dati sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}). Dati di potenza elettrica relativi alla turbina 20. 22 febbraio-31 dicembre 2015.

In seguito sono state messe in relazione le misurazioni della velocità del vento “imperturbata”, U_{anem} , per un certo intervallo i -esimo di 10 minuti e la corrispondente potenza, rilevata per la turbina 20.

$$U_{anem,i} \xleftrightarrow{\text{Intervallo di tempo } i\text{-esimo}} P_{SCADA,i} \quad i = 1, \dots, n$$

Si nota che molti punti sperimentali sono collocati spazialmente al di sopra della curva del costruttore e ciò si verifica soprattutto per i casi in cui la velocità $U_{anem,i}$ è minore della $U_{rear,i}$. Ciò accade probabilmente soprattutto quando il vento attraversa prima la turbina e, dopo essere stato sicuramente in parte rallentato dalle pale e dalla torre, giunge alla stazione anemometrica. Di conseguenza la misura della velocità del vento U_{anem} non rappresenta più una “velocità imperturbata” e chiaramente ad una certa potenza $P_{SCADA,i}$, corrisponderà una velocità del vento $U_{anem,i}$ più bassa di quella che realmente ha dato origine alla potenza considerata.

Un altro motivo di questa evidente dispersione di punti è la discreta presenza di dati turbolenti dovuta in particolare alla alta scabrezza del sito di installazione.

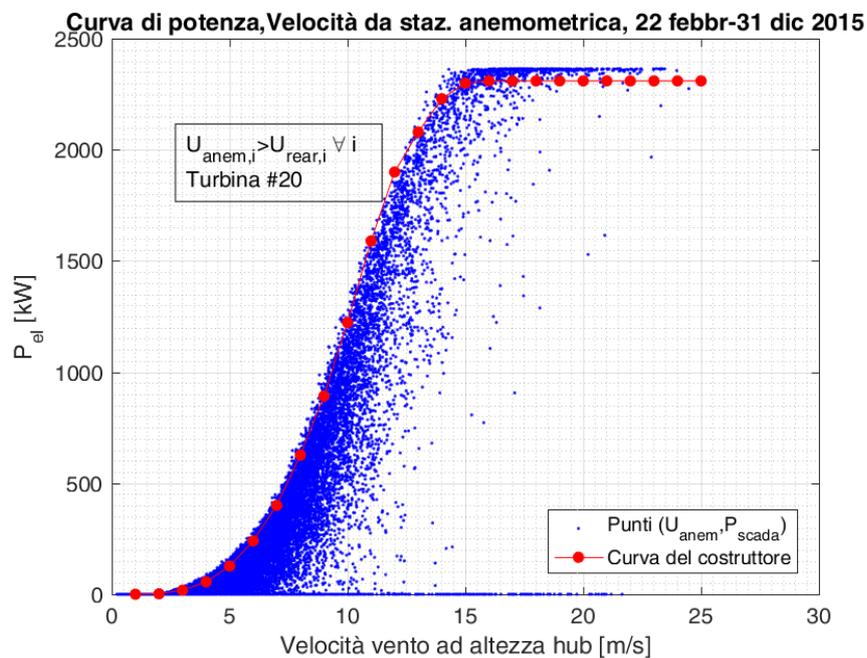


Figura 35- Mismatch tra la curva costruttore e le coppie (U_{anem}, P_{SCADA}) . Condizione imposta $U_{anem} > U_{rear}$. Potenza elettrica relativa alla turbina 20. 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Come si evince da Fig. 35 invece, la condizione che la $U_{anem,i}$ sia maggiore della $U_{rear,i}$ corrispondente ha eliminato la stragrande maggioranza dei dati che si collocava sopra la curva del costruttore, eccetto nella zona con velocità del vento superiori ai 13 m/s. Infatti nella zona alta della nuvola di punti le potenze rilevate sono superiori di qualche decina di kW rispetto alla curva del costruttore, pur avendo considerato U_{anem} , cioè una stima della velocità imperturbata del vento di fronte al mozzo di turbina.

È evidente che questo surplus di potenza elettrica non dipende da quale velocità del vento viene considerata ma deve essere spiegato in altri modi.

Si mette anche in evidenza come siano più dispersi queste coppie di punti rispetto al caso (U_{rear}, P_{SCADA}). Si ipotizza che questo sia dovuto, in primo luogo, alle turbolenze dovute alla scabrezza del terreno, che possono nascere anche già solo nel tratto di 156 m tra la turbina presa in esame e la stazione meteo.

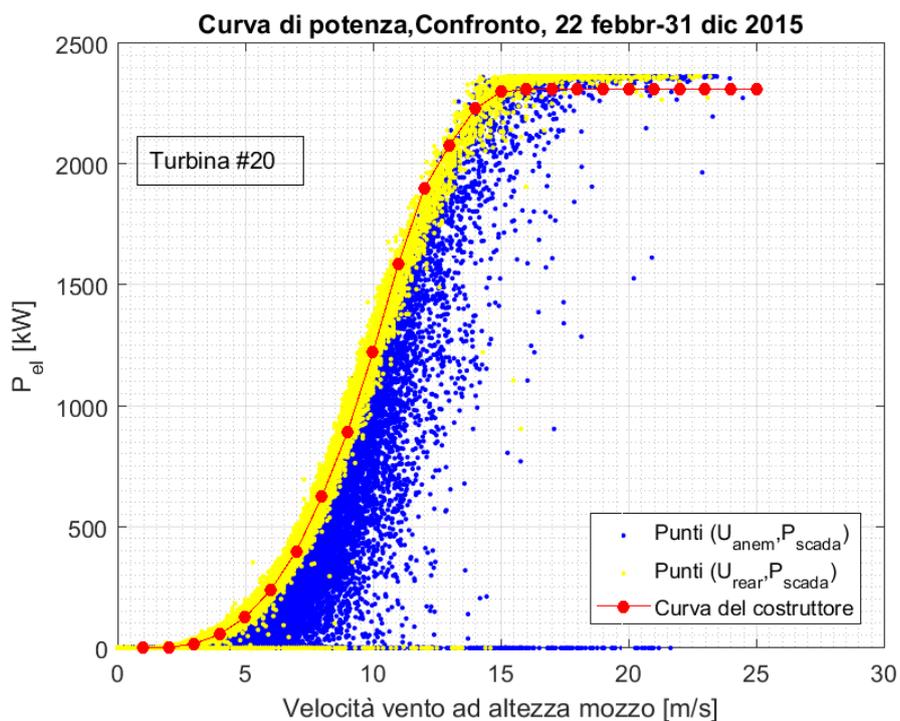


Figura 36 – Confronto tra i dati di velocità della stazione anemometrica e quelli del retro di turbina. Condizione imposta $U_{anem} > U_{rear}$. Potenza elettrica relativa alla turbina 20. 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Capitolo 5: Correzione dei dati di velocità del vento

La causa principale del fatto che i dati sperimentali della turbina dimostrino prestazioni migliori rispetto alla curva del costruttore (Fig. 36 del precedente capitolo) è da attribuirsi al fatto che la misura della velocità del vento avviene nel retro della turbina, cioè dopo un rallentamento per l'avvenuto passaggio attraverso l'area spazzata dal rotore.

Rappresentare la nuvola di punti ($U_{\text{rear},i}, P_{\text{SCADA},i}$), permette di sottolineare la discordanza con la curva del costruttore quando quest'ultima viene riportata nello stesso grafico. Come è chiaro dalla Fig.36, la curva sperimentale è irrealisticamente spostata verso sinistra rispetto alla curva del costruttore e segue un andamento favorevole che non può essere ovviamente quello effettivo.

L'utilizzo dei dati non corretti porta ad una valutazione erronea dell'efficienza e dell'*energy yield*. Infatti il valore della velocità del vento sul retro della turbina è inferiore rispetto a quello corrispondente rilevato di fronte al mozzo perché il flusso è stato rallentato passando attraverso le pale. Secondo i principi della legge di Betz, il vento ha di fatto già perso gran parte della sua energia cinetica. Come è già stato anticipato, si rende quindi necessaria una correzione dei dati di velocità acquisiti dai sensori anemometrici sul retro della turbina. Bisogna trovare un metodo che corregga il dato misurato producendo una stima affidabile di quella che è la velocità imperturbata del vento di fronte alla turbina.

Si propone una stima della velocità imperturbata di fronte al mozzo in modo da valutare l'efficienza riferita alla fonte primaria di energia, correggendo il dato U_{rear} con due metodi, uno sperimentale e uno statistico-sperimentale basato sulla taratura degli strumenti di misura.

Il primo metodo di correzione è basato sulla correlazione tra le velocità U_{rear} e U_{anem} , tenendo conto non solo della direzione del tubo di flusso principale che intercetta la turbina in esame e l'anemometro ma anche dell'indice di turbolenza. Il secondo metodo invece si fonda su una correlazione di tipo sperimentale-statistico tra le coppie velocità del vento-potenza misurate dall'anemometro di turbina ($U_{\text{rear}}, P_{\text{SCADA}}$) e la curva del costruttore.

I due differenti sistemi di correzione dei dati vengono confrontati con lo scopo di dimostrare la buona approssimazione ottenuta per mezzo del secondo metodo, detto anche "*5% non-exceeding probability method*" (metodo della probabilità non eccedente il 5%).

Questo procedimento risulta fondamentale al fine di analizzare il parco eolico dal punto di vista del rendimento, sia per determinare indici di efficienza realistici sia per individuare i miglioramenti che possono essere attuati dopo aver reso possibile un confronto delle prestazioni con la curva di potenza del costruttore.

5.1 Metodo di correzione sperimentale

La curva di correlazione più semplice tra le velocità della stazione anemometrica U_{anem} e quelle del retro di turbina U_{rear} è quella lineare. Si sviluppa quindi una correlazione riportando ogni punto $(U_{rear,i}, U_{anem,i})$, relativo all'intervallo temporale i , su un foglio di calcolo, così da ottenere poi un trend grazie alla funzione di regressione lineare. Questo tipo di funzione risulta presente ad esempio su *Microsoft Excel*. In Fig.38 si rappresenta un grafico in cui vengono riportate le coppie di questi valori: sull'asse orizzontale si legge $U_{rear,i}$ mentre sull'asse verticale la corrispondente $U_{anem,i}$ riferita allo stesso intervallo di 10 minuti.

Messo in chiaro il semplice concetto alla base del metodo di correlazione, si procede cercando di affinare questo procedimento tramite l'imposizione di alcune condizioni. Come primo step vengono scartati tutti i dati per cui la velocità del retro di turbina è maggiore della corrispondente velocità della stazione meteorologica. Si è quindi imposto il vincolo:

- $U_{anem,i} > U_{rear,i}$ per ogni i

Dal momento che non stiamo considerando una grandezza istantanea, in questo modo si escludono tutti i dati di retro turbina per cui la velocità media su 10 minuti è maggiore e cioè, in teoria, per esempio quelli per cui il vento passa prima dalla turbina subendo un rallentamento per via dell'effetto ombra e poi dalla stazione anemometrica. Sarebbe forse più opportuno un confronto relativo ad un intervallo di tempo più ridotto, ma si può contare solo su dati con questa cadenza temporale. Secondariamente è fissato il vincolo riguardo alla turbolenza per cui:

- $It(U_{anem,i}) < 18\%$

Pertanto un cospicuo numero di punti non indicativi è stato tralasciato in modo da ottenere correlazioni più significative. Infatti si vuole evitare che dati di velocità del vento con fluttuazioni elevate possano alterare eccessivamente, per via della loro imprevedibilità, la

relazione tra le due misurazioni considerate. I dati di velocità nulla rilevati dalla turbina ($U_{rear,i}=0$ m/s) non vengono considerati poiché si presume siano dovuti a malfunzionamenti del sistema di misurazione o di acquisizione.

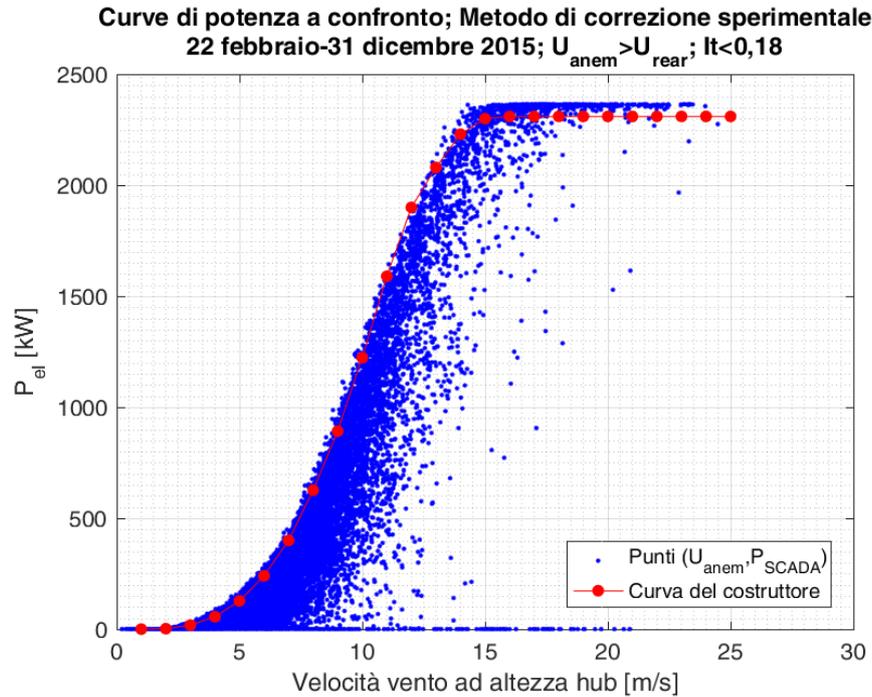


Figura 37 – Mismatch tra la curva del costruttore e i punti sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}) dopo aver posto le condizioni $U_{anem} > U_{rear}$ e $It < 18\%$, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Osservando la curva di potenza nel caso di intensità di turbolenza inferiore al 18%, nonostante l'andamento dei punti sperimentali segua quello della curva di potenza del costruttore, esso risulta ancora troppo sparso per pensare che la correlazione che ne segua sia sufficientemente accurata.

In ogni caso, viene determinata la correlazione lineare sulla base di questa selezione di dati sperimentali filtrati secondo le due condizioni imposte, arrivando all'equazione:

$$U' = 1,0013 \cdot U_{rear} + 0,9682$$

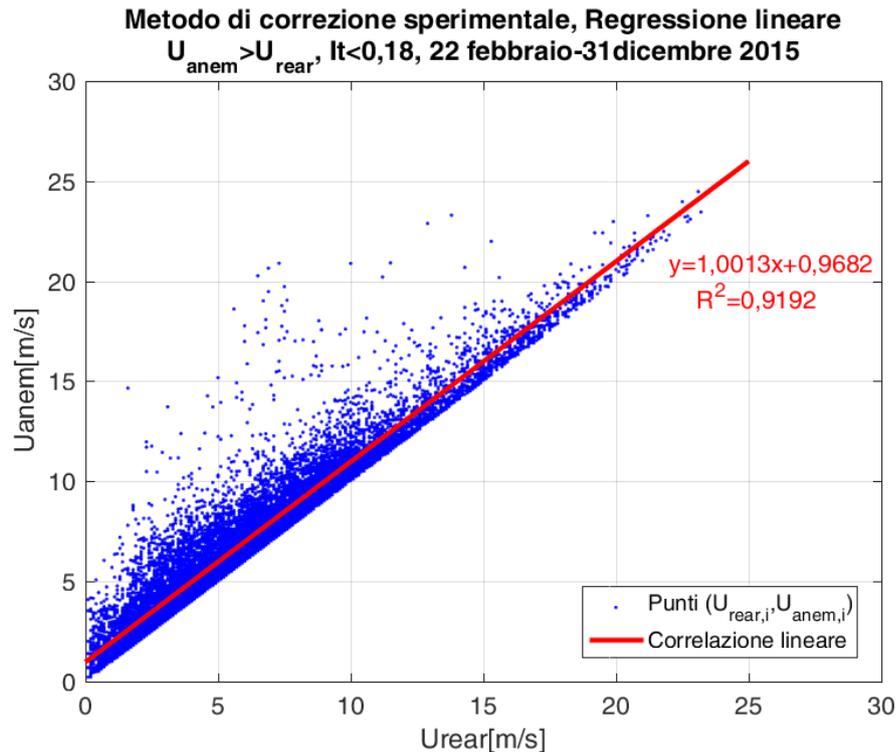


Figura 38 – Correlazione lineare sperimentale, $U_{anem} > U_{rear}$, $It < 18\%$, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

A questo punto, si è deciso di applicare un criterio ancora più stringente al fine di isolare i dati di velocità che hanno una certa direzione. Infatti, grazie al sistema di misurazione della stazione anemometrica, si è in grado di definire la direzione di provenienza del vento, che viene rilevata per tutte le possibili direzioni, cioè su 360° . Ricordiamo che lo 0° è corrispondente al Nord e di seguito vengono determinati gli altri punti cardinali procedendo in senso orario.

Si può affermare con buona probabilità che il tubo di flusso, passante lungo la congiungente tra la turbina 20 presa in esame e la stazione anemometrica, sia quello per cui le velocità del vento differiscano in maniera lieve poiché i due punti di osservazione si trovano ad una distanza di 156,65 m (Stazione anemometrica-turbina 20).

Si procede, pertanto, al calcolo della correlazione, ponendo una terza condizione: per mezzo della funzionalità di filtraggio dei dati prevista su *Microsoft Excel*, si tiene conto solo delle velocità che abbiano:

- Direzione del vento (a quota 64 m) tra $18,068^\circ \pm 13,11^\circ$ (Nord Nord Est).

Si è scelto empiricamente un'apertura di $13,11^\circ$ in entrambi i sensi, innanzitutto perché i dati a disposizione lungo una precisa direzione ($18,068^\circ$) sono nulli e, inoltre, di tale ampiezza risulta l'angolo compreso tra la congiungente stazione anemometrica-mozzo della turbina e la retta che collega la base della stazione anemometrica con una delle due estremità del diametro del rotore quando quest'ultimo giace sullo stesso piano della retta, come si vede in Fig.40.



Figura 39 – Direzione della congiungente turbina-stazione meteorologica rispetto al Nord, mappa satellitare © Google 2018.

L'angolo viene determinato essendo note le misure del diametro (71 m) e della congiungente.



Figura 40 – Cono delle direzioni considerate per la correlazione sperimentale, mappa satellitare © Google 2018.

Ovviamente, non avrebbe senso considerare la stessa direzione ma in verso opposto poiché il vento attraverserebbe prima la turbina e poi la stazione, venendo ostacolato dalla presenza dell'aerogeneratore. Operando questa selezione di dati provenienti dalla stazione meteorologica, si ritiene di avere a disposizione un adeguato numero di dati per un'approssimazione sufficientemente accurata della velocità del vento passante dalla turbina in esame. Infatti, i dati rilevati dall'anemometro di stazione rappresentano con buona probabilità la velocità imperturbata rilevata ad una distanza limitata (156,65 m) dalla turbina 20, essendo appartenenti allo stesso tubo di flusso diretto lungo la congiungente (direzione $18,068^{\circ} \pm 13,11^{\circ}$ rispetto gli 0° del Nord) e alla stessa quota dal suolo (64 m).

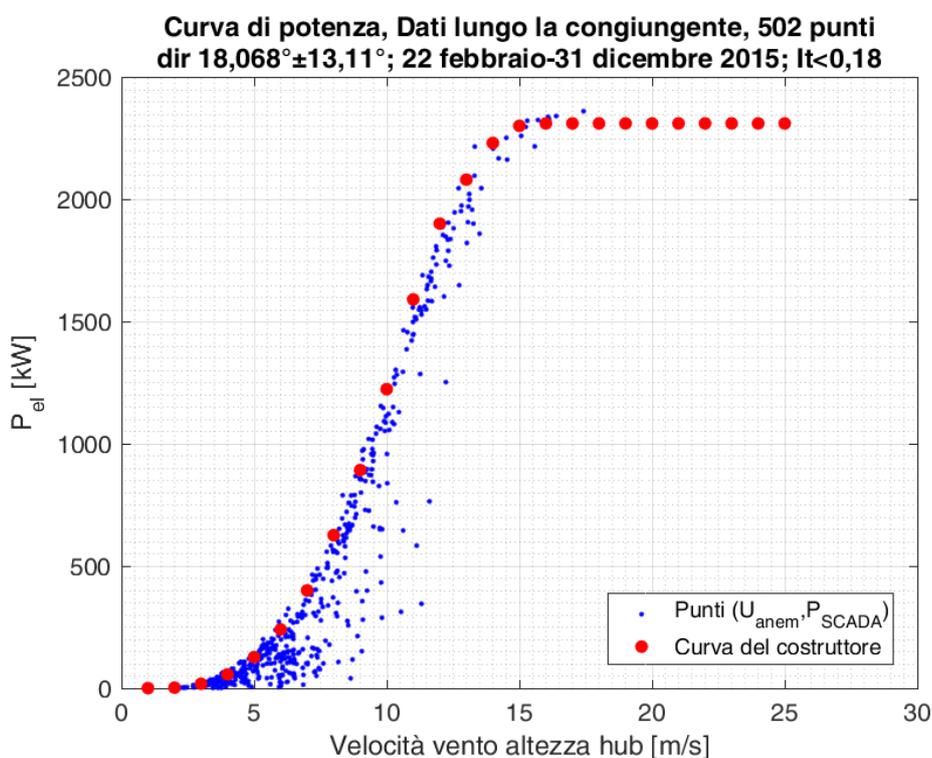


Figura 41 - Curva di potenza, Dati lungo la congiungente stazione anemometrica-turbina, $U_{anem} > U_{rear}$, $It < 18\%$, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Come secondo le aspettative, i dati filtrati hanno un andamento prossimo alla curva del costruttore, discostandosi però da essa specialmente alle basse velocità del vento e quindi potenze contenute ($P_{el} < 1000$ kW). Avendo imposto che le condizioni siano le migliori possibili, cioè turbolenza limitata e stesso tubo di flusso, si vuole dimostrare che i punti rilevati sperimentalmente non deviano dalla curva del costruttore. Ciò si verifica, come si vede in Fig. 41, per una buona parte dei dati. Ci sono poi alcuni punti traslati verso destra che denotano quindi prestazioni inferiori alla norma. In particolare si nota una maggiore densità di punti lontani dagli standard del costruttore per velocità del vento inferiori a 7,5 m/s circa.

Risulta importante analizzare i motivi di questa discordanza dal momento che in questo caso si può definitivamente escludere che essa sia dovuta a cause legate all'appartenenza a diversi tubi di flusso o a turbolenze particolarmente elevate ($I_t < 18\%$). Alcuni dei possibili aspetti su cui si deve investigare consistono nella diversa densità dell'aria, il corretto funzionamento dei sistemi di controllo, la particolare morfologia del terreno del parco eolico e il danneggiamento o sporcamiento delle pale.

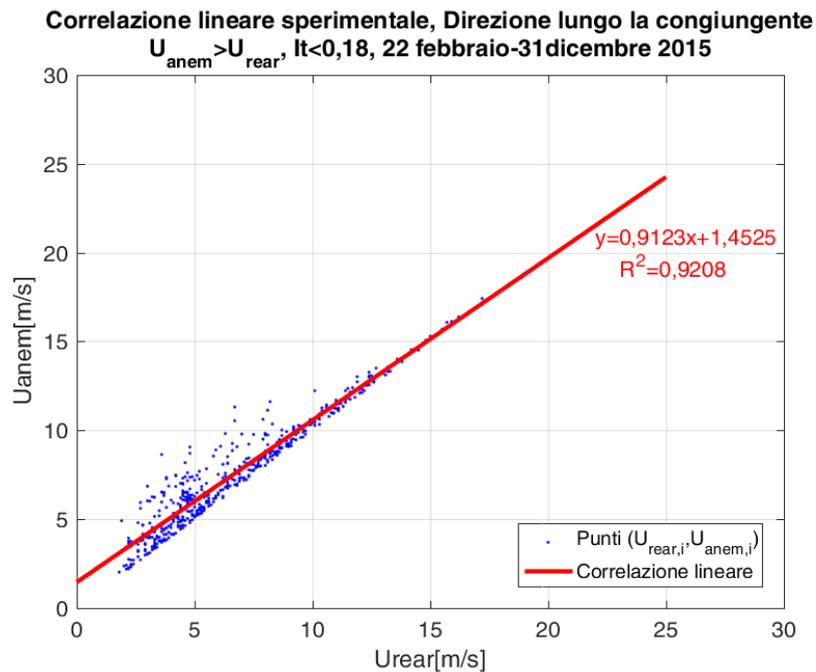


Figura 42 - Correlazione lineare sperimentale, Dati lungo la congiungente stazione anemometrica-turbina, $U_{anem} > U_{rear}$, $I_t < 18\%$, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

La correlazione lineare trovata ci porta all'equazione di correzione dei dati del vento (Fig.42):

$$U' = 0,9123 \cdot U_{rear} + 1,4525$$

Il campo di velocità dei dati esaminati va da 2 m/s a 17,2 m/s. La retta di correlazione in questo caso è meno inclinata rispetto al caso in cui vengono considerate tutte le direzioni del vento (Fig.38). Ciò accade perché la maggior parte dei dati sperimentali lungo la direzione congiungente è costituita da velocità medio-basse. Si notano infatti solamente 5 punti sopra i 15 m/s e nessun punto a velocità maggiore di 20 m/s. Secondo l'equazione ricavata, l'uguaglianza tra le due grandezze, $U_{rear} = U_{anem}$, si ottiene alla velocità di 16,56 m/s. Al di sopra di questo valore, con questa correlazione paradossalmente la velocità imperturbata risulterà inferiore, anche se di poco, alla velocità sul retro di turbina.

In riferimento ai punti della curva del costruttore, si possono individuare tre regioni di funzionamento per il generatore della turbina:

- Campo di velocità del vento basse: 4-5 m/s. È la fase in cui si crea la coppia necessaria allo start-up della turbina.
- Campo di velocità del vento intermedie: 6-12 m/s. È il campo in cui il coefficiente di pendenza della curva di potenza è relativamente elevato.
- Campo di velocità del vento alte: maggiore di 12 m/s. È il campo in cui l'obiettivo è limitare la potenza elettrica fissando la velocità angolare del rotore e la coppia elettromeccanica.

Avendo una concentrazione di punti maggiore nella zona di velocità intermedia, cioè 232 punti su 502 totali (poco più del 46%), la correlazione lineare sperimentale viene ricalcolata lungo la congiungente prima solo per le velocità del vento U_{anem} tra 6 e 12 m/s con la finalità di ottenere risultati più accurati per questo intervallo, e verrà confrontata in seguito con un altro metodo di correzione sempre nello stesso campo di velocità del vento. I risultati sono esposti in Fig.43. Riguardo alla turbolenza dei dati, ci si attiene a quanto indicato dal costruttore ponendo come vincolo un indice di intensità di turbolenza medio del 12%.

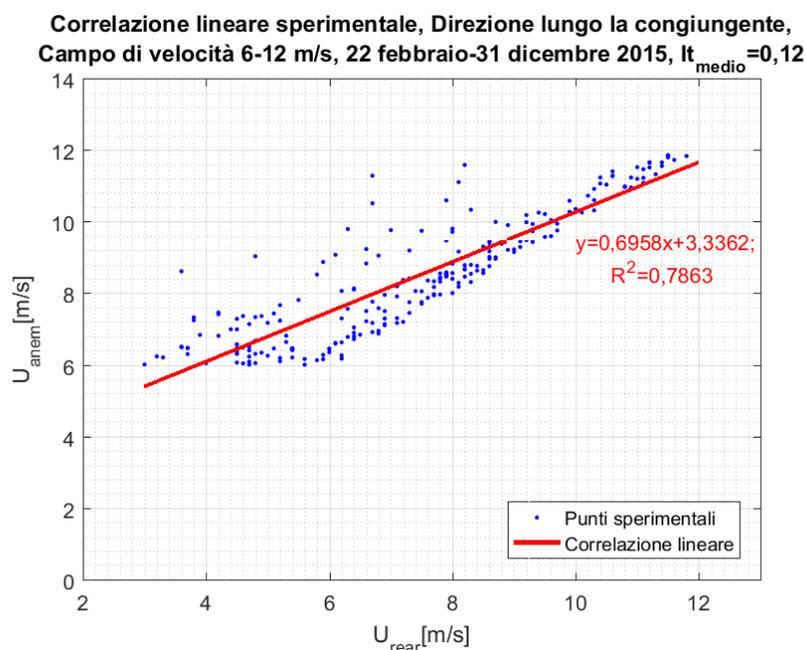


Figura 43 - Metodo di correzione basato sulla correlazione lineare dei dati sperimentali, Dati in direzione congiungente stazione meteo-turbina, $U_{anem} > U_{rear}$, Campo di velocità intermedie.

Si è ottenuta una nuova equazione correttiva valida per le velocità da 6 a 12 m/s, che risulta:

$$U' = 0,6958 \cdot U_{rear} + 3,3362$$

Come si vede graficamente, nel caso del campo a velocità intermedia, vi è una maggiore concentrazione dei dati al di sotto della retta di correlazione fino a circa 10 m/s mentre per le rimanenti velocità superiori la retta tende a sottostimare i dati sperimentali. Per questo si propone anche una correlazione lineare polinomiale del secondo ordine (Fig.44).

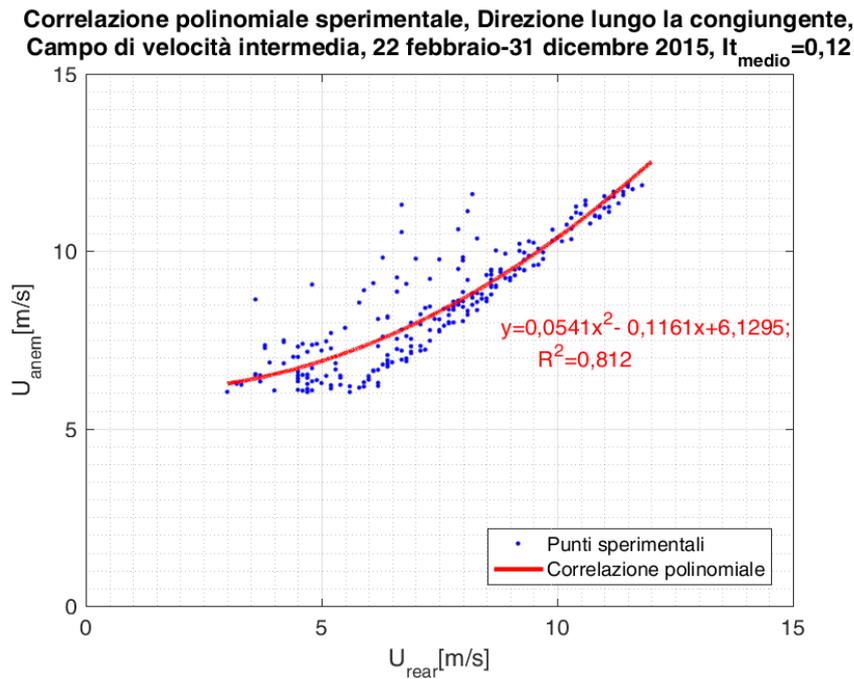


Figura 44 - Metodo di correzione basato sulla correlazione polinomiale dei dati sperimentali, Direzione lungo la congiungente stazione meteo-turbina 20, $U_{anem} > U_{rear}$, Campo di velocità intermedia.

Le medesime correlazioni vengono trovate anche per gli altri campi di velocità ponendo rispettivamente le seguenti condizioni:

- Campo delle basse velocità: $2 \text{ m/s} < U_{anem} < 6 \text{ m/s}$ (Fig.45)
- Campo delle alte velocità: $12 \text{ m/s} < U_{anem} < 17,42 \text{ m/s}$ (Fig.46)

Si è limitato il campo delle alte velocità a valore di 17,42 m/s poiché questo rappresenta il massimo valore ottenuto dalle misurazioni dell'anemometro di stazione nelle particolari condizioni di direzione e turbolenza imposte. Pertanto non risulta corretto estendere la correlazione al di sopra di questo valore di velocità, non avendo dati disponibili su cui basarsi.

**Correlazione lineare sperimentale, Direzione lungo la congiungente,
 Campo di velocità 1-6 m/s, 22 febbraio-31 dicembre 2015, $It_{medio}=0,12$**

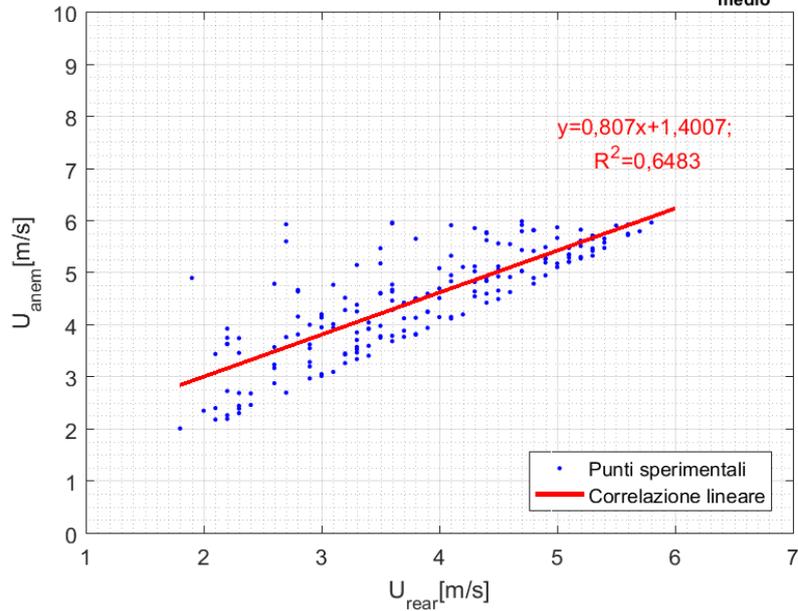


Figura 45 - Correlazione lineare sperimentale nel campo delle basse velocità.

L'equazione correttiva per il campo delle basse velocità, da 2 a 6 m/s risulta quindi:

$$U' = 0,807 \cdot U_{rear} + 1,4007$$

**Correlazione lineare sperimentale, Direzione lungo la congiungente,
 Campo di velocità 12-17,42 m/s, 22 febbraio-31 dicembre 2015, $It_{medio}=0,12$**

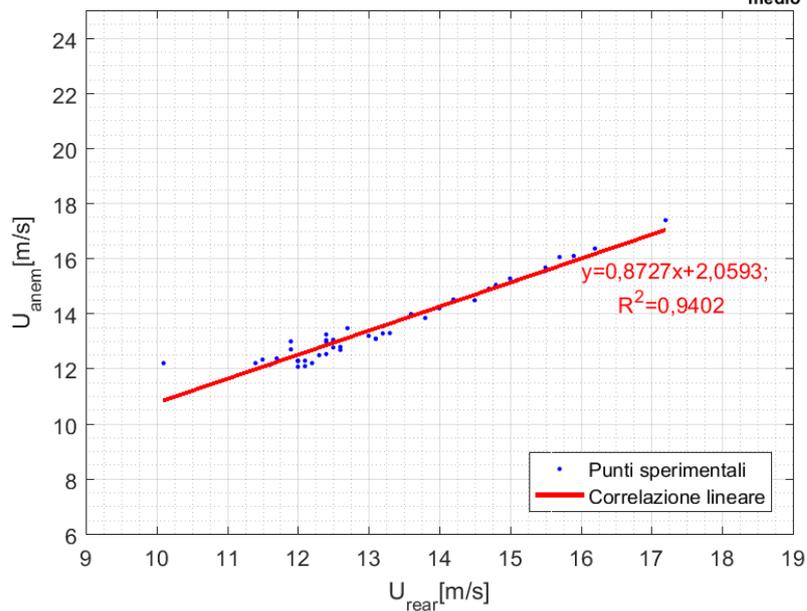


Figura 46 - Correlazione lineare sperimentale nel campo delle altre velocità.

Nel campo di velocità tra 12 e 17,42 m/s vale quindi l'equazione correttiva:

$$U' = 0,8727 \cdot U_{rear} + 2,0593$$

5.1.1 Osservazioni

Le tre equazioni correttive determinate non mostrano andamenti adeguati al fine di operare una correzione di velocità del vento. Nelle tre rette di correlazione ricavate dalle analisi,

$$U' = 0,6958 \cdot U_{rear} + 3,3362 \quad (\text{campo velocità intermedie})$$

$$U' = 0,807 \cdot U_{rear} + 1,4007 \quad (\text{campo basse velocità})$$

$$U' = 0,8727 \cdot U_{rear} + 2,0593 \quad (\text{campo delle alte velocità})$$

il primo coefficiente, cioè la pendenza, risulta smorzare in maniera netta la velocità in ingresso mentre il termine noto ha un valore eccessivamente elevato, che potrebbe portare ad una sovrastima della grandezza corretta. Si ritiene che il primo coefficiente, determinando in che proporzione venga considerata la velocità in input, dovrebbe avere un peso maggiore mentre sarebbe invece più consono che il termine additivo avesse valori più contenuti.

Il motivo principale per cui queste correlazioni sono poco realistiche è dovuto alla scarsa efficacia della regressione lineare, applicata ad un numero eccessivo di punti che per di più hanno andamento sparso. L'aspetto fuorviante è che, così facendo, si tiene conto di tutte quelle coppie di punti sperimentali con velocità del vento "reale" molto maggiore rispetto alla velocità rilevata dal sensore di turbina: cioè quei punti che in Fig.20 si trovano ad altezza più elevata. Anche osservando il grafico di Fig. 19, si possono individuare tali punti come quelli più lontani dalla curva di potenza del costruttore. L'abbassamento delle prestazioni della turbina non è dovuto in questo caso a fattori fluidodinamici relativi al vento, esclusi per le particolari condizioni in cui è stata operata questa correlazione (stesso tubo di flusso lungo la congiungente, $It < 18\%$). Si può ipotizzare per esempio che il controllo di imbardata abbia una certa inerzia e il ritardo nel modificare la posizione del rotore sottovento non lo faccia collocare costantemente in posizione ottimale. Oltre alle cause già accennate di sporcamento delle pale e di complessità del terreno, anche il non perfetto funzionamento del controllo di passo può portare alla riduzione delle prestazioni.

Dalla Fig.19 si osserva anche che i punti più vicini alla curva del costruttore, a parità di potenza elettrica, sono quelli a velocità del vento minore. Dati i test sperimentali e i calcoli statistici effettuati dal costruttore per costruire la curva di potenza in modo che sia affidabile, si ha modo di pensare che solo i dati di velocità minima misurata dall'anemometro di stazione siano quelli più idonei ad una correlazione lineare realistica. Per tale motivo si è eseguito un inviluppo dei minimi delle velocità della stazione anemometrica ($U_{anem,i}$) al variare delle corrispondenti velocità $U_{rear,i}$ nello stesso intervallo di tempo.

L'obiettivo è di trovare un metodo di correzione che non dia risultati anomali, restringendo le informazioni dell'anemometro di stazione e limitandole ai valori minimi. Le velocità del vento relative al retro di turbina, rappresentate in ascissa, vengono suddivise in intervalli di 0,1 m/s. Per ognuno di questi ΔU_{rear} si è trovata la corrispondente velocità indisturbata minima, registrata dalla stazione anemometrica ($U_{anem,MIN}$).

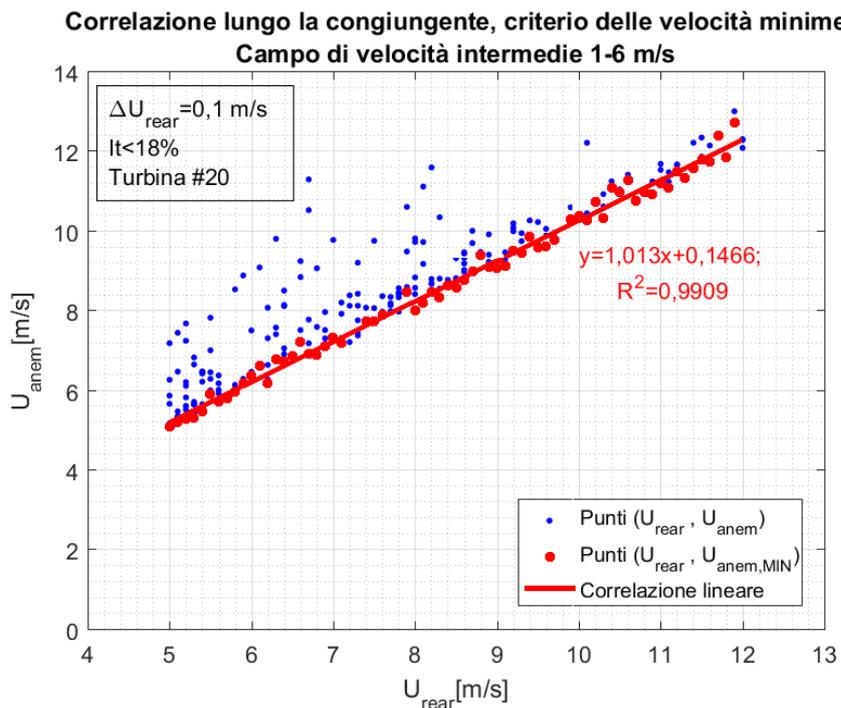


Figura 47 - Correlazione lineare sperimentale delle velocità lungo la congiungente stazione-turbina, $U_{anem} > U_{rear}$, $I_t < 18\%$, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

La retta di correlazione, determinata in seguito con il metodo di regressione lineare, risulta:

$$U' = 1,013 \cdot U_{rear} + 0,1466$$

I coefficienti della retta correttiva appaiono in questo caso più realistici.

5.2 Metodo di correzione statistico-sperimentale

Descritto nel già citato articolo [10], tale metodo adotta anch'esso la tecnica di regressione lineare per traslare i dati sperimentali di velocità senza modificare il corrispondente output di potenza elettrica.

Lo scopo del presente metodo di correzione è far fronte al *mismatch* tra la serie di dati sperimentali e la curva del costruttore, con un approccio che tenga conto anche dell'aspetto statistico rispetto ad una semplice correlazione lineare. Si ricordi che l'anemometro di turbina è collocato in una zona, dietro la navicella, dove parte dell'energia del vento è già stata sfruttata. Si deve quindi riportare le velocità del vento sul retro di turbina ad un valore il più vicino possibile a quello indisturbato di fronte alla turbina, in modo da calcolare l'energia disponibile del vento e poter valutare correttamente l'efficienza. Inoltre, questa correzione permette anche di valutare le prestazioni della turbina tramite un confronto diretto con la curva del costruttore.

Il procedimento, simile a quello di determinazione dei coefficienti durante la taratura di uno strumento di misura, si basa sul considerare lo stesso intervallo di riferimento di potenza elettrica tra dati sperimentali e curva del costruttore e, inoltre, è fondato sull'utilizzo della funzione cumulativa della distribuzione Gamma.

Nel metodo proposto si lavora inizialmente sul range delle velocità intermedie. Infatti dalla curva del costruttore è preso un set di $k=7$ punti fra i 6 m/s e i 12 m/s, per cui in questo intervallo si estrapolano le grandezze:

- U_{pc} la velocità del vento in m/s, riferita alla curva di potenza del costruttore
- $P_{pc}(U_{pc})$ la potenza elettrica in kW, corrispondente alla velocità scelta U_{pc} .

Si ricordi che la curva di potenza U_{pc} - P_{pc} non è continua perché il costruttore fornisce solitamente 25 coppie di punti.

Come già visto per il procedimento lineare, si scartano le coppie di dati ($U_{rear,i}$, $P_{SCADA,i}$) che non rispettano la condizione relativa alla turbolenza, per limitare almeno in parte i dati più dispersi:

- $It(U_{anem,i}) < 0,18$

Questa imposizione sui dati assicura che l'indice di intensità di turbolenza medio sia intorno al 12%. Dopodiché per ogni punto di potenza $P_{pc,k}$ è possibile definire un valore limite ε , che deve essere tale da definire un intervallo ridotto intorno a $P_{pc,k}$. Per il campo di velocità intermedie si pone:

- $\varepsilon = 0,01$

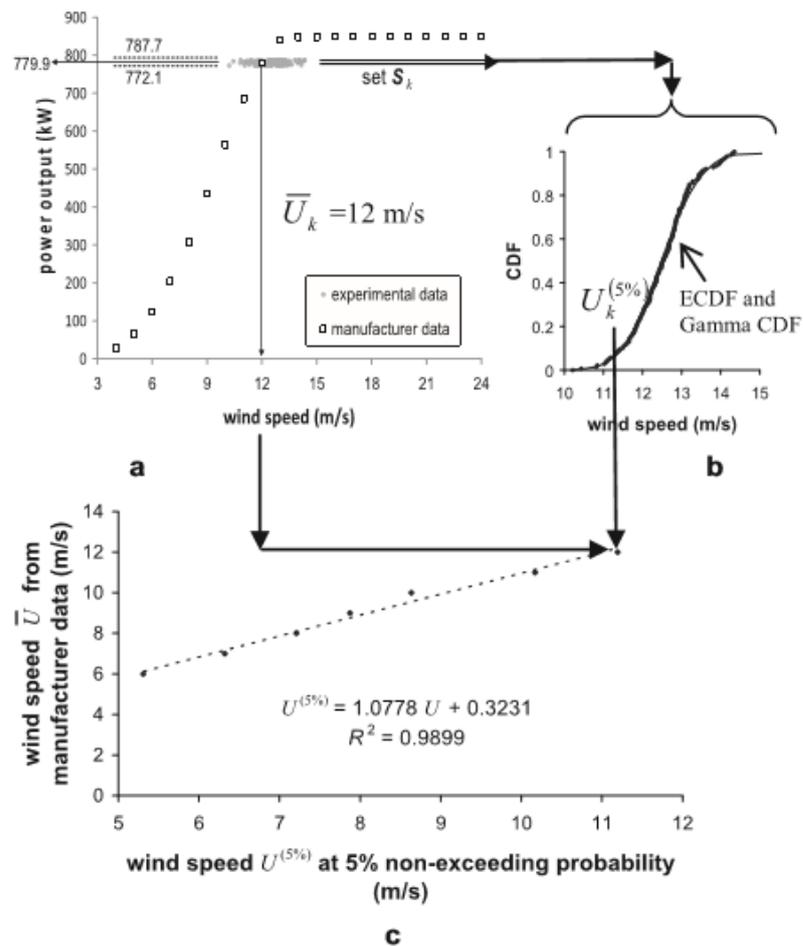


Figura 48 - Successione dei procedimenti per la determinazione dei punti soggetti alla regressione lineare nel metodo di correzione statistico del 5% non-exceeding. Dettaglio della costruzione del punto corrispondente alla coppia ($U_{pc}=12$ m/s, $P_{pc}=779,9$ kW). L'intervallo di potenza elettrica viene selezionato all'interno della soglia definita da $\varepsilon = 0,01$. [10].

In seguito viene definito un limitato set di punti sperimentali, S_k , intorno al punto $P_{pc,k}$:

$$S_k = \left\{ \left\{ U_{rear,i}, P(U_{rear,i}) \right\} : P(U_{rear,i}) \in [P_{pc,k}(1 - \varepsilon), P_{pc,k}(1 + \varepsilon)] \right\}$$

Questo passaggio è rappresentato in Fig.48, sezione a. Ogni set di dati S_i è caratterizzato da il suo valore medio $avg(S_k)$ e dalla sua varianza $var(S_k)$.

Impostando i punti di uno specifico set di dati come variabile casuale (*random variable*), è possibile ottenere una funzione cumulativa (*CDF, cumulative distribution function*) empirica (ECDF) rappresentata in Fig.48 (sezione b), da approssimare con la cumulativa di una funzione di densità di probabilità nota che abbia stessa media $avg(S_k)$ e deviazione standard $\sigma_{std}(S_k)$. Usando ad esempio una Gamma PDF (*probability density function*) con i parametri $a>0$ e $b>0$ e definita come:

$$f(U) = \frac{U^{a-1}}{b^a * \Gamma(a)} * e^{-\frac{U}{b}} \quad (U \geq 0)$$

dove

- $\Gamma(x)$ è la funzione Gamma
- $a=avg(S_i)^2/var(S_i)$
- $b=avg(S_i)/a$

dalla Gamma PDF descritta è ottenuta la corrispondente *CDF*, da cui si ricava il valore $U_k^{5\%}$, che rappresenta il punto di velocità che ha probabilità minore o uguale al 5%. Il procedimento grafico di questa operazione è rappresentato in Fig.48, sezione b. Si sceglie questa funzione cumulativa di distribuzione in quanto approssima in modo sufficientemente accurato la funzione cumulativa empirica. La velocità che ne deriva $U_k^{5\%}$ è rappresentativa del set S_k . Selezionare questo valore significa che la probabilità che la velocità sperimentale del retro di turbina associata alla potenza $P_{pc,k}$ sia superiore, è del 95%. Pertanto, la scelta è fatta in modo che la velocità determinata con questo metodo sia adeguatamente minore del valore di velocità del costruttore $U_{pc,k}$.

Si ripete il procedimento per tutti i $k=7$ punti pertanto per i data set S_k sono ottenuti 7 valori di $U_k^{5\%}$ tramite i quali si può costruire un correlazione con i corrispondenti valori $U_{pc,k}$. Ogni coppia di valori $(U_k^{5\%}, U_{pc,k})$ per $k=1,..7$ è rappresentata su un grafico con i valori di velocità del vento della curva del costruttore in ordinata e valori statistici di velocità del vento sperimentali. Così facendo i 7 punti sono stati disegnati e un trend viene esplicitato tramite una regressione lineare (Fig.48, sezione c).

Per il parco eolico considerato, nel periodo preso in esame, viene applicato questo metodo determinando una retta di correlazione $y=mx+a$, coerente con i risultati attesi: infatti il valore $U_k^{5\%}$ è sempre inferiore alla corrispondente $U_{pc,k}$. Ciò significa che il bordo sinistro della nuvola di punti $U_{rear}-P_{SCADA}$ è situato alla sinistra della curva del costruttore. $U_i^{5\%}$, per come viene definito, è infatti sufficientemente vicino al bordo sinistro della nuvola di punti.

I risultati dell'applicazione del metodo ai dati sperimentali del parco sono mostrati in Tab. 8.

	Calcolo dei valori del metodo di correzione statistico "5% non-exceeding"						
U_pc[m/s]	6	7	8	9	10	11	12
P_pc[kW]	240	400	626	892	1223	1590	1900
P_pc[kW]-ε	237,6	396	619,74	883,08	1210,77	1574,1	1881
P_pc[kW]+ε	242,4	404	632,26	900,92	1235,23	1605,9	1919
Num.punti Si	69	91	90	60	71	49	51
media	5,8667	6,9132	7,9578	8,9017	9,9577	11,1735	12,5686
varianza	0,0311	0,03	0,0384	0,0386	0,3176	0,0762	0,3526
dev_std	0,17635	0,173205	0,1959592	0,19647	0,56356	0,276043	0,593801
a	1107,4	1590,6	1648,2	2154,6	312,19	1639,3	448,02
b	0,0053	0,0043	0,0048	0,0041	0,0319	0,0068	0,0281
U_5% [m/s]	5,5797	6,6306	7,6381	8,5886	9,0492	10,7235	11,6081

Tabella 8 - Valori calcolati del metodo di correzione statistico, Campo di velocità del vento intermedie da 6 a 12 m/s, Turbina 20, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Indice di intensità di turbolenza medio del 12%, $\varepsilon = 0,01$

Pertanto, come si vede in Fig. 49, in questo caso l'equazione correttiva per la velocità del vento sul retro della navicella, valida nel campo di velocità 6-12 m/s, risulta:

$$U' = 1,0006 \cdot U_{rear} + 0,4493$$

Questa correlazione è il risultato dell'applicazione dell'analisi di regressione lineare tra un numero limitato di punti: le velocità sperimentali determinate statisticamente con il metodo e quelle corrispondenti sulla curva del costruttore.

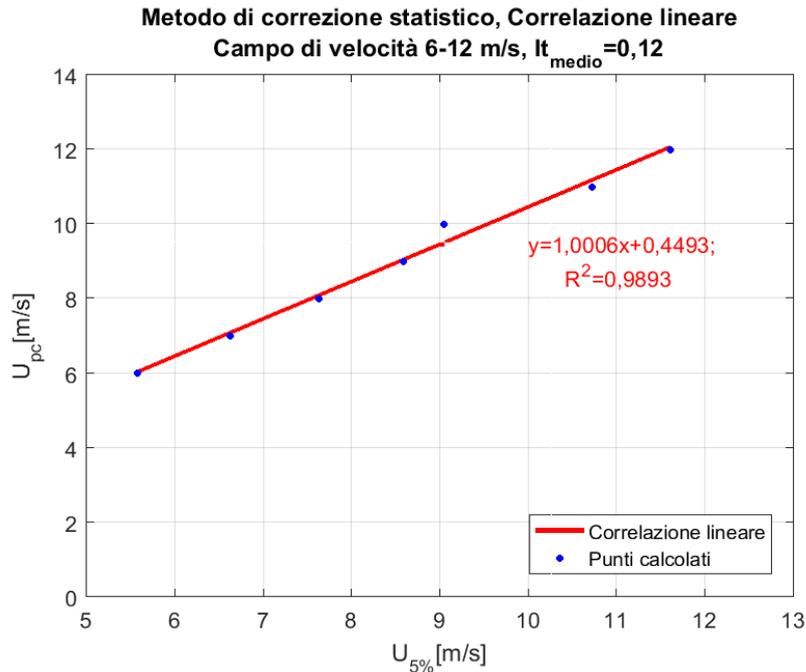


Figura 49 - Retta di correlazione lineare delle velocità del vento ricavata con il metodo di correzione statistico del 5% non-exceeding probability, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Si nota che correggere ogni coppia ($U_{rear,i}$ - $P_{SCADA,i}$) utilizzando la correlazione lineare $U_{5\%}$ - U_{pc} significa ottenere una serie di dati U'_i - $P_{SCADA,i}$ vicina quanto basta alla curva del costruttore.

Questo metodo si propone di risolvere il problema del mismatch dovuto al posizionamento dell'anemometro di turbina sulla parte posteriore della navicella. Si produce infatti una serie di punti U' - P_{SCADA} che trasla verso destra sul piano (P_{el} , U) della curva di potenza, venendo il bordo sinistro della nuvola di punti sperimentali a coincidere con la curva del costruttore. Nel paragrafo successivo si paragonano i risultati ottenuti dopo la correzione con il metodo statistico e quelli della correlazione sperimentale determinata con la velocità del vento rilevata dalla stazione anemometrica. In un certo senso la serie di coppie U' - P_{SCADA} rappresenta una stima dei valori U_{anem} - P_{SCADA} .

Il metodo proposto viene applicato anche agli altri range di velocità del vento. Infatti dalla curva del costruttore è preso un set di $j=5$ punti fra 2 m/s e 6 m/s e un altro di $z=6$ punti tra 12 m/s e 16 m/s.

Calcolo dei valori del metodo di correzione statistico "5% non-exceeding"					
U_pc[m/s]	2	3	4	5	6
P_pc[kW]	2	18	56	127	240
P_pc[kW]-ε	1,8	16,2	50,4	114,3	237,6
P_pc[kW]+ε	2,2	19,8	61,6	139,7	242,4
Num.punti Si	192	267	594	732	69
media	2,213	2,7963	3,7396	4,7888	5,8667
varianza	0,0178	0,0275	0,0383	0,0439	0,0311
dev_std	0,1334	0,1658	0,1957	0,2095	0,1764
a	275,328	284,28	364,991	522,753	1107,4
b	0,008	0,0098	0,0102	0,0092	0,0053
U_5% [m/s]	1,9983	2,5292	3,4235	4,4496	5,5797

Tabella 9 - Valori calcolati del metodo di correzione statistico, Campo di velocità del vento basse da 2 a 6 m/s, Turbina 20, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Indice di intensità di turbolenza medio del 12%, $\varepsilon=0,1$

Si sottolinea che il valore di ε è stato aumentato a 0,1, eccetto per il punto relativo a 6 m/s per cui invece si è tenuto il valore precedente, in modo da avere continuità.

Il punto della curva del costruttore a 1 m/s non viene considerato poiché la potenza corrispondente è nulla. La retta risultante è mostrata in Fig.50.

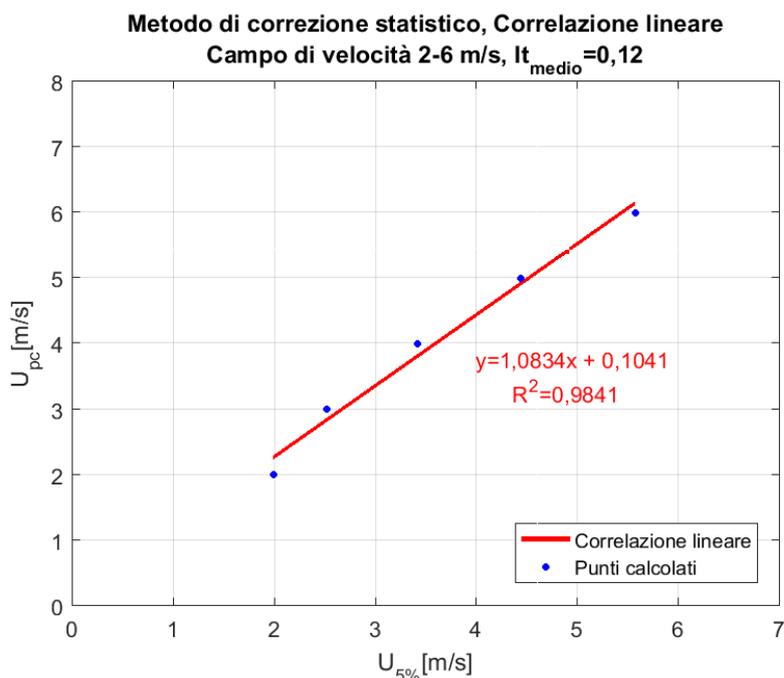


Figura 50- Retta di correlazione lineare ricavata con il metodo di correzione statistico del 5% non-exceeding per il campo delle basse velocità, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Infine in Fig.51 si mostra la correlazione per l'ultimo campo di velocità da considerare, cioè quello delle alte velocità.

Calcolo dei valori del metodo di correzione statistico "5% non-exceeding"					
U_pc[m/s]	12	13	14	15	16
P_pc[kW]	1900	2080	2230	2300	2310
P_pc[kW]-ε	1898,1	2077,92	2227,77	2297,7	2307,69
P_pc[kW]+ε	1901,9	2082,08	2232,23	2302,3	2312,31
Num.punti Si	4	4	9	12	573
media	12,5	13,35	14,3889	15,1333	16,9946
varianza	0,14	0,11	0,1511	3,0333	3,4243
dev_std	0,3742	0,3317	0,3887	1,7416	1,8505
a	1116,1	1620,2	1370,1	75,5	84,3425
b	0,0112	0,0082	0,0105	0,2004	0,2015
U_5% [m/s]	11,891	12,8092	13,7555	12,387	14,0696

Tabella 10- Valori calcolati del metodo di correzione statistico, Campo di velocità del vento alte(da 12 a 16 m/s), Turbina 20, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Indice di intensità di turbolenza medio del 12%, $\epsilon=0,001$.

Per gli intervalli di potenza di questo campo di velocità si utilizza un ϵ pari a 0,001.

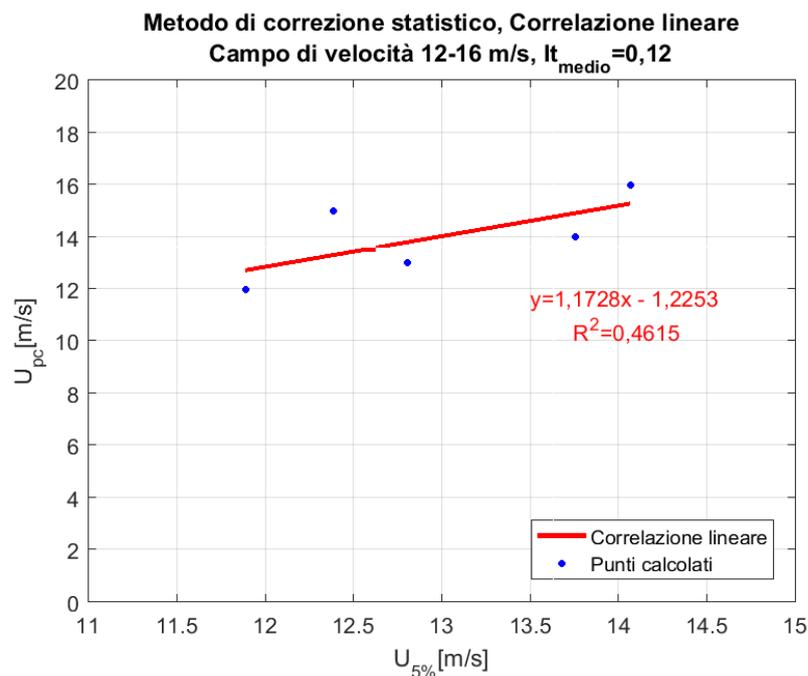


Figura 51 – Retta di correlazione lineare ricavata con il metodo di correzione statistico del 5% non-exceeding per il campo delle alte velocità, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

L'equazione correttiva, limitatamente al campo 12-16 m/s, come si vede in Fig.51 risulta:

$$U' = 1,1728 \cdot U_{rear} - 1,2253$$

Per l'ultimo campo di velocità analizzato, un R quadro basso indica la ridotta qualità della correlazione dei punti calcolati secondo il metodo statistico. Di conseguenza ci si aspetta una minore accuratezza della equazione correttiva per le alte velocità. Per le successive velocità, da 17 a 25 m/s non è possibile applicare questo metodo statistico-sperimentale in quanto, come dichiarato dal costruttore, la potenza elettrica prodotta rimane costante pertanto le velocità sperimentali considerate rimarrebbero le stesse per ogni intervallo di potenza.

5.3 Confronto tra i due metodi: validity check del metodo statistico-sperimentale

Si rappresentano nello stesso grafico per il campo di velocità intermedie, in Fig.52, le tre rette di correlazione appena determinate: la prima ottenuta direttamente dai dati sperimentali ($U_{anem,i}, U_{rear,i}$) secondo le condizioni imposte sulla direzione e sulla turbolenza, la seconda è analoga ma ottenuta con il criterio di selezione delle velocità minime indisturbate e la terza grazie al metodo statistico-sperimentale.

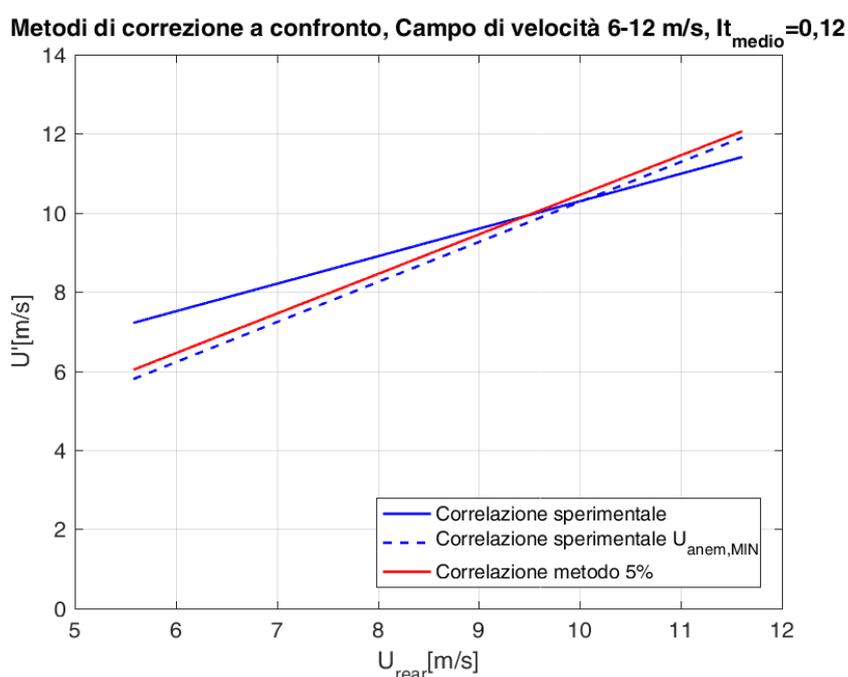


Figura 52 - Confronto tra i metodi di correzione determinati secondo correlazioni lineari nel campo di velocità intermedie, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Si nota che la correlazione sperimentale ottenuta con il criterio di involuppo delle velocità del vento indisturbate minime ha andamento prossimo alla retta del metodo di correzione statistico sperimentale. Ciò costituisce una prova importante dell'affidabilità del metodo del 5% non-exceeding probability. Si procede ad un confronto dell'equazione correttiva del metodo statistico sperimentale con la correlazione sperimentale con andamento meno prossimo.

Nonostante i valori dei coefficienti delle rette determinate non siano prossimi, gli andamenti delle rette in questo ristretto campo di velocità del vento sono analoghi.

Per avere una misura di quanto la correlazione statistico-sperimentale differisca rispetto a quella determinata nella direzione della congiungente, si definiscono una sorta di errore assoluto e di errore relativo, ricavati considerando come “esatta” la retta di correlazione sperimentale. Data una velocità in ingresso da correggere U_{rear} , compresa tra 6 e 12 m/s, e le due equazioni di correlazione denominate per semplicità $U'_{cong}(U_{rear})$ e $U'_{5\%}(U_{rear})$, gli errori vengono definiti come:

$$e_{ass}(U_{rear}) = |U'_{5\%}(U_{rear}) - U'_{cong}(U_{rear})|$$

$$e_{rel}(U_{rear}) = \frac{|U'_{5\%}(U_{rear}) - U'_{cong}(U_{rear})|}{|U'_{cong}(U_{rear})|}$$

Si nota che in questo caso questi errori non sono utilizzati propriamente, in quanto la loro definizione richiede che il calcolo sia compiuto tra grandezze fisiche vere e proprie e non tra rette di correlazione. Tuttavia si pensa che sia comunque utile ricavare gli andamenti di questi errori al fine di quantificare le differenze tra i due metodi.

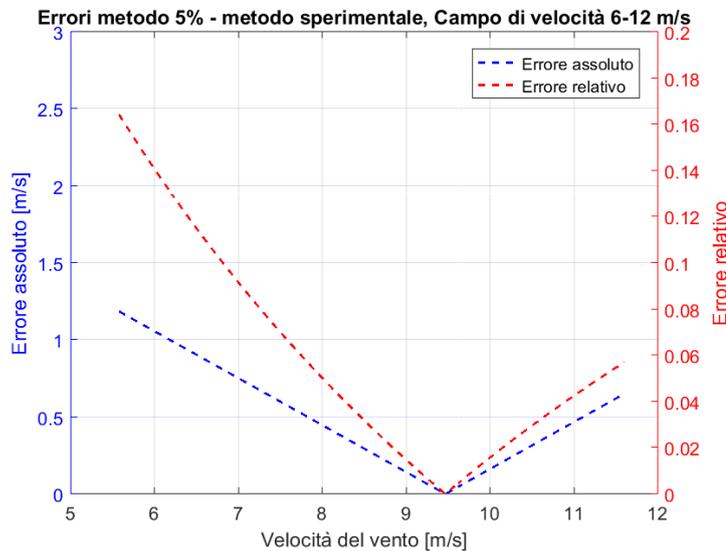


Figura 53 - Errori assoluto e relativo della correlazione statistico sperimentale rispetto alla correlazione sperimentale lungo la congiungente.

Come si vede l’errore assoluto ha un massimo intorno a 1,18 m/s mentre quello relativo si spinge non oltre il 16%. Questi massimi sono inoltre in corrispondenza delle basse velocità,

dove si è notato esserci una più ampia dispersione dei dati di velocità rilevati dalla stazione anemometrica. Si osserva inoltre dalla Fig.29 che le due rette di correlazione sono incidenti: prima del punto di intersezione (intorno a 9,5 m/s) la correlazione del metodo del 5% sottostima la velocità rispetto alla correlazione sperimentale, dopo aver superato questo punto invece avviene il contrario. Ciò fa pensare ad un equilibrarsi delle quantità in un certo senso, per lo meno dal punto di vista dell'energia dal vento, che come si è visto è proporzionale al cubo della velocità. In definitiva, anche se non particolarmente accurato il metodo statistico-sperimentale può rivelarsi efficace per la correzione dei dati nel campo di velocità 6-12 m/s.

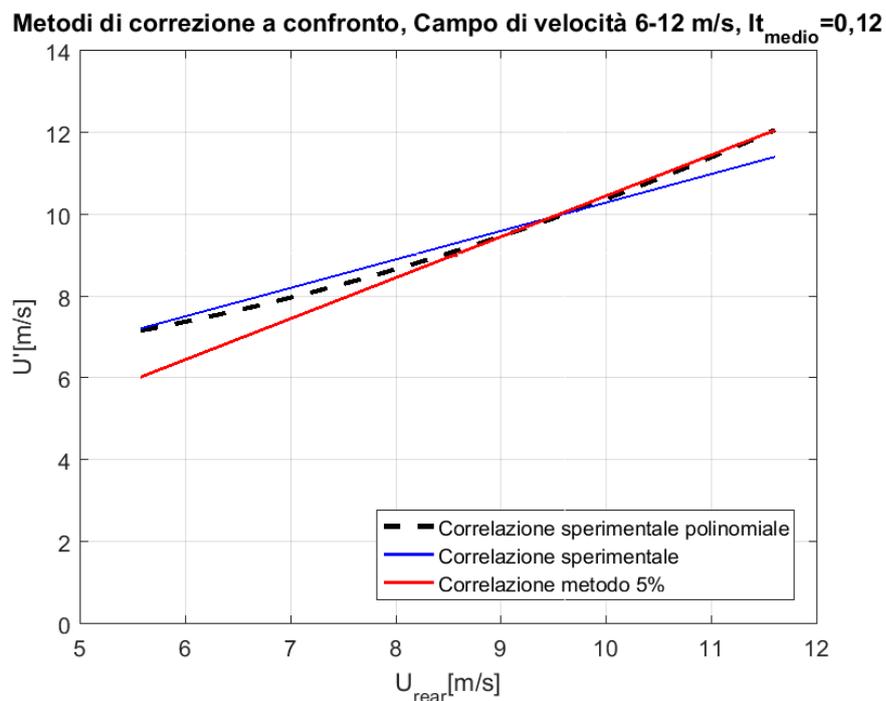


Figura 54 - Confronto tra le correlazioni ottenute per la correzione dei dati di velocità sul retro di turbina, Campo di velocità intermedie, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

Si rappresenta anche la correlazione polinomiale del secondo ordine lungo la congiungente, che descrive in modo più accurato i dati sperimentali nell'intervallo selezionato. Quest'ultima è ancora più vicina, come si vede dal punto di vista grafico, all'andamento previsto dal metodo statistico-sperimentale.

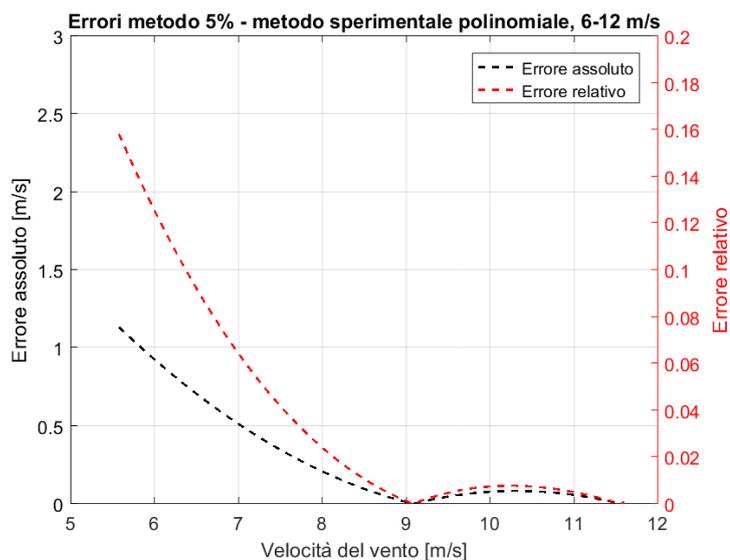


Figura 55 - Errori assoluto e relativo della correlazione statistico sperimentale rispetto alla correlazione sperimentale polinomiale lungo la congiungente.

Il massimo errore assoluto e quello relativo sono ancora più bassi (1,13 m/s e 15,8%), così come l'andamento generale dei due errori, che è più prossimo allo zero. Entrambi i confronti con le correlazioni ottenute confermano l'affidabilità del metodo di correzione di “probabilità del 5%”.

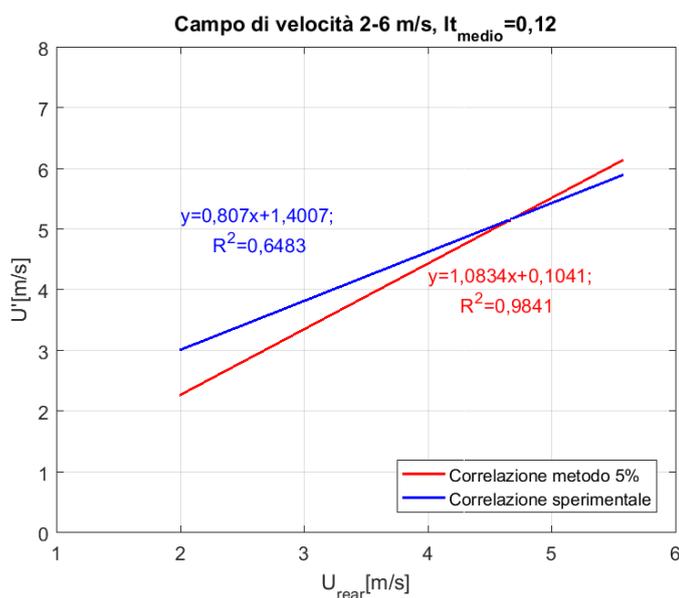


Figura 56 - Confronto tra le correlazioni ottenute per la correzione dei dati di velocità sul retro di turbina, Campo delle basse velocità, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

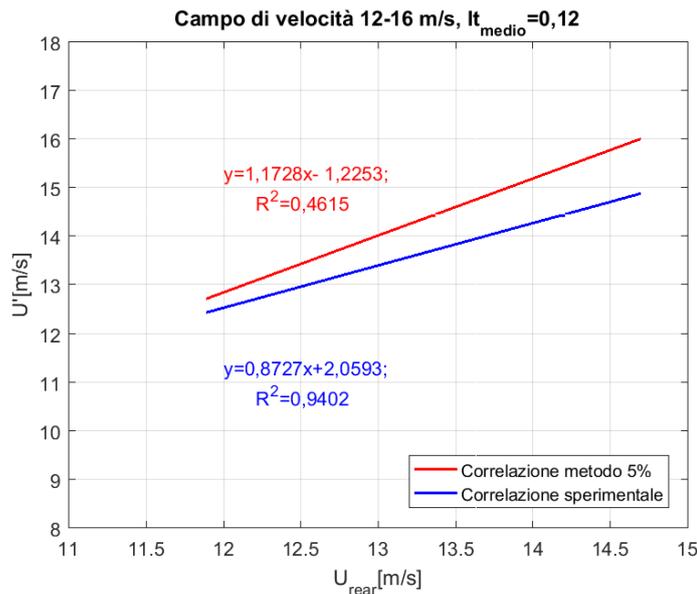


Figura 57 - Confronto tra le correlazioni ottenute per la correzione dei dati di velocità sul retro di turbina, Campo delle alte velocità, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

5.4 Analisi del mismatch dopo la correzione dei dati

Ogni procedimento di correzione dei dati ha prodotto una diversa equazione lineare $y=mx+b$, dove m e b sono i coefficienti correttivi. Queste relazioni sono utilizzate per correggere la velocità sperimentale misurata dall'anemometro sul retro di turbina U_{rear} ottenendo U' , rappresentativa della velocità del vento di fronte al mozzo di turbina.

Si impone che la potenza elettrica associata a U_{rear} , $P(U_{rear})$, e quella associata a U' , $P(U')$, siano le stesse:

$$P(U_{rear,i}) = P(U'_i)$$

Entrambe queste potenze elettriche, associate quindi a due diversi valori di velocità del vento, sono rappresentata dalla grandezza monitorata dal sistema SCADA e intese come quantità medie sui 10 minuti.

Essendo U' la stima della velocità di fronte al mozzo di turbina, la relazione tra le velocità del vento considerate si esprime come:

$$U' = m * U_{rear} + b$$

In cui m e b sono i coefficienti dell'equazione $y=mx+b$, ottenuta per ognuno dei metodi di correzione.

5.4.1 Mismatch del metodo di correzione sperimentale

In questo caso le equazioni correttive nei tre campi delle velocità del vento, in ordine crescente, sono:

- $U' = 0,807 \cdot U_{rear} + 1,4007$ (campo delle basse velocità)
- $U' = 0,6958 \cdot U_{rear} + 3,3362$ (campo delle velocità intermedie)
- $U' = 0,8727 \cdot U_{rear} + 2,0593$ (campo delle alte velocità)

Tutte le coppie $(U'_i, P_{SCADA,i})$, ottenute dopo la correzione della $U_{rear,i}$, vengono rappresentate su un diagramma potenza elettrica-velocità del vento e confrontate con le corrispondenti coppie $(U_{anem,i}, P_{SCADA,i})$.

Per il campo di velocità intermedie viene prevista la correzione anche per mezzo della correlazione lineare polinomiale del secondo ordine.

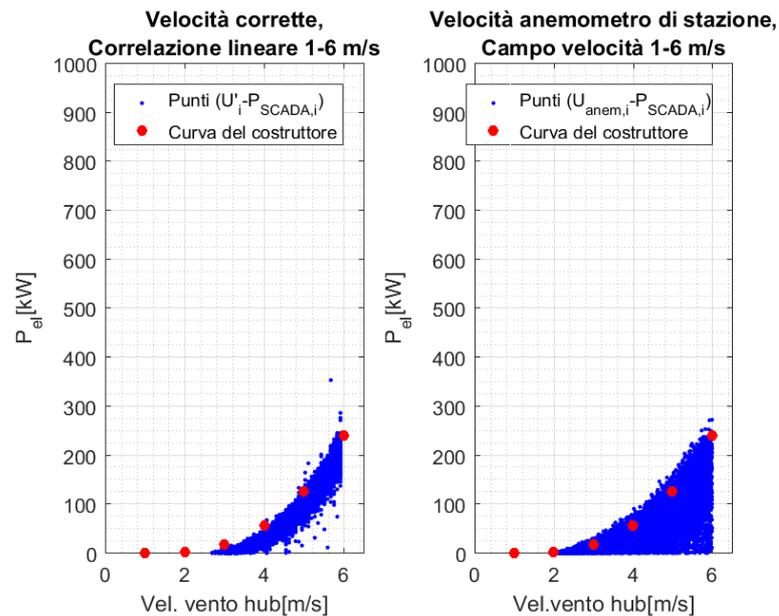


Figura 58 - Mismatch dopo la correzione delle velocità U_{rear} con il metodo sperimentale confrontato con il mismatch dei punti determinati a partire dalle velocità della stazione anemometrica.

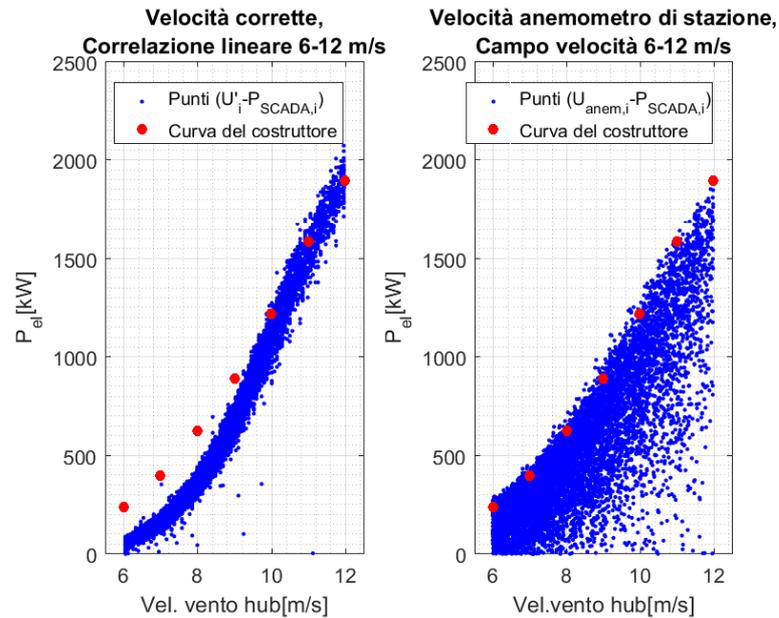


Figura 59 - Mismatch dopo la correzione delle velocità Urear con il metodo sperimentale confrontato con il mismatch dei punti determinati a partire dalle Uanem,i..

Come si può notare, la correlazione lineare sperimentale non risulta ottimizzata a partire dalle velocità del vento superiori a circa 10 m/s. La nuvola di punti sperimentali si colloca infatti al di sopra dei punti del costruttore per un consistente numero di dati nella zona più a destra.

Questo è dovuto innanzitutto al fatto che i dati sperimentali analizzati lungo la congiungente, alle velocità basse sono fortemente dispersi rispetto alla curva del costruttore e conseguentemente la retta di correlazione si è abbassata lungo l'asse delle ordinate. Questo dà come risultato, nei casi con velocità tendenti a 12 m/s, un valore di velocità corretta U' uguale o persino minore rispetto a quella relativa al sensore anemometrico. Evidentemente ciò non è possibile pertanto si è considerato anche la correlazione polinomiale che meglio approssima la disposizione dei punti sperimentali considerati (Fig.23).

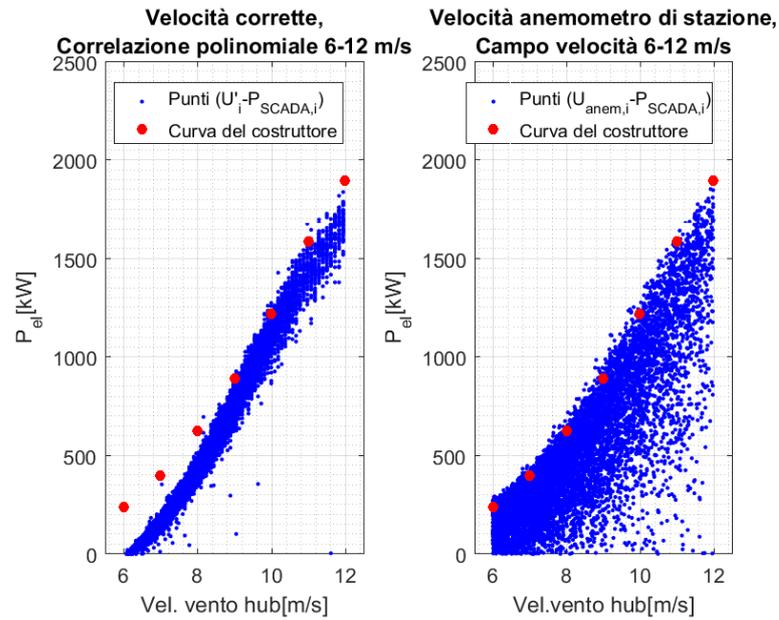


Figura 60 - Mismatch dopo la correzione delle velocità Urear con la correlazione sperimentale polinomiale, confrontato con il mismatch dei punti determinati a partire dalle Uanem,i..

Quanto avviene in precedenza con l'equazione correttiva ricavata dalla correlazione sperimentale più semplice non accade se si utilizza la correlazione polinomiale. Essa infatti approssima con una maggiore accuratezza l'andamento dei punti sperimentali $U_{anem,i}-P_{SCADA}$ registrato.

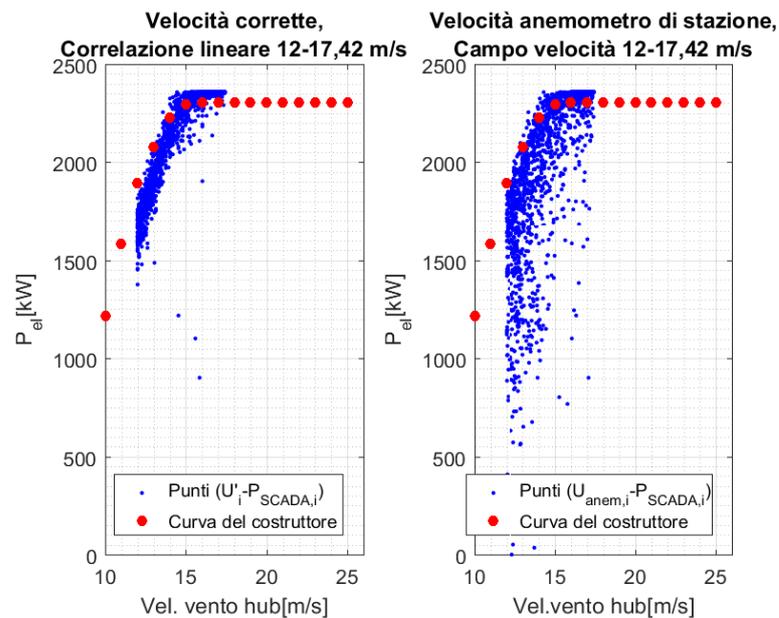


Figura 61 - Mismatch dopo la correzione delle velocità Urear con il metodo sperimentale confrontato con il mismatch dei punti determinati a partire dalle Uanem,i.

Si osserva che nell'ultimo intervallo di velocità la correlazione è valida solo fino ad una velocità di 17,42 m/s pertanto viene troncata la nuvola di punti in corrispondenza di tale valore dato che il confronto con i dati della stazione anemometrica risulta significativo solo fino a quell'ascissa.

5.4.2 Mismatch del metodo di correzione statistico-sperimentale

Si ricordino le equazioni correttive ricavate con il metodo di correzione statistico, in ordine crescente di campo di velocità del vento:

- $U'_{5\%} = 1,0834 \cdot U_{rear} + 0,1041$ (campo delle basse velocità)
- $U'_{5\%} = 1,0006 \cdot U_{rear} + 0,4493$ (campo delle velocità intermedie)
- $U'_{5\%} = 1,1728 \cdot U_{rear} - 1,2253$ (campo delle alte velocità)

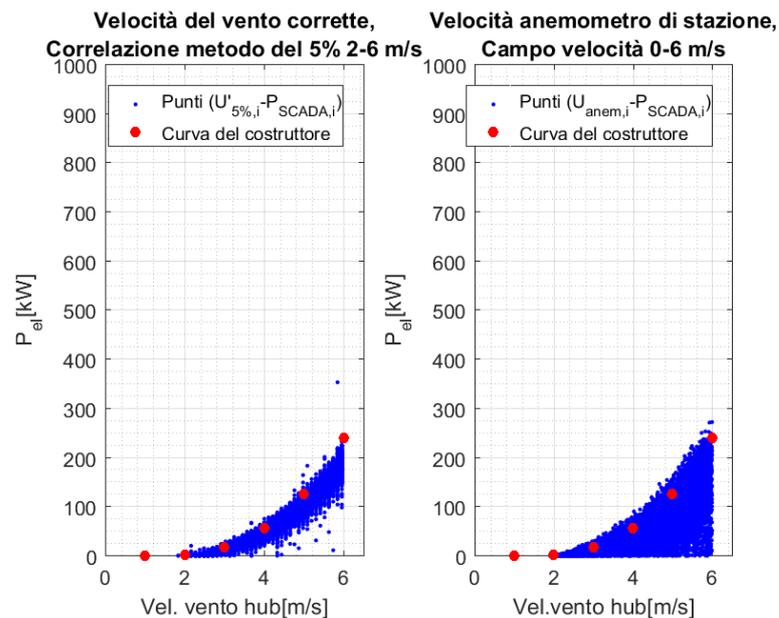


Figura 62 - Figura 63 - Mismatch prima e dopo la correzione delle velocità del vento U_{rear} con il metodo statistico-sperimentale nel campo delle basse velocità del vento.

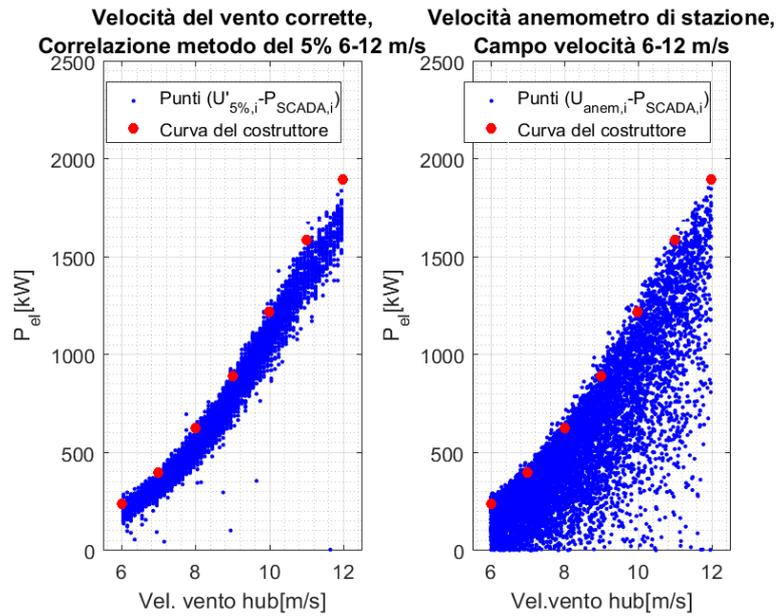


Figura 64 - Mismatch dopo la correzione delle velocità del vento Urear con il metodo della 5% non exceeding probability. Confronto con i punti (U_{anem}, P_{SCADA}) nel campo delle velocità intermedie.

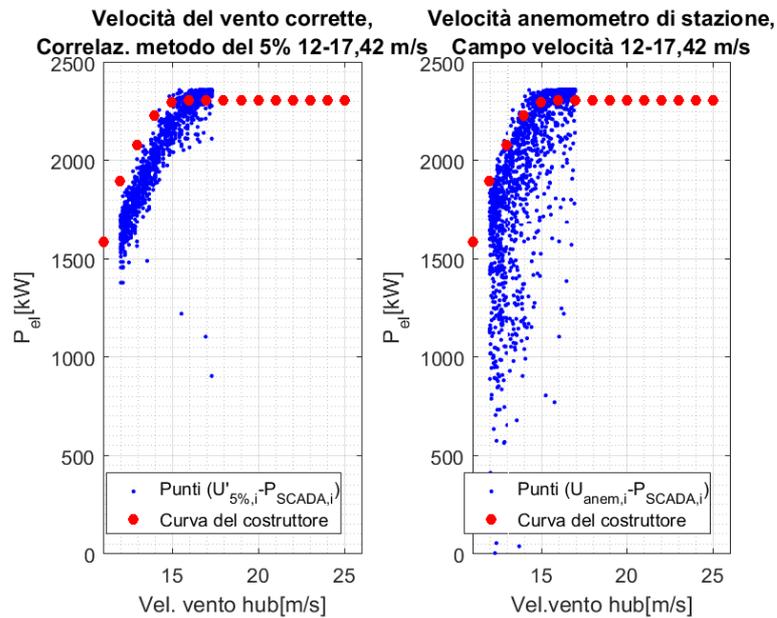


Figura 65 - Figura 66 - Mismatch prima e dopo la correzione delle velocità del vento U_{rear} con il metodo statistico.

Da i grafici risulta che con il metodo della “5% non-exceeding probability” si ha una correzione dei dati plausibile. Non a caso l’andamento della nuvola di punti segue la curva del

costruttore senza distaccarsene perché ciò è stato imposto nella costruzione del metodo stesso. Nel campo di velocità intermedie si nota la concordanza con l'approssimazione polinomiale, con cui sono stati corretti i dati nel paragrafo precedente (Fig.37).

5.4.3 Osservazioni

I metodi di correlazione hanno prodotto buoni risultati se confrontati con la curva sperimentale U_{anem} - P_{SCADA} . Tuttavia il metodo “5% non-exceeding probability” viene utilizzato per i successivi calcoli sulle efficienze del parco, essendo più accurato dal punto di vista statistico.

Rimane il fatto che in tutti i casi, anche quando si vadano a selezionare i dati di velocità per lo stesso tubo di flusso, ci sia un forte discostamento dei punti sperimentali dagli standard previsti dal costruttore.

Non si può esplorare in modo completo le ragioni di questa dispersione di punti rispetto alla curva del costruttore utilizzando solo i dati sperimentali su cui si basa questo studio. Si dovrebbe impostare l'analisi da altri punti di vista tenendo conto di queste due possibili causanti che influenzano la curva di potenza della turbina eolica:

- La complessità del terreno,
- i fenomeni atmosferici,
- lo sporcamento delle pale.

Per quanto riguarda il primo fattore, la **geomorfologia locale** può avere una marcata influenza sulle componenti direzionali del vento, sulla turbolenza e causare una evidente deviazione rispetto alla curva del costruttore. In particolare in siti di regioni montagnose e boschive nell'entroterra, nei recenti anni si sono rilevate nette deviazioni nell'output di energia annuale rispetto al valore previsto. La complessità del terreno infatti varia le condizioni del flusso in ingresso. Esso è influenzato da depressioni o pendenze che formino un angolo con la direzione del vento, oltre che da aree boschive e qualsiasi altro tipo di ostacolo. L'effetto principale è il formarsi di una scia turbolenta tale da impedire al rotore che arrivi lo stesso flusso uniforme tipico delle prove di misura fatte in zone pianeggianti e senza ostacoli.

L'esperienza ha dimostrato che la curva di potenza può venire modificata negativamente da questo effetto quanto più è bassa la torre di sostegno. Torri più alte sono indispensabili infatti in terreni di morfologia complessa.

Si ricorda che la stazione anemometrica del caso analizzato è a circa 156 m dalla turbina presa in esame: ridotte ma apprezzabili variazioni del flusso d'aria tra questi due punti non possono essere totalmente escluse.

In merito a i **fenomeni atmosferici**, soprattutto la formazione di ghiaccio può alterare i profili aerodinamici fino a far spegnere le macchine eoliche per motivi di sicurezza. Anche l'influenza di piogge lunghe e intense o neviccate ha un'influenza non trascurabile sul rendimento. Alcuni studi rilevanti sostengono che si può riscontrare un apprezzabile decremento di potenza in caso di pioggia. Le cause che sono state individuate sono un minore impulso del rotore dovuto alle collisioni con le gocce d'acqua, che impattando e disperdendosi sulle pale portano anche ad un aumento della rugosità della superficie. Di conseguenza in corrispondenza della punta il profilo palare diventa turbolento e non più performante.

Per quanto riguarda lo **sporciamento delle pale**, l'incremento della rugosità superficiale delle pale per la presenza di impurità è uno dei motivi principale di deviazione dalla curva del costruttore. L'accumulo di materiale si forma con lunghi periodi di siccità e alte temperature in estate. La zona del parco eolico considerato è caratterizzato da un paesaggio secco e sabbioso, la pioggia può non presentarsi per mesi durante la stagione estiva. Si tratta di un misto di polveri e corpi di insetti che rimangono incollati sul bordo della superficie della pala che impatta per prima il vento.

Questo fattore non dipende solo dalle condizioni atmosferiche ma anche dalle caratteristiche del sito stesso: ad esempio avviene con minore frequenza in regioni con foreste e prati rispetto ad aree desertiche e dal clima secco. Anche in questo caso un ruolo decisivo lo gioca l'altezza della torre, che superando 100 metri o più di quota attenua chiaramente questo effetto.

Il problema dell'accumulo di detriti sulle pale ha conseguenze più pesanti sulle turbine controllate in stallo, che si verifica a velocità inferiori e comporta un peggioramento netto della curva di potenza. Anche con il controllo di passo si nota un abbassamento delle performance nella regione dei carichi parziali.

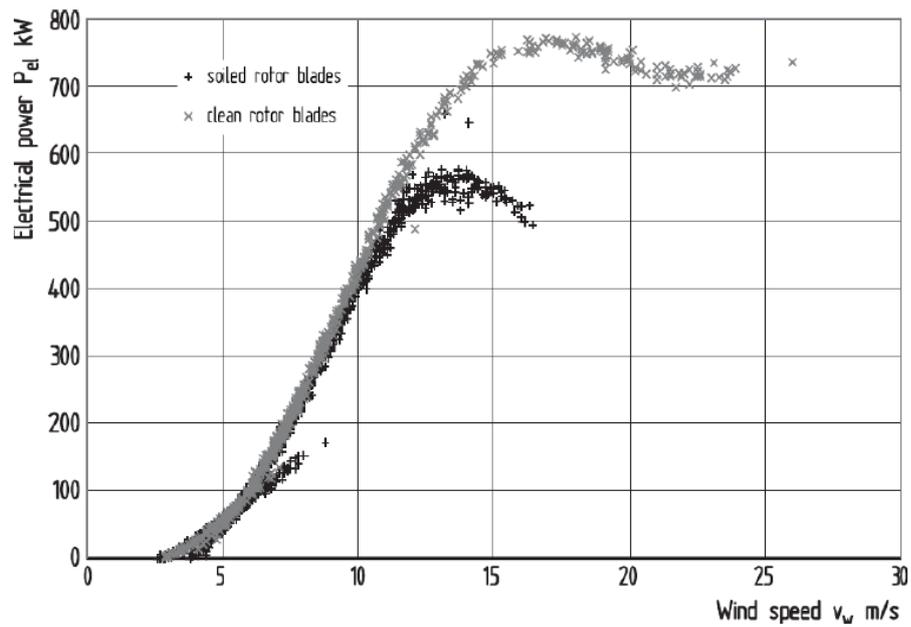


Figura 67 - Curva di potenza di una turbina con controllo di stallo. L'aerogeneratore si trova in un parco nel Nord della Spagna su un piccolo altopiano con superficie sabbiosa. Più in scuro la curva con le pale soggette a sporcamento durante la stagione estiva.

In alcuni siti il prolungamento delle operazioni con pale soggette a consistente accumulo di materiale porta a perdite non accettabili di energia prodotta.

Capitolo 6: Analisi dei dati del parco eolico

Utilizzando i dati sperimentali disponibili, viene esaminata la fonte di energia primaria, il vento, in termini di direzione, frequenza, velocità media e turbolenza.

Si effettuano due differenti valutazioni della efficienza della turbina studiata, determinate partendo da due diversi dati di velocità del vento: la prima dai dati sperimentali della stazione anemometrica, la seconda dalle velocità corrette con il metodo statistico-sperimentale. I primi risultati ottenuti sono quelli relativi al caso particolare del tubo di flusso di vento lungo la congiungente stazione meteorologica-turbina. Significativo poi è il confronto dei risultati ottenuti rispetto alla curva del Coefficiente di potenza del costruttore.

Si esegue in seguito uno studio dell'effetto ombra in una zona circoscritta del parco.

Infine si riportano i risultati sugli indicatori di disponibilità calcolati per tutte gli aerogeneratori della *wind farm*.

6.1 Caratterizzazione della risorsa

Per mezzo dei dati provenienti dalla stazione meteorologica è possibile ottenere la velocità del vento media riferita ad ogni direzione principale, la frequenza relativa e la frequenza assoluta delle direzioni del vento, riferite al periodo in cui sono fornite le misure.

La *frequenza relativa* riferita ad una particolare direzione del vento è la percentuale di dati di velocità del vento provenienti dalla direzione a cui si fa riferimento, rispetto alla totalità delle misurazioni. La rosa dei venti, diagramma che rappresenta schematicamente la provenienza di essi, è in questo caso realizzata a 16 "punte" (possono essere anche 4,12 o 32).

Il sensore di direzione della stazione meteorologica fornisce, per ogni intervallo i -esimo di 10 minuti, la grandezza $D_{anem,i}$. Si tratta della direzione media calcolata sull'intervallo i -esimo, in gradi, tale per cui la direzione Nord (N) è identificata con "0°". Ad ogni dato di velocità media $U_{anem,i}$ è associato un dato di direzione media ben preciso $D_{anem,i}$, entrambi riferiti allo stesso intervallo temporale i -iesimo della durata di 10 minuti.

$$U_{anem,i} \xleftrightarrow{\text{intervallo di tempo } i\text{-esimo}} D_{anem,i} \quad i = 1, \dots, n$$

Le misure di velocità del vento dalla stazione anemometrica, a cui corrisponde una misura della direzione grazie al relativo sensore, vengono suddivise in 16 range corrispondenti ad altrettanti settori circolari, che rappresentano le 16 direzioni possibili del vento. Queste informazioni possono essere sintetizzate in una rosa dei venti riferita al caso studiato, che oltre indicare semplicemente le 16 direzioni principali, viene arricchita con le rappresentazioni della frequenza relativa, della velocità media del vento e della potenza aerodinamica media di ciascuna direzione.

Analisi direzione vento, 22 febbraio - 31 dicembre 2015, Sensore direzione a m 62				
Direzioni vento	Range [°]	Frequenza ass.	Frequenza rel. [%]	Uanem,avg [m/s]
N	348,75 - 11,25	973	2,16%	3,89
NNE	11,25 - 33,75	1629	3,62%	6,07
NE	33,75 - 56,25	2421	5,38%	5,34
ENE	56,25 - 78,75	2049	4,56%	3,22
E	78,75 - 101,25	1513	3,36%	4,20
ESE	101,25 - 123,75	1838	4,09%	5,56
SE	123,75 - 146,25	3137	6,97%	6,93
SSE	146,25 - 168,75	2271	5,05%	6,47
S	168,75 - 191,25	1305	2,90%	3,65
SSO	191,25 - 213,75	1389	3,09%	3,19
SO	213,75 - 236,25	1375	3,06%	2,89
OSO	236,25 - 258,75	2525	5,61%	4,71
O	258,75 - 281,25	5005	11,13%	5,52
ONO	281,25 - 303,75	9136	20,31%	7,26
NO	303,75 - 326,25	6314	14,04%	6,50
NNO	326,25 - 348,75	2101	4,67%	3,79
TOTALE	0-360	44981	100,00%	

Tabella 11 - Analisi di frequenza e velocità media delle direzioni del vento dal 22 febbraio al 31 dicembre 2015

Tramite un codice di calcolo computazionale implementato su MATLAB, i dati di velocità nello stesso range di direzione vengono separati e conseguentemente viene calcolata la media aritmetica per ogni settore circolare.

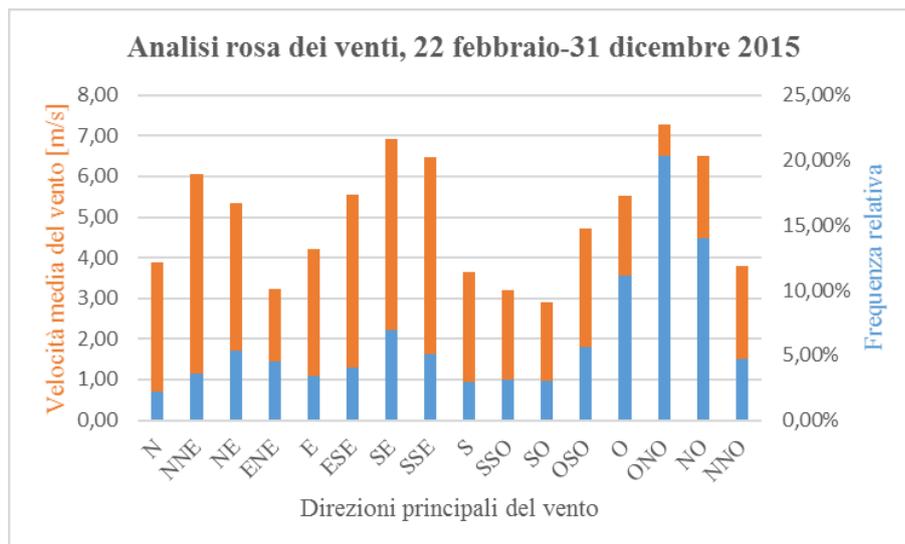


Figura 68 - Analisi di direzione del vento e relativa velocità media

I risultati mostrano che la direzione preponderante del vento è Ovest Nord Ovest, con una velocità del vento media di 7,26 m/s e una frequenza relativa del 20,31%.

La rosa dei venti calcolata appositamente per i dati del parco eolico, grazie al programma di calcolo online reso disponibile dalla *Danish Wind Industry Association* (DWIA), tiene conto sia delle 16 direzioni principali sia della velocità media del vento di ognuna di esse.

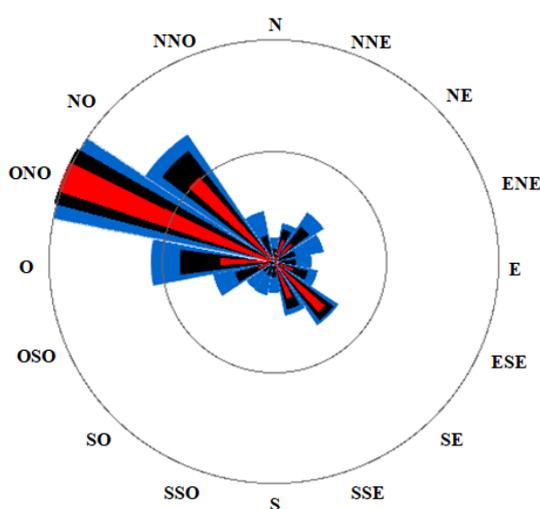


Figura 69 - Rosa dei venti a 16 punte per il parco eolico studiato, Wind rose plotter programme (DWIA), Programme copyright © 1999-2003 Søren Krohn.

I settori circolari più esterni, di colore blu chiaro, rappresentano la distribuzione della frequenza relativa del vento. Quelli di colore nero, intermedi, si riferiscono al prodotto tra la frequenza relativa e la velocità media del vento corrispondente. Per i settori invece più interni in rosso si tiene conto del cubo della velocità media, proporzionale all'energia del vento messa a disposizione, moltiplicato anch'esso per la frequenza relativa.

Si stabilisce quindi la direzione prevalente del vento, Ovest Nord Ovest, che risulta anche quella per cui viene messa a disposizione un'energia maggiore dal vento. A seguire la direzione Nord Ovest, rilevante sia per frequenza sia per potenza. Si nota che alla direzione Sud Est corrisponde la seconda velocità media più elevata ma ha una frequenza pari a circa un terzo di quella relativa alla direzione prevalente.

Invece sull'istogramma della frequenza relativa in funzione della velocità del vento, ci si può basare per il calcolo di producibilità del parco eolico. Per una più accurata rappresentazione dei dati si è scelto di suddividere l'asse delle ascisse in intervalli di 0,5 m/s.

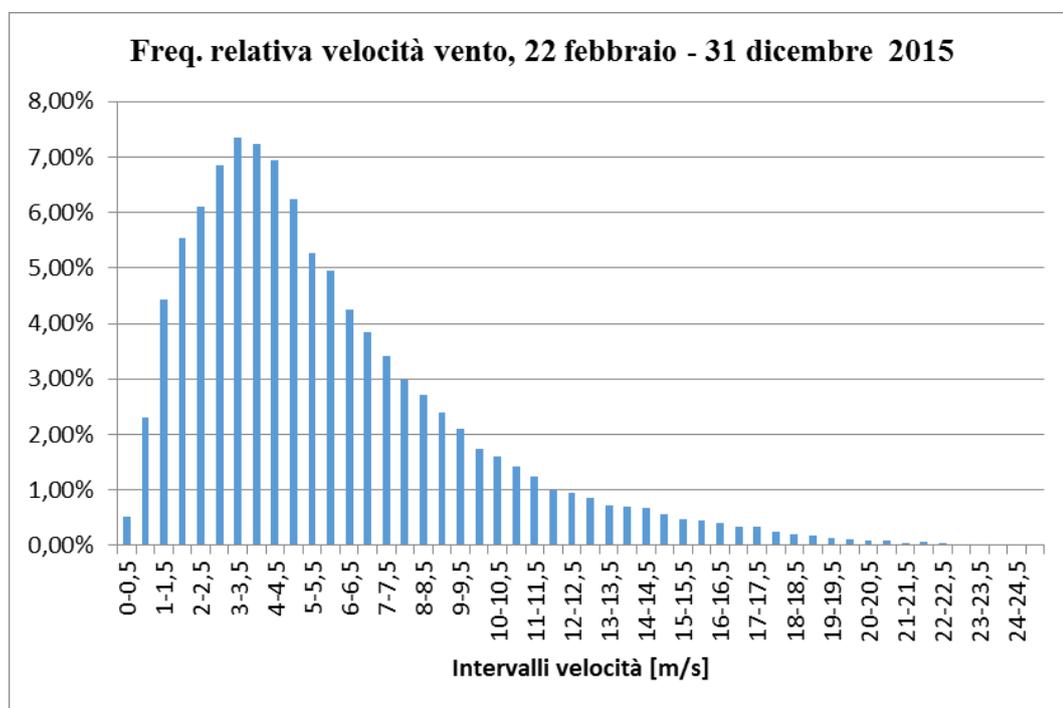


Figura 70 - Frequenza relativa di velocità per intervalli di 0,5 m/s. Anemometro stazione meteo.

Si determina l'andamento statistico relativo, calcolando la *distribuzione di Weibull* per la totalità delle velocità misurate dall'anemometro di stazione, U_{anem} .

Si ricordi che la funzione di Weibull è scritta come:

$$f_{Weibull}(U, k, s) = \frac{k}{s} \left(\frac{U}{s}\right)^{k-1} \exp - \left(\frac{U}{s}\right)^k$$

Il *parametro di forma* k e il *parametro di scala* s , vengono determinati in base alle relazioni esistenti tra la media dei valori, la varianza e i parametri stessi:

$$media = s \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

$$varianza = s^2 \cdot \left[\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left(\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)\right)^2 \right]$$

Dove $\Gamma(x)$ è la funzione Gamma. Dai calcoli sui dati sperimentali si ottiene:

Vel.media [m/s]	Dev.std [m/s]	Varianza	k	s
5,678	3,795	14,406	1,526	6,303

Tabella 12 - Risultati del fitting dei dati sperimentali del parco con la distribuzione Weibull

Per mezzo dei valori dei parametri determinati si procede al calcolo della distribuzione della funzione di densità di probabilità di Weibull.

Vel. vento[m/s]	Freq.ass	Freq.rel	Distrib.Weibull
1	1265	0,0281	0,0866
2	4482	0,0996	0,1113
3	5824	0,1295	0,1187
4	6559	0,1458	0,1156
5	5932	0,1319	0,1062
6	4589	0,1020	0,0933
7	3640	0,0809	0,0791
8	2880	0,0640	0,0651
9	2298	0,0511	0,0522
10	1728	0,0384	0,0408
11	1352	0,0301	0,0313
12	1009	0,0224	0,0235
13	811	0,0180	0,0173
14	628	0,0140	0,0125
15	558	0,0124	0,0089
16	412	0,0092	0,0063
17	335	0,0074	0,0043
18	260	0,0058	0,0030
19	164	0,0036	0,0020
20	100	0,0022	0,0013
21	69	0,0015	0,0009
22	45	0,0010	0,0006
23	27	0,0006	0,0004
24	12	0,0003	0,0002
25	2	0,0000	0,0001

Tabella 13 - Frequenza relativa, assoluta e distribuzione di Weibull per la totalità delle velocità del vento rilevate dalla stazione anemometrica del parco eolico.

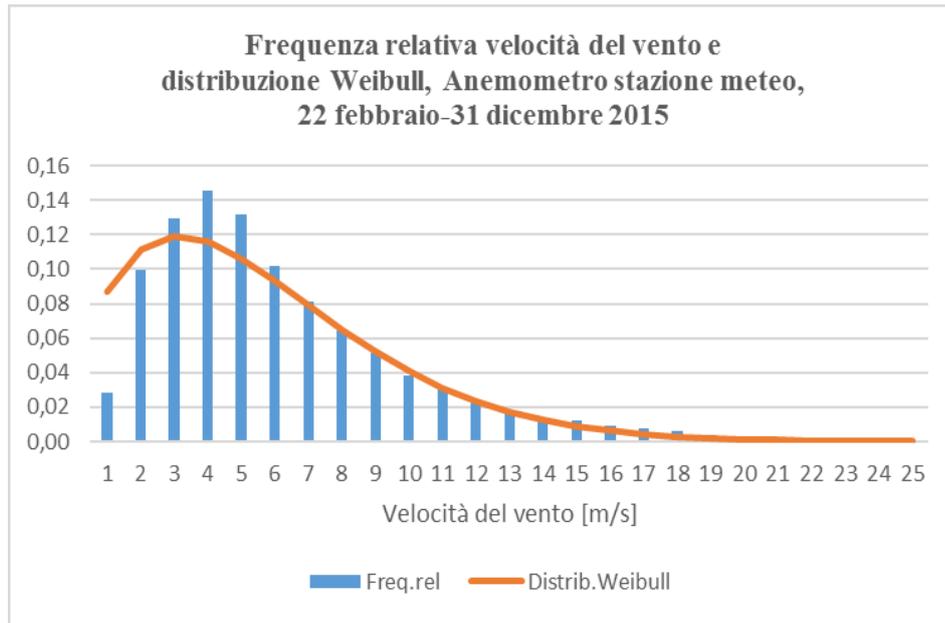


Figura 71 - Frequenza relativa velocità del vento e distribuzione Weibull del parco eolico, Anemometro stazione meteorologica, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

6.2 Analisi di turbolenza e densità dell'aria

Per ogni intervallo i -esimo di 10 minuti è possibile rappresentare graficamente la potenza elettrica, P_{SCADA} , in funzione della corrispettiva velocità del vento rilevata dall'anemometro, U_{anem} . Si tratta di costruire la curva di potenza associata alla velocità imperturbata del vento di fronte al mozzo di turbina. A tal fine deve essere rispettata la condizione:

- $U_{anem} > U_{rear}$

I dati U_{anem} - P_{SCADA} vengono presentati poi con riferimento a diversi intervalli di turbolenza e di densità.

6.2.1 Analisi di turbolenza

La turbolenza del vento si misura tramite l'*indice di turbolenza* It , definito in questo caso come:

$$It_i(U_{anem}, i) = \frac{\sigma_{std}(U_{anem}, i)}{U_{anem}, i}$$

Dove $\sigma_{std}(U_{anem,i})$ indica la deviazione standard della misurazione della velocità del vento ottenuta dalla stazione anemometrica, $U_{anem,i}$, relativa al medesimo intervallo di tempo di 10 minuti.

Innanzitutto la turbolenza accresce la densità di potenza del flusso d'aria attraverso il rotore. Utilizzare la media sui 10 minuti invece dei valori istantanei come base per la rappresentazione della curva di potenza porta ad una sottostima della densità di potenza del flusso. Infatti essendo la potenza aerodinamica una funzione del cubo della velocità del vento, il contributo dei valori sopra il valore medio è maggiore di quelli sotto la media. Tuttavia la misurazione della turbolenza non tiene conto del fatto che essa abbia una variazione spaziale, che include le componenti laterali e verticali.

Considerando l'ottimizzazione aerodinamica della turbina, una buona parte dell'effetto di turbolenza viene eliminato nella zona dell'area spazzata dal rotore. Inoltre risulta che la misura della velocità media, essendo sui 10 minuti, contiene essa stessa una componente della turbolenza responsabile dell'incremento della densità di potenza. Dal punto di vista dell'energia resa dalla turbina, quando ci sia un contributo positivo si trova solitamente alle basse velocità ma l'influenza della turbolenza sull'output di energia non è considerata significativa. Nella zona della potenza nominale invece si può rilevare che l'inerzia del controllo dell'angolo di calettamento causa arrotondamenti della curva di potenza più marcati.

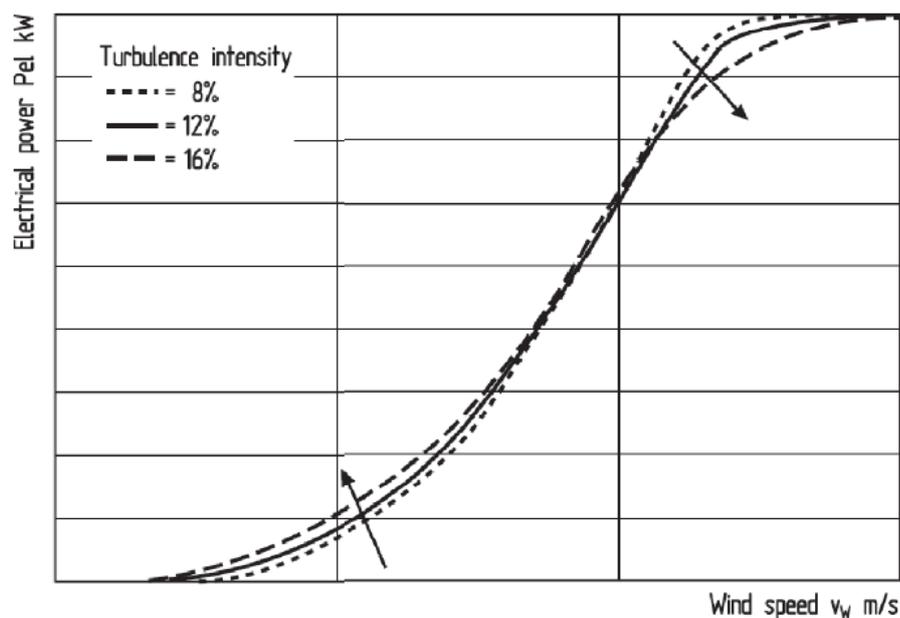


Figura 72 - Influenza della turbolenza sulla curva di potenza [6].

Nell'analisi il limite di indice di turbolenza, come indicato in letteratura⁷, è stato imposto pari al 18%. Valore sopra al quale la turbolenza può creare vibrazioni e carichi troppo elevati. Tutti i dati il cui *It* supera questo valore vengono tralasciati.

Analisi di turbolenza, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Anemometro stazione meteo					
U_{anem_64 m} [m/s]	Dev_std [m/s]	It	It<0,18		U_{anem_valida} [m/s]
4,637	0,654	0,1410	VERO		4,637
4,161	0,363	0,0872	VERO		4,161
4,402	0,785	0,1783	VERO		4,402
4,46	0,81	0,1816	FALSO	dato turbolento	
5,188	0,812	0,1565	VERO		5,188
5,194	0,738	0,1421	VERO		5,194
5,087	0,561	0,1103	VERO		5,087
6,478	0,978	0,1510	VERO		6,478
5,792	0,943	0,1628	VERO		5,792
5,753	1,041	0,1809	FALSO	dato turbolento	
6,634	1,07	0,1613	VERO		6,634
5,993	0,873	0,1457	VERO		5,993
5,665	0,849	0,1499	VERO		5,665
5,486	0,876	0,1597	VERO		5,486
5,974	0,664	0,1111	VERO		5,974
5,732	0,57	0,0994	VERO		5,732
5,524	0,658	0,1191	VERO		5,524
4,937	0,604	0,1223	VERO		4,937
3,736	0,581	0,1555	VERO		3,736
4,051	0,283	0,0699	VERO		4,051
3,532	0,497	0,1407	VERO		3,532
3,196	0,28	0,0876	VERO		3,196

Tabella 14 - Analisi di turbolenza delle velocità U_{anem} , 22 febbraio-31 dicembre 2015

Come esempio, parte del foglio EXCEL relativo al calcolo è stato riportato. Il procedimento è riferito ai dati dal 22 febbraio al 31 dicembre 2015.

Analisi di turbolenza, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Anemometro stazione meteo		
Misurazioni totali	44981	100%
Misurazioni turbolente	14876	33,07%
Misurazioni valide	30105	66,93%

Tabella 15 - Analisi di turbolenza delle velocità del vento U_{anem} , 22 febbraio-31 dicembre 2015, Anemometro di stazione meteo.

⁷ Classi del vento IEC. (Pallabazzer, 2011)

Dopo aver filtrato i dati secondo il vincolo per cui la velocità U_{anem} deve essere maggiore della corrispondente U_{rear} per tutti gli intervalli temporali, si opera una ripartizione dei dati, che vanno dal 22 febbraio al 31 dicembre 2015, in base a tre intervalli di turbolenza:

- $I_t < 10\%$
- $I_t = 10\% - 18\%$
- $I_t > 18\%$

Analisi di turbolenza delle U_{anem} , 22 febbraio-31 dicembre 2015, Anemometro stazione meteo		
Misurazioni tot. ($U_{anem} > U_{rear}$)	23656	100%
Misurazioni $I_t < 0,10$	8590	36,31%
Misurazioni $I_t = 0,10 - 0,18$	10752	45,45%
Misurazioni $I_t > 0,18$	4314	18,24%

Tabella 16 - Analisi di turbolenza delle velocità U_{anem} , condizione $U_{anem} > U_{rear}$, 22 febbraio-31 dicembre 2015, Anemometro di stazione meteo.

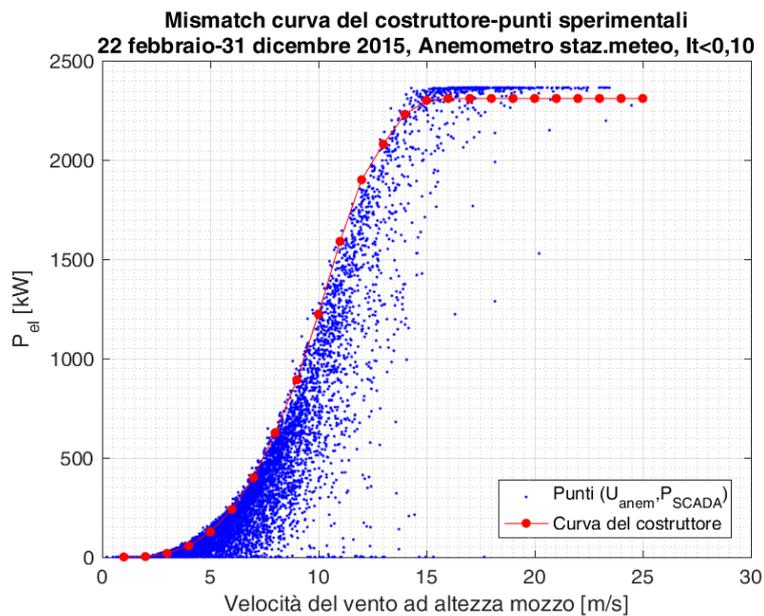


Figura 73 - Mismatch tra la curva del costruttore e i punti sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}) con la condizione $I_t < 0,10$.

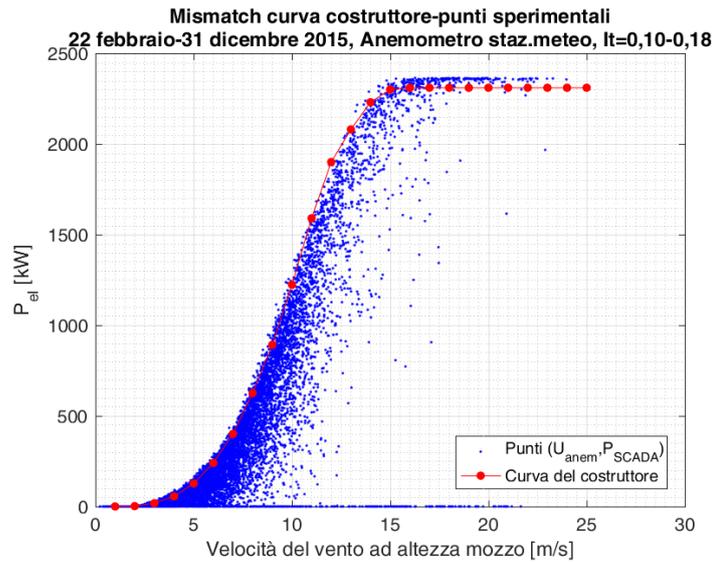


Figura 74 - Mismatch tra la curva del costruttore e i punti sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}) con la condizione $It=0,10-0,18$.

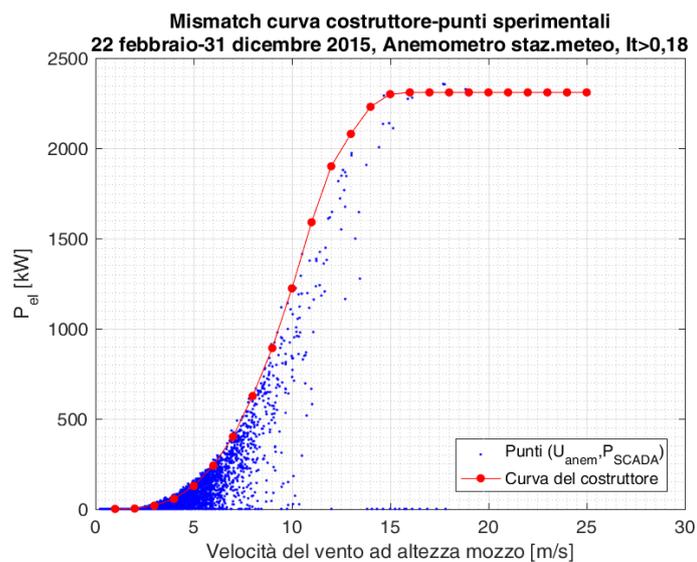


Figura 75 - Mismatch tra la curva del costruttore e i punti sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}) con la condizione $It>0,18$.

Dall'ultimo grafico si osserva che i punti a più alta turbolenza ($It>0,18$), sono maggiormente concentrati alle velocità medio-basse.

Va specificato che per velocità inferiori ai 4 m/s e sotto gli 80-100 kW, gli errori del sistema di misurazione possono diventare molto elevati quindi questa parte di dati non dovrebbe essere considerata attendibile.

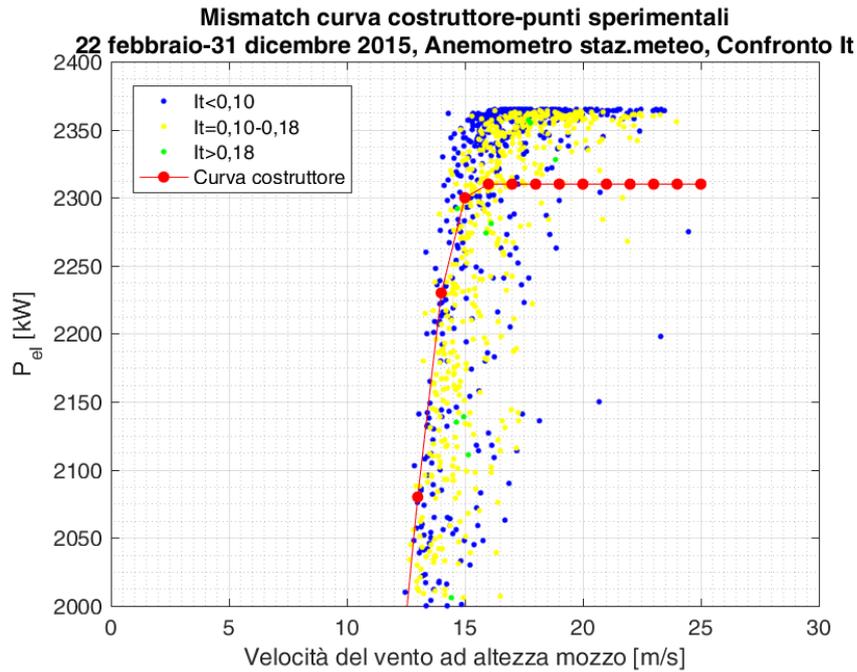


Figura 76 - Confronto tra differenti indici di turbolenza nella zona intorno alla potenza nominale (2,3 MW).

Inoltre per velocità superiori o pari a 14 m/s si nota che la potenza elettrica supera la curva del costruttore per un range di circa 80 kW oltre la potenza nominale (2,3 MW). Questo non risulta evidentemente possibile e si suppone sia dovuto ad un altro errore del sistema di misurazione.

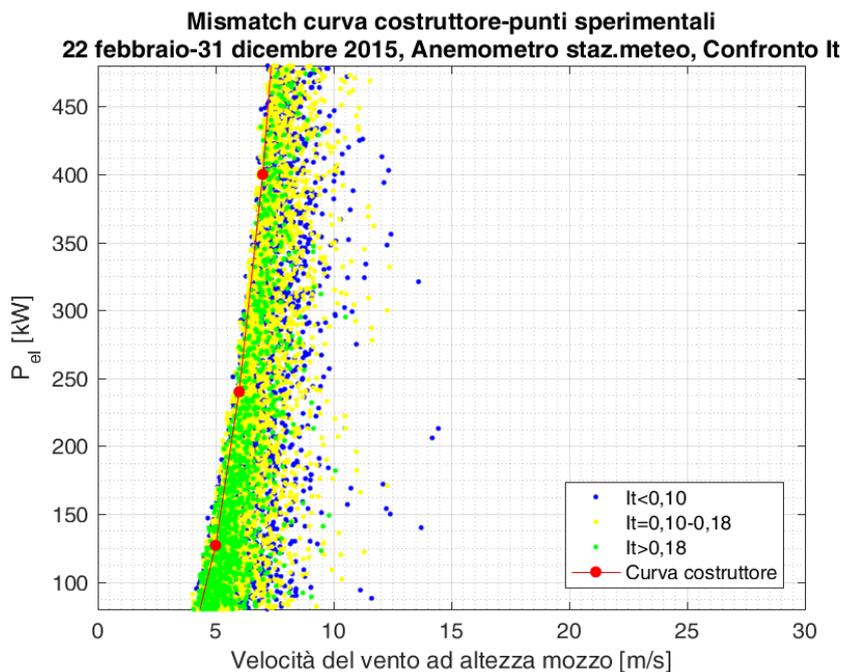


Figura 77 - Confronto tra differenti indici di turbolenza nella zona $P_{el}=80-480$ kW

Si osserva infine che, mentre indici di turbolenza tra il 10 e il 18% producono maggiori deviazioni rispetto alla curva del costruttore a velocità medio-alte; turbolenze ancora più elevate ($I_t > 0,18$) tendono a concentrarsi attorno a velocità di circa 5 m/s. Si constata però che questi valori di turbolenza più elevata non provocano scostamenti dalla curva del costruttore nettamente più consistenti rispetto a punti meno turbolenti.

6.2.2 Analisi di densità dell'aria

La densità dell'aria varia con la temperatura e la quota. Un valore di densità inferiore a quella in condizioni standard ($\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$), adottata per la realizzazione della curva del costruttore, porta ad una deviazione dei punti sperimentali dalla curva del costruttore che non può essere trascurata.

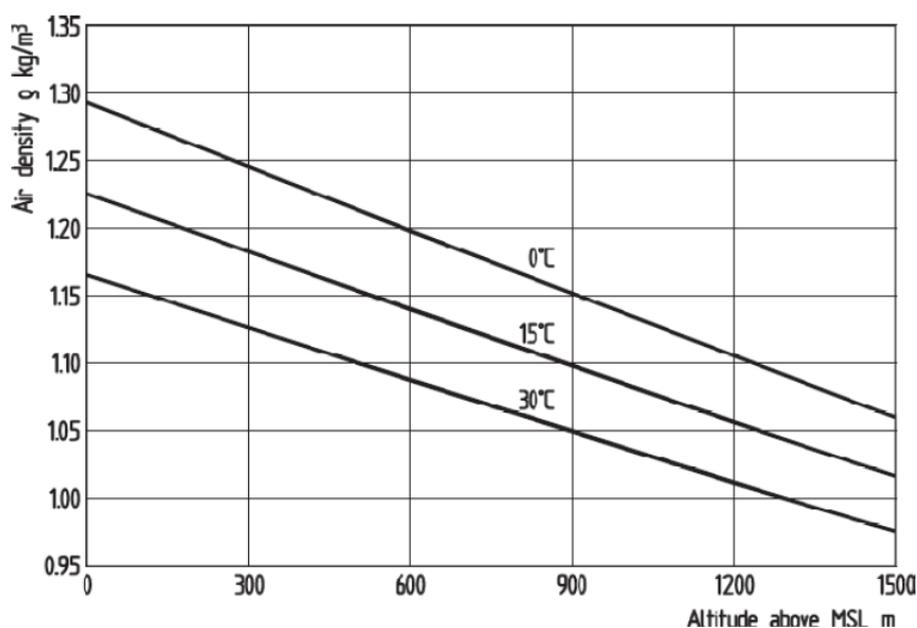


Figura 78 - Densità dell'aria in funzione della quota in metri e per temperature fisse [°C], [6].

Secondo l'equazione che esprime la potenza elettrica, l'influenza della densità dell'aria sull'output di potenza è direttamente proporzionale. Si noti però che nelle turbine con controllo del passo il calo della densità con la quota non è così penalizzante come nel caso di turbine con il controllo di stallo. Nonostante il punto di raggiungimento della potenza nominale si sposti verso velocità del vento leggermente più alte, l'angolo di calettamento può essere variato in modo tale da limitare le perdite di energia. Ad esempio in un regime di vento

medio, l'energia prodotta cala di circa il 2% passando da siti sul livello del mare a 500 metri di altitudine.

La stazione anemometrica ha un sensore di pressione e uno di temperatura, grazie ai quali si è in grado di calcolare la densità dell'aria lungo tutto il periodo in esame. La relazione utilizzata per la determinazione della ρ_{aria} è la Legge dei Gas Perfetti, che descrive il comportamento dei gas reali per pressioni non troppo elevate e per temperature non troppo vicine alla temperatura di liquefazione del gas.

$$pV = nRT$$

Moltiplicando sia il primo sia il secondo termine per la massa molare m_{mol} [kg/kmol],

$$\rho = \frac{pm_{\text{mol}}}{RT}$$

Dove R è la costante universale dei gas [J/molK]. In questo modo il minimo valore ottenuto è 1,0654 kg/m³ mentre il massimo è 1,1992 kg/m³.

Occorre precisare che una discreta parte di dati sulla pressione atmosferica è eccessivamente più bassa dei valori che normalmente si registrano a quelle quote. Tali valori danno luogo a densità che si avrebbero a oltre 1500 metri di quota per temperature sotto lo zero. Si presume un errore dello strumento o un'alterazione della misura pertanto questi risultati sono stati scartati perché non plausibili dal punto di vista atmosferico.

	Num.valori	%	p _{media} [hPa]
Misurazioni di p_i totali	44981	100%	906,87
Misurazioni di p_i scartate	3578	7,95%	609,97
Misurazioni di p_i valide	41403	92,05%	932,53

Tabella 17 - Dati di pressione atmosferica considerati.

Un ulteriore criterio adottato nella filtrazione dei dati è quello di associare i dati di densità dell'aria ottenuti solamente alle velocità dello stesso intervallo temporale $U_{\text{anem},i}$ per cui valga il vincolo che essa sia maggiore della $U_{\text{rear},i}$ corrispettiva.

$$\text{se } U_{\text{anem},i} > U_{\text{rear},i} \rightarrow \rho_i = \frac{p_i m_{\text{mol}}}{RT_i} \quad i = 1, \dots, n$$

Misurazioni ρ_i associabili a PSCADA,i	41337	
Misurazioni ρ_i tali che $U_{anem,i} > U_{rear,i}$	21585	100%
Misurazioni $\rho_{aria} < 1,1 \text{ kg/m}^3$	3455	16,01%
Misurazioni $\rho_{aria} = 1,10-1,15 \text{ kg/m}^3$	12915	59,83%
Misurazioni $\rho_{aria} > 1,15 \text{ kg/m}^3$	5215	24,16%

Tabella 18 - Dati di densità dell'aria considerati.

Si riporta poi graficamente l'andamento della potenza rilevata (P_{SCADA}) in funzione della velocità all'anemometro di stazione (U_{anem}) per tre principali classi di densità dell'aria e facendo riferimento alla curva di potenza del costruttore.

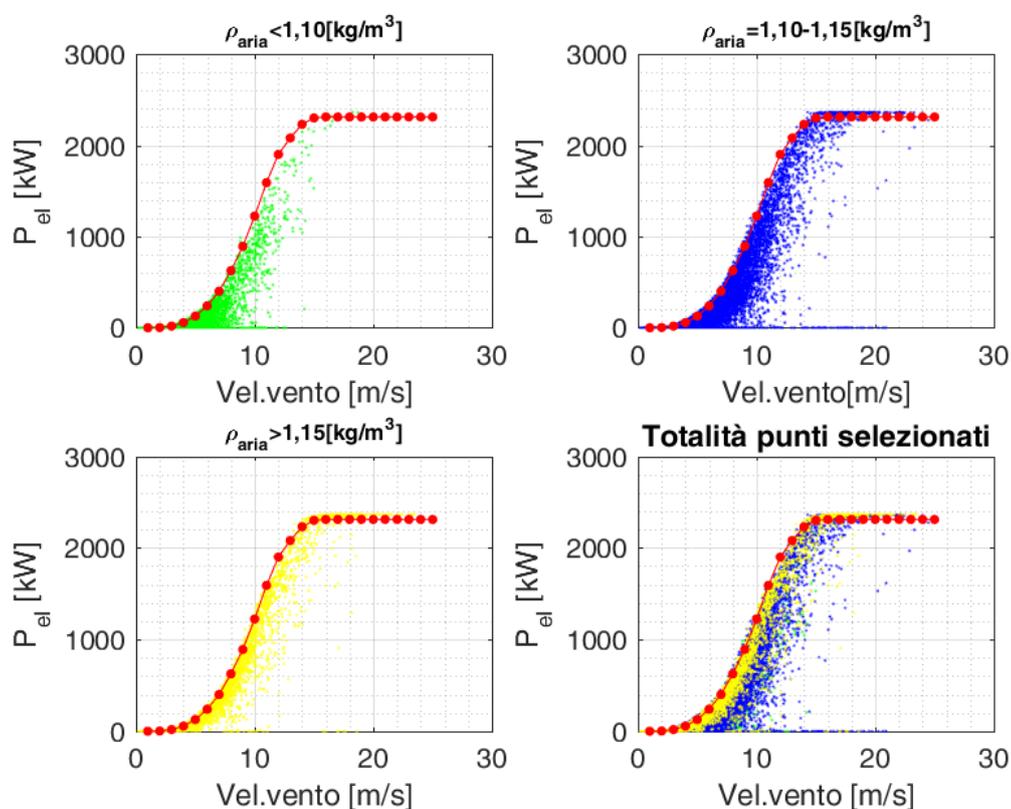


Figura 79 - Mismatch curva costruttore-punti sperimentali (U_{anem}, P_{SCADA}) con analisi di densità dell'aria, 19 marzo-31 dicembre 2015, Anemometro stazione meteo.

I punti a densità più bassa ($\rho_{aria} < 1,10 \text{ kg/m}^3$) tendono ad essere concentrati a velocità più basse del vento, inferiori ai 10 m/s, e a potenze elettriche inferiori rispetto a quella nominale. I risultati sono in linea con quanto si trova in letteratura: vi è infatti la conferma sperimentale della caratteristica deviazione dalla *power curve* del costruttore.

Mismatch che appare più accentuato per le coppie (U_{anem}, P_{SCADA}) con densità dell'aria medio-basse ($\rho_{aria} < 1,15 \text{ kg/m}^3$) rispetto a quella in condizioni standard.

In ogni caso si nota come la distribuzione dei punti sperimentali, in riferimento alla curva del costruttore, non sia strettamente dipendente dalla densità dell'aria. In altre parole una più alta densità non sembra associata univocamente ad una nuvola di punti più stretta. Questo pone in rilievo il fatto che la densità dell'aria sia solo uno dei molteplici fattori che influenzino il rendimento delle turbine e che non sia così preponderante rispetto alla totalità degli altri possibili fattori di discrepanza dalla curva del costruttore.

6.3 Stima dell'efficienza della turbina

I dati corretti di velocità del vento U' e la loro potenza elettrica associata $P(U') = P_{SCADA}$, vengono usati per effettuare una stima della stima dell'*efficienza media di turbina*, definita come il rapporto tra l'energia elettrica in uscita e l'energia aerodinamica del vento in ingresso. La potenza in output $P(U')$ è quella relativa al set di dati sperimentali disponibili dal momento che questo valore non viene modificato nel procedimento di correzione. L'efficienza è un importante indicatore per valutare le performance di una o più turbine durante la messa in funzione. Essa riflette innanzitutto l'influenza delle diverse condizioni operative della turbina o della scelta del sito.

La potenza aerodinamica di ogni intervallo di 10 minuti, basata sui dati di velocità corretta, è calcolata come

$$P_{aer,5\%,i} = \frac{1}{2} \rho_{aria,i} \frac{\pi}{4} D^2 U_i'^3$$

Dove la ρ indica la densità dell'aria in kg/m^3 , D il diametro del rotore in m. La densità dell'aria all'altezza della turbina è determinata grazie ai dati sperimentali di temperatura e pressione per ogni intervallo i -esimo di 10 minuti:

$$\rho_{aria,i} = \frac{p_i}{RT_i}$$

Dove $R=287,15 \text{ J/(kg}\cdot\text{K)}$ è la costante elastica dell'aria.

L'efficienza media della turbina nell' i -esimo intervallo di tempo si calcola come

$$\eta_{5\%,i} = \frac{P_{SCADA,i}}{P_{aer,5\%,i}}$$

L'efficienza media sull'intero periodo considerato, composto da n intervalli da 10 minuti, può essere stimata come

$$\eta_{5\%,tot} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{SCADA,i}}{\sum_{i=1}^n P_{aer,5\%,i}}$$

Questa efficienza totale media può essere confrontata con l'efficienza ottenuta sperimentalmente usando le velocità del vento della stazione anemometrica, $U_{anem,i}$. Per ogni intervallo temporale si ha:

$$P_{aer,anem,i} = \frac{1}{2} \rho_{aria,i} \frac{\pi}{4} D^2 U_{anem,i}^3$$

$$\eta_{anem,i} = \frac{P_{SCADA,i}}{P_{aer,anem,i}}$$

Quindi per l'intero periodo:

$$\eta_{anem,tot} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{SCADA,i}}{\sum_{i=1}^n P_{aer,anem,i}}$$

Prima di procedere ai calcoli è necessario filtrare i dati in modo tale che

- $U_{anem} > U_{rear}$
- $P_{SCADA} > 80 \text{ kW}$

Infatti se non viene verificata la prima condizione U_{anem} non può essere considerata come la velocità del vento di fronte all'hub e di conseguenza usata nei calcoli di efficienza. P_{SCADA} deve invece essere maggiore di 80 kW per una potenza nominale di 2300 kW per evitare un'eccessiva influenza degli errori del sistema di misurazione.

Inoltre deve essere imposto un vincolo sulle efficienze di ogni intervallo. Esse devono infatti rispettare il limite di Betz per cui il rendimento massimo è 0,59:

- $\eta_{5\%,i} < 0,59$
- $\eta_{anem,i} < 0,59$

I casi in cui questo limite viene superato, abbastanza numerosi, vengono tralasciati per i calcoli dei rendimenti totali.

6.3.1 Efficienze medie lungo la congiungente stazione anemometrica-turbina

Si parte da un calcolo delle efficienze descritte per un caso specifico: quello in cui il tubo di flusso che attraversa stazione anemometrica e turbina è approssimativamente lo stesso. Anche in questo caso vengono imposti i vincoli precedenti oltre a quello sulla direzione:

- $U_{anem,i} > U_{rear,i}$ per ogni i
- $P_{el} > 80$ kW
- Indice di intensità di turbolenza $< 0,18$
- Direzione del vento $D_{anem,i} = 18,068^\circ \pm 13,11^\circ$

Si noti che applicando queste restrizioni i valori di velocità risultano compresi tra 4,5 e 16,5 m/s.

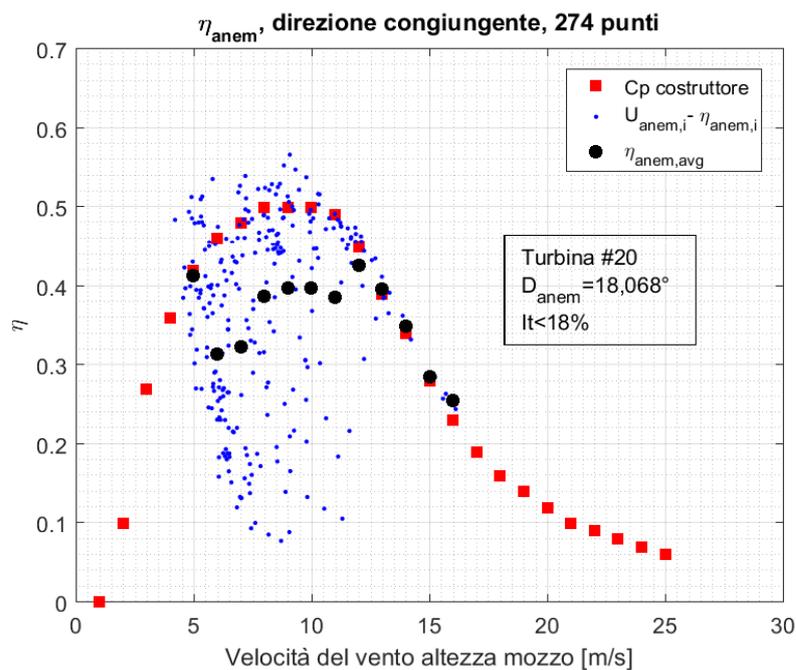


Figura 80 - Efficienze relative alle velocità del vento rilevata dalla stazione anemometrica (U_{anem}) in direzione della congiungente turbina-stazione anemometrica, 22 febbraio-31 dicembre 2015

Anche in questo caso, pur avendo “depurato” i dati sperimentali dall’influenza di elevate intensità di turbolenza ($It < 18\%$) e soprattutto avendo circoscritto i calcoli allo stesso tubo di flusso in direzione della congiungente, si nota una consistente dispersione dei valori delle efficienze rispetto alla curva del costruttore. Se la turbina fosse correttamente funzionante, la

nuvola di punti delle efficienze dovrebbe seguire fedelmente l'andamento del Cp. I punti della curva di efficienza media ricavata dai valori sperimentali, nel campo delle velocità intermedie (6-12 m/s) è ben al di sotto dei valori del Cp indicati dal costruttore. Ancora una volta si ha la conferma che non si deve indagare sull'abbassamento delle prestazioni riconducendolo né alla turbolenza né all'appartenenza a tubi di flusso differenti.

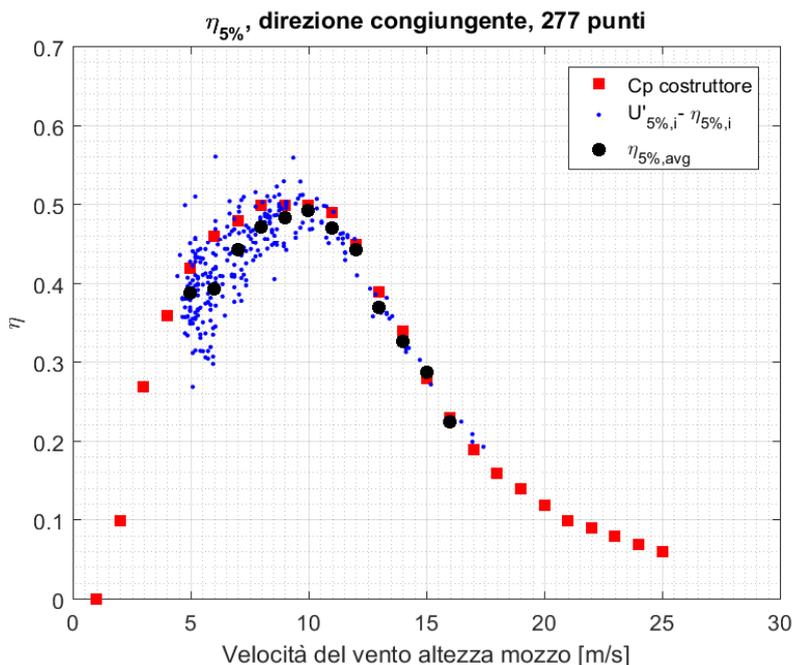


Figura 81 - Efficienze relative alle velocità del vento corretta (U') in direzione della congiungente turbina-stazione anemometrica, 22 febbraio-31 dicembre 2015

L'andamento delle efficienze medie corrispondenti alle velocità del vento corrette è nettamente più prossimo alla curva del Cp per via di una maggiore concentrazione dei punti sperimentali attorno alla curva del costruttore.

Dati in direzione congiungente	It<0,18
$\eta_{5\%,tot}$	42,29 %
$\eta_{anem,tot}$	36,73 %

Tabella 19 - Efficienze totali medie lungo la congiungente, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

In questo caso tramite la correzione con il metodo statistico-sperimentale si stima un'efficienza totale maggiore del 6% rispetto al valore "reale".

6.3.2 Efficienze medie totali

Si riporta un estratto della tabella di calcolo per poi arrivare alle efficienze, $\eta_{5\%,tot}$ e $\eta_{anem,tot}$. Si è tenuto inoltre conto della diversa turbolenza dei dati di velocità, sempre suddivisa su tre intervalli.

$U_{rear,i}$ [m/s]	$U_{anem,i}$ [m/s]	Dev_std,i [m/s]	$P_{scada,i}$ [kW]	$\rho_{a,i}$ [kg/m ³]	U'_i [m/s]	$P_{5\%,i}$ [kW]	$P_{anem,i}$ [kW]	$\eta_{5\%,i}$	$\eta_{anem,i}$	It
11,1	11,24	1,1	1462	1,151	11,556	3516,1	3235,5	41,6%	45,2%	0,0979
11,5	12,09	1,048	1677	1,152	11,956	3898,5	4030,9	43,0%	41,6%	0,0867
10,9	11,74	1,078	1448	1,150	11,356	3333,8	3683,8	43,4%	39,3%	0,0918
11,3	11,66	0,858	1533	1,149	11,756	3696,2	3606,3	41,5%	42,5%	0,0736
10,8	11,91	1,037	1396	1,148	11,256	3241,3	3840,0	43,1%	36,4%	0,0871
11,6	12,2	1,016	1592	1,149	12,056	3987,3	4131,6	39,9%	38,5%	0,0833
11,8	12,33	0,91	1806	1,148	12,614	4561,9	4260,9	39,6%	42,4%	0,0738

Tabella 20 - Foglio di calcolo Excel per la determinazione delle efficienze medie di turbina.

22 febbraio-31 dicembre 2015	Totalità It	It<0,10	It=0,10-0,20	It>0,20
$\eta_{5\%,tot}$	31,87%	28,89%	34,33%	38,86%
$\eta_{anem,tot}$	29,71%	27,56%	31,42%	34,31%

Tabella 21 - Risultati dei calcoli di efficienza media sulla turbina in esame.

Le efficienze reali $\eta_{anem,tot}$ sono alte per una turbina installata on-shore e dimostrano la bontà del sito scelto per il parco eolico in termini di risorsa ventosa. Elevati rendimenti dimostrano che la turbina lavora in regioni ad alto c_p per un significativo numero di intervalli di tempo durante l'anno.

Un aspetto peculiare è che l'efficienza cresce all'aumentare dell'indice di turbolenza, It . Ci si aspetta che il vento, caratterizzato da un più alto indice It , sotto le stesse condizioni di velocità produca una più alta potenza aerodinamica paragonata a quella con un indice It minore. Le turbolenze creano picchi di velocità del vento che, in accordo con la legge di Betz, porta più potenza aerodinamica (che dipende dal cubo della velocità) di quella espressa dalla media di velocità sui 10 minuti. In parole povere è possibile che, in questo caso studio, utilizzare la media di velocità sui 10 minuti porti ad una sottostima della potenza aerodinamica turbolenta.

L'efficienza $\eta_{5\%}$, anche se risulta superiore, è considerabile una buona stima della η_{anem} . Si tenga conto infatti del fatto che la velocità rilevata dall'anemometro della stazione tiene conto anche di tutte quelle velocità del vento che attraversa prima la turbina e poi la stazione meteo, risultandone inevitabilmente rallentato.

6.3.3 Confronto delle efficienze medie ricavate con il Cp del costruttore

In questo paragrafo si riassumono i risultati ottenuti per la turbina numero 20 riguardo alle efficienze reali e stimate con il metodo del "5% non-exceeding probability". Viene rappresentata graficamente anche la curva del coefficiente di potenza del costruttore.

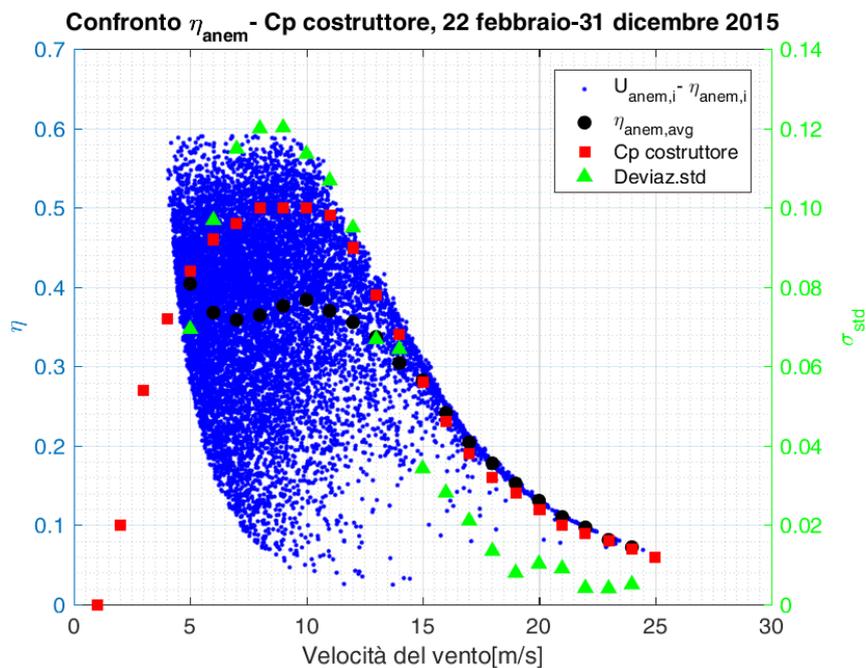


Figura 82 - Efficienze sperimentali corrispondenti alla velocità del vento misurata dalla stazione anemometrica (U_{anem}) e andamento delle efficienze medie specifiche per ogni velocità del vento. In rosso la curva del Cp del costruttore.

La nuvola di punti relativa ai rendimenti i-esimi η_{anem} , ottenuta con le velocità misurate dalla stazione anemometrica, è più dispersa rispetto a quella prodotta grazie ai dati corretti di velocità e formata dai rendimenti $\eta_{5\%}$. Un concetto espresso dalla deviazione standard, riferita alla velocità del vento.

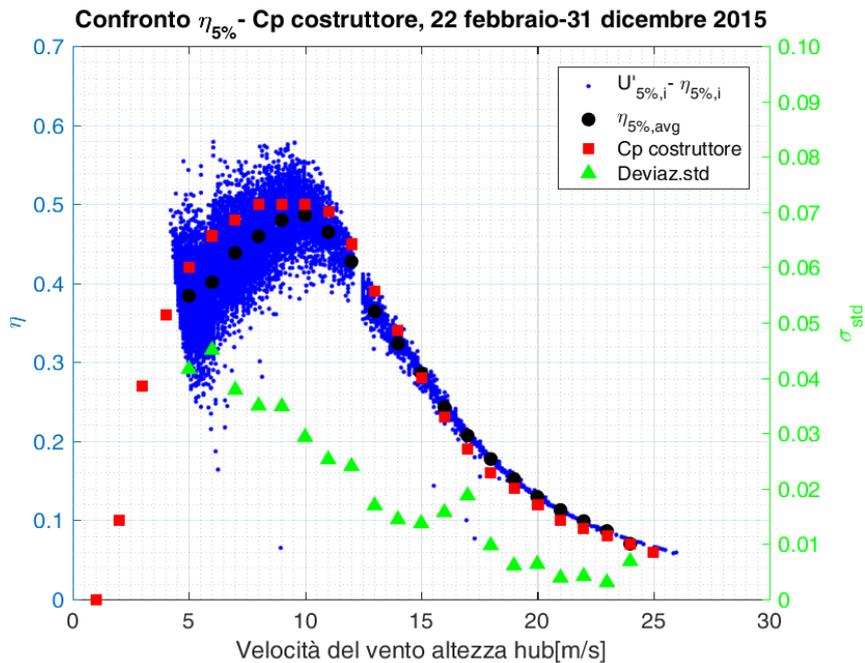


Figura 83 - Efficienze sperimentali corrispondenti alla velocità del vento corretta (U') e andamento delle efficienze medie specifiche per ogni velocità del vento. In rosso la curva del C_p del costruttore.

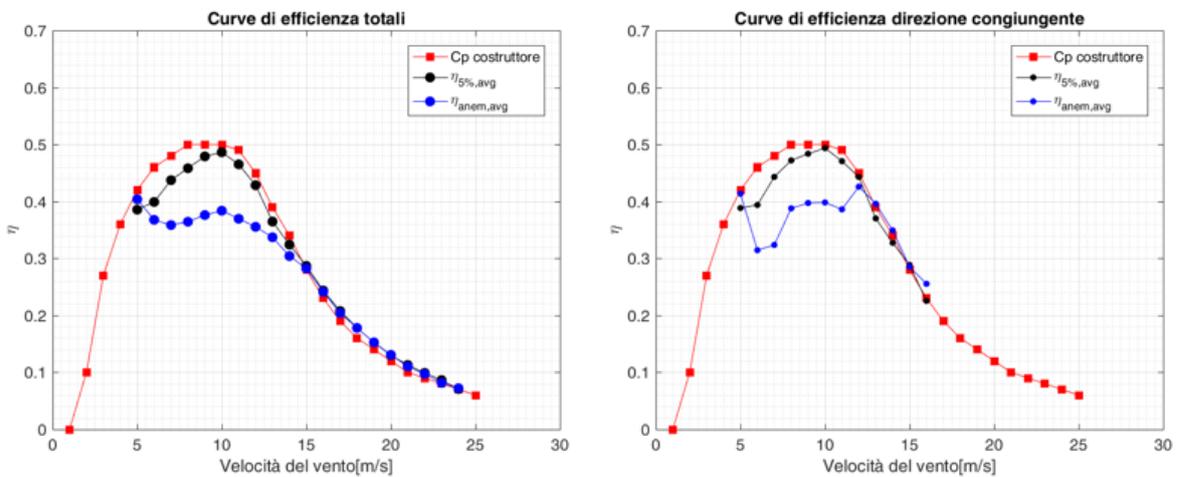


Figura 84 - Curve di efficienza media specifica a confronto per tutti i punti sperimentali a sinistra e per i soli punti lungo la congiungente a destra, 22 febbraio-31 dicembre 2015.

L'andamento dell'efficienza media specifica η_{anem} risulta essere sempre inferiore alla curva del C_p del costruttore, a parte dalle velocità superiori a circa 14 m/s. Questo è in concordanza con quanto ottenuto dal grafico U_{anem} - P_{SCADA} : la misurazione di potenza elettrica dà un valore sempre al di sotto della potenza rappresentata nella curva del costruttore, ad eccezione dei

valori superiori a 14 m/s. In questo caso la potenza elettrica misurata è superiore ai valori previsti dal costruttore ed è stato ipotizzato un problema con il sistema di misurazione.

In altri termini, secondo la legge di Betz e per la definizione di efficienza, se una specifica velocità U_{anem} produce meno potenza elettrica di quanto ci si aspetta dalla curva del costruttore la sua efficienza di conversione è inferiore del C_p dichiarato. Estendendo questo concetto per un numero sufficiente di intervalli i -esimi, caratterizzati da una specifica velocità del vento, la corrispondente efficienza media risulta inferiore al valore del C_p riportato dal costruttore. I calcoli dimostrano che questo vale per velocità inferiori ai 14 m/s, appena si supera questo valore l'efficienza media η_{anem} diventa maggiore del C_p . A riguardo non si può escludere che un problema tecnico del sistema di misurazione SCADA abbia prodotto un valore P_{SCADA} sovrastimato.

Per quanto riguarda l'efficienza dai dati corretti $\eta_{5\%}$, considerando come viene calcolata, l'obiettivo principale è ottenere un andamento simile rispetto all'efficienza η_{anem} ricavata con i dati "reali" della stazione anemometrica. Questo risultato è rispettato in parte però la correzione produce una dispersione minore dei dati della nuvola di punti, come dimostrato da una più bassa deviazione standard.

Si nota che l'efficienza $\eta_{5\%}$ è più alta, essendo in generale più ottimistica, della efficienza media η_{anem} . Questo dimostra probabilmente che l'ipotesi di associare ogni velocità corretta U' e la sua relativa $P(U')$ ad una uguale potenza P_{pc} sulla curva del costruttore comporta una variazione leggermente favorevole in termini di efficienza media.

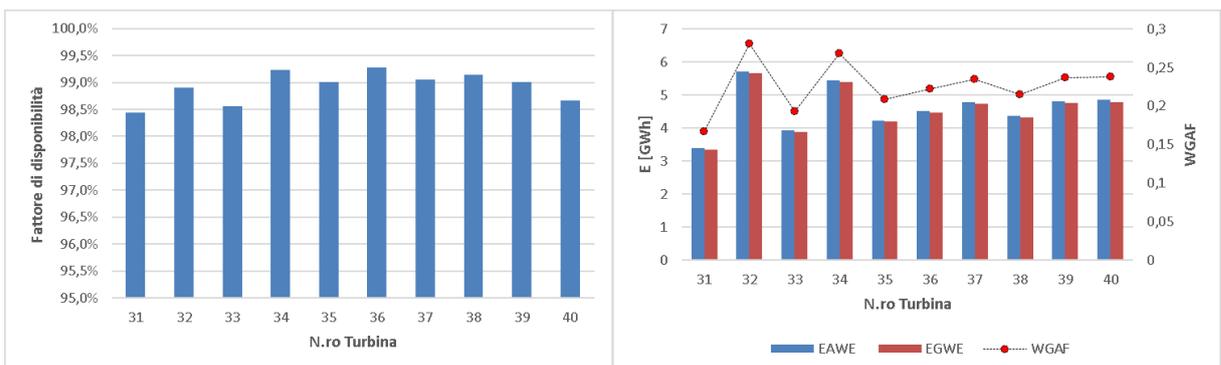
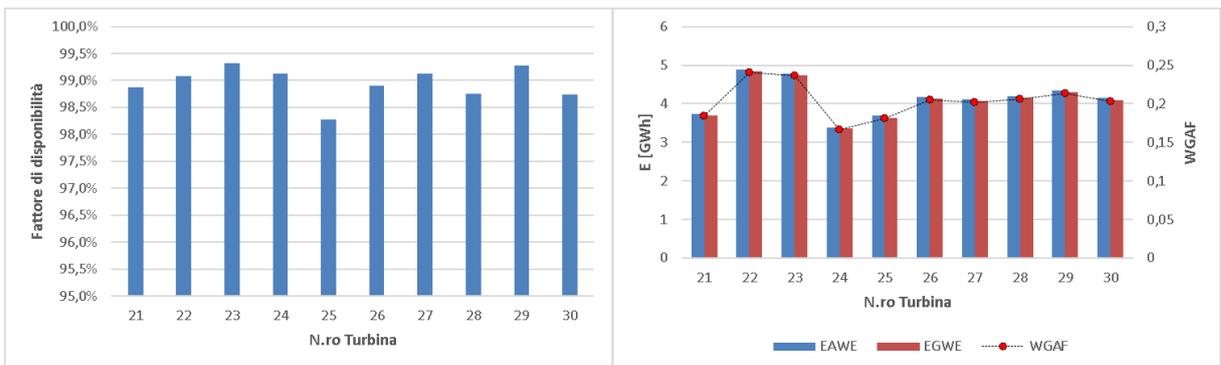
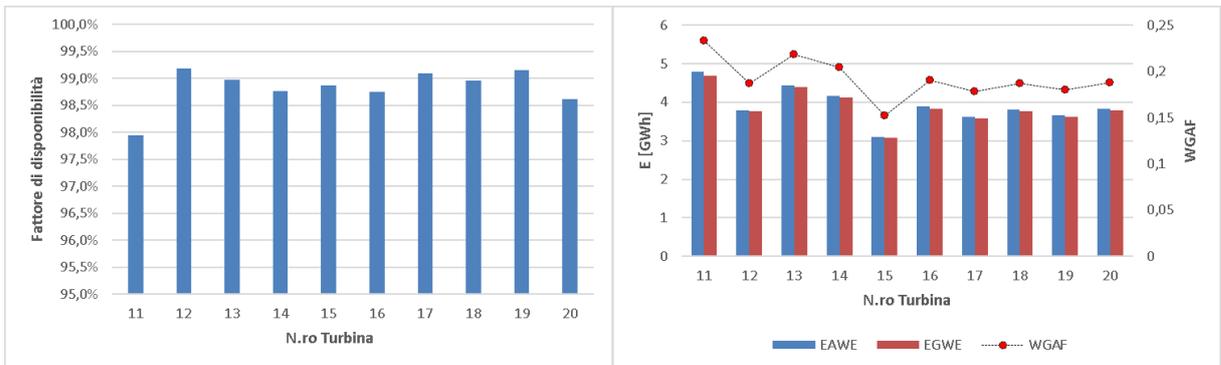
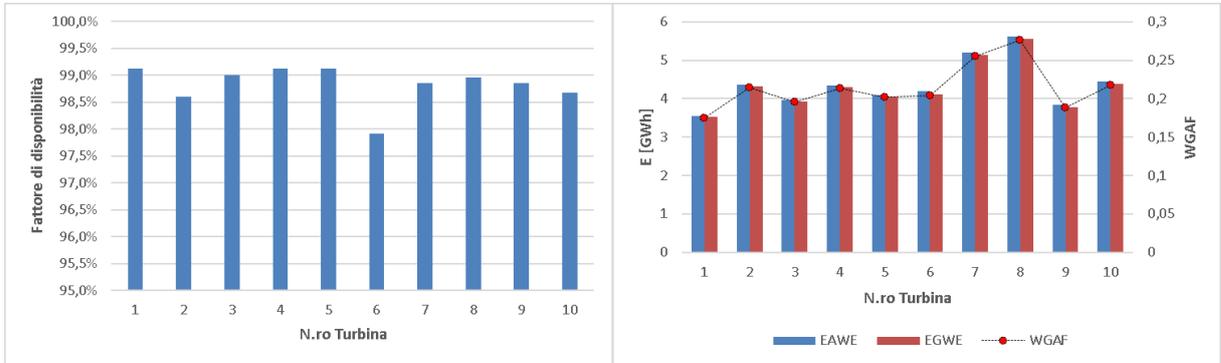
L'approssimazione del rendimento medio η_{anem} per mezzo dell'efficienza calcolata con i dati corretti si dimostra plausibile, essendo più ottimistica di circa un 2%. Ciò conferma la bontà del metodo di correzione statistico-sperimentale.

6.4 Risultati sulla disponibilità del parco eolico

Per le definizioni del *fattore di disponibilità* e degli indicatori di disponibilità basati sull'energia (EAW, EGWE e capacity factor) si rimanda al paragrafo 3.2.

Le valutazioni prodotte sulla disponibilità delle turbine del parco studiato sono state ottenute analizzando tutti i dati acquisiti dal sistema SCADA di potenza media e velocità media su 10 minuti. Tali misure sono fornite per ognuno dei 69 aerogeneratori e coprono un periodo che va dal primo gennaio al 31 dicembre per un totale di 8749 h (99,87% dell'intero anno).

Il tempo T_f , per cui la turbina non è in grado di produrre energia, è assunto come somma di tutti quegli intervalli di tempo in cui la potenza elettrica in output risulta minore di 20 kW, ma la misura della velocità del vento corrispondente è compresa nell'intervallo tra cut-in e cut-out.



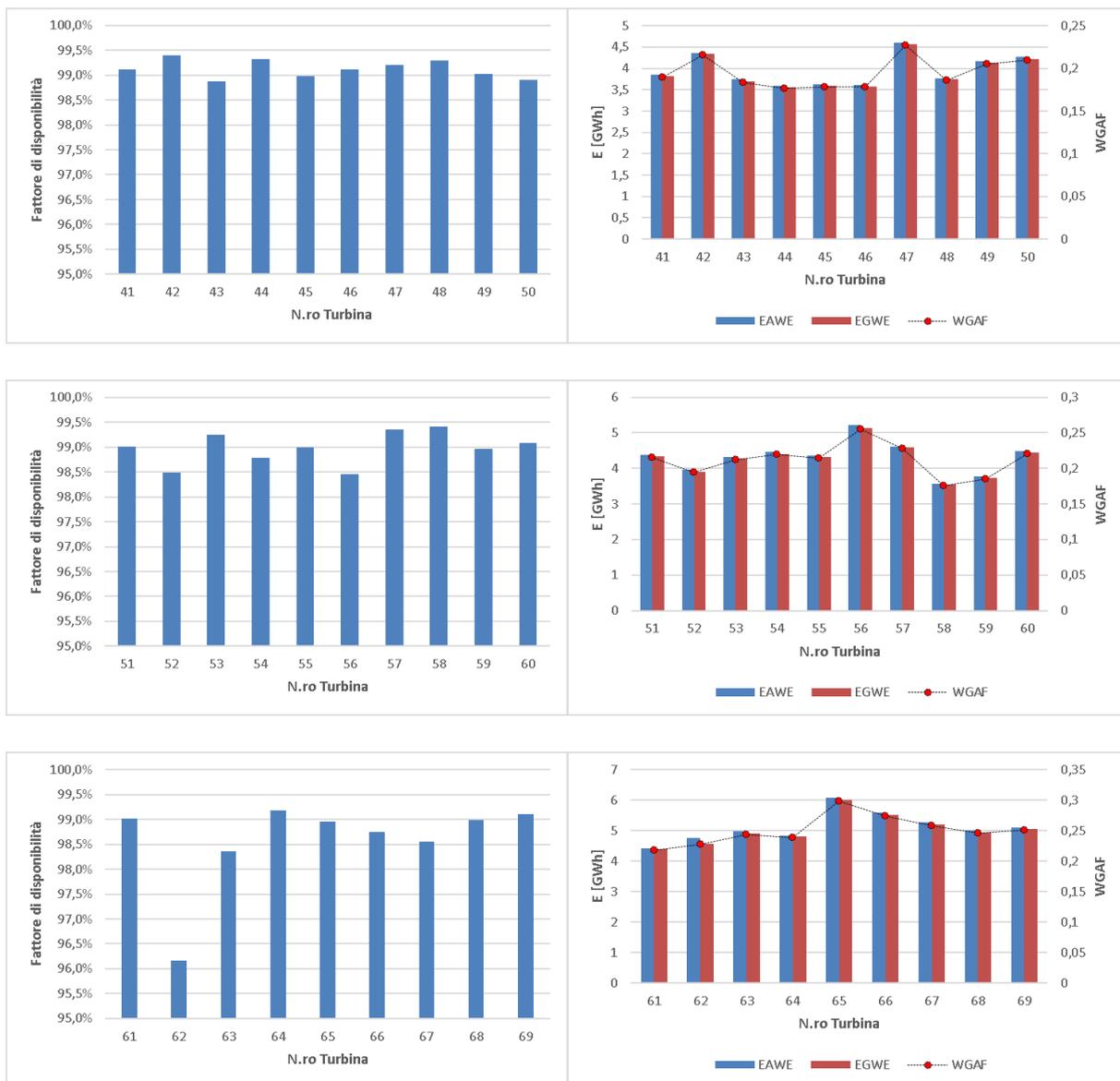


Figura 85 - Fattori di disponibilità (a sinistra) e indicatori di disponibilità basati sull'energia (sulla destra) del parco eolico esaminato..

In generale il fattore di disponibilità è sopra il 98%, attestandosi ad una media del 98,9% per l'intero parco. Dunque i tempi con un regime di vento favorevole alla produzione in cui le turbine sono ferme risultano ridotti quasi al minimo. Solamente l'aerogeneratore #62 scende ad una disponibilità del 96% circa, che rappresenta il minimo per il parco.

Anche a livello degli indicatori basati sull'energia si ottengono risultati più che accettabili. Come si vede dalla Fig.79 l'energia generata in condizioni reali (EGWE) è sempre prossima all'energia disponibile se non ci fossero tempi di fermo (EAW), entrambe espresse in *GWh*.

Per quanto riguarda il fattore di utilizzazione delle turbine , grandezza analoga al WGAF, il minimo valore riscontrato è di 0,1526 per la turbina #15. Il valore medio del parco invece si attesta sullo 0,2128. Ciò implica una buona resa del parco e conferma il fatto che le velocità del vento della zona siano sufficientemente elevate al fine di produrre energia eolica.

Conclusioni

Lo studio è svolto nell'ottica di fornire risultati utili alla valutazione delle prestazioni di un parco eolico onshore da 158.7 MW, tramite un'analisi dei dati sperimentali disponibili.

Al fine di valutare l'effettiva efficienza delle macchine eoliche, la velocità del vento misurata dovrebbe essere quella indisturbata di fronte al mozzo ma il fatto che i sensori anemometrici siano posti sul retro della turbina ne altera il valore corretto. Per questo motivo si sono applicati due differenti metodi di correzione, che si rendono necessari se si vuole fornire una stima del dato di velocità imperturbata del vento, permettendo così di poter confrontare direttamente i dati sperimentali con la curva del costruttore.

Data la vicinanza della torre meteorologica del parco a una delle turbine (156 metri circa), si utilizzano i dati di velocità di uno dei tre anemometri della torre per creare una correlazione lineare con i dati di velocità del retro turbina. Queste grandezze possono essere correlate poiché entrambe sono riferite agli stessi periodi di tempo.

Nel primo metodo, la correlazione viene determinata selezionando i dati di velocità dall'anemometro di stazione lungo la congiungente che collega stazione anemometrica e turbina, allo scopo di eliminare le discordanze dovute all'appartenenza a diversi tubi di flusso. Dai dati di velocità del vento e potenza, filtrati lungo la congiungente si è ricavata una nuvola di punti con andamento che segue la curva del costruttore, discostandosi però in parte da essa per velocità del vento inferiori a 7,5 m/s circa. Escludendo i dati con intensità di turbolenza superiore al 18%, si ipotizza che le cause di questo abbassamento delle prestazioni dipenda da altri fattori come malfunzionamenti nel sistema di trasmissione elettrico-meccanico, il peggioramento dello stato delle pale e la complessità morfologica del terreno. La deviazione riscontrata dei dati sperimentali rispetto alla curva di potenza del costruttore fa da spunto per ulteriori analisi che vadano ad investigare questi ultimi aspetti. Applicando l'analisi di regressione si è determinata inoltre una retta di correlazione lineare tra le velocità nel retro di turbina e le velocità nei pressi della stazione anemometrica.

Il secondo metodo di correzione invece si basa sul legame tra la curva di potenza del costruttore e le coppie sperimentali velocità del vento sul retro turbina-potenza elettrica. Esso tiene conto anche dell'aspetto statistico, considerando la distribuzione della funzione cumulativa delle velocità del vento, per stabilire l'equazione della retta correttiva di

correlazione. Questo metodo, basato sul procedimento di taratura degli strumenti di misurazione, ha dato risultati coerenti con il primo metodo in quanto le rette di correlazione, come si vede nella rappresentazione grafica, non si discostano eccessivamente. Quantificando le differenze tra gli output di questi metodi, si definisce una sorta di errore assoluto tra le due correzioni di velocità: nel campo di velocità intermedie (6-12 m/s), queste diverse approssimazioni di velocità indisturbata differiscono meno di 0,5 m/s per circa il 60% dei casi e arrivano al massimo ad 1 m/s di scarto. Ciò significa con questo metodo statistico-sperimentale si possono ottenere stime realistiche delle velocità di fronte alla turbina e delle efficienze delle turbine del parco, in particolare anche quando non sia possibile usufruire delle misurazioni delle stazioni anemometriche indipendenti. Inoltre l'equazione correttiva determinata con il metodo del "5% non-exceeding probability" è stata confrontata una seconda correlazione lineare sperimentale, ottenuta considerando l'involuppo delle velocità minime indisturbate, dando ottimi risultati.

Lo studio della risorsa eolica ha stabilito che il sito in esame abbia una notevole potenzialità. In riferimento al periodo 22 febbraio-31 dicembre 2015, la direzione principale del vento è Ovest Nord Ovest (20,2% di frequenza relativa), con una velocità del vento media di 7,26 m/s.

È stato possibile fare considerazioni riguardo alla turbolenza e alla densità dell'aria grazie ai sensori di pressione e temperatura della stazione anemometrica. I punti con velocità del vento più turbolente sono concentrati nella zona sottostante alla curva di potenza a velocità ridotte del vento (4-7,5 m/s). Se l'indice di intensità di turbolenza è compreso tra il 10 e il 18% allora i punti sperimentali sulla curva di potenza sono più dispersi a velocità del vento più elevate (maggiori di 13 m/s). Nel complesso una maggiore turbolenza non è di per se indicativa di una più ampia dispersione dei punti sperimentali rispetto alla curva del costruttore. Per quanto riguarda la densità dell'aria, i punti velocità del vento reale-potenza elettrica a densità inferiore deviano significativamente dalla curva del costruttore per le velocità medio-basse (minori di 10 m/s). La distribuzione dei punti sperimentali però non risulta essere strettamente dipendente dalla densità dell'aria. Anche ad alte densità infatti si nota una dispersione della nuvola di punti, viceversa non per forza i dati con $\rho < 1,10 \text{ kg/m}^3$ si discostano nettamente dalla curva del costruttore. Questo dimostra che la densità dell'aria sia solo uno dei numerosi fattori che influenzano il rendimento delle turbine. Se ne deriva che la deviazione della potenza elettrica dalla curva del costruttore, sull'intero intervallo di velocità del vento non può essere adeguatamente giustificata con le variazioni di turbolenza e densità.

Per la turbina in esame, sono state valutate due tipi di efficienze medie per ogni intervallo di tempo: quella ricavata dalle velocità del vento corrette e quella reale ottenuta grazie alle velocità della stazione anemometrica. Anche in questo caso è stata fatta una selezione dei dati sperimentali in base a potenza minima (80 kW), turbolenza e fattore di Betz. I due differenti andamenti delle efficienze medie specifiche ad ogni intervallo di velocità del vento sono stati paragonati al Coefficiente di potenza fornito dal costruttore. Dai risultati dello studio, in particolare dall'efficienze globali ricavate, si deduce che la turbina operi in condizioni di esercizio accettabili e si conferma la buona scelta del sito di installazione.

Nell'intero periodo analizzato, per i dati di velocità relativi alla direzione congiungente stazione-turbina, l'efficienza reale rimane nettamente al di sotto della curva del cp del costruttore mentre l'efficienza relativa alle velocità corrette è più alta: la prima 36,73% la seconda 42,29% in totale. Per la totalità dei dati l'efficienza reale complessiva, pari al 29,71% è vicina a quella totale ottenuta con le velocità corrette tramite il metodo statistico-sperimentale, pari al 31,87 %. Una differenza di circa il 2 % risulta accettabile considerando la natura aleatoria della risorsa e gli errori dello strumento. La stima è quindi valida anche se la seconda efficienza è leggermente ottimistica. Questo trend viene confermato anche dalle analisi di turbolenza relative al rendimento.

Le efficienze calcolate con le misurazioni di velocità della stazione anemometrica mostrano una dispersione più elevata rispetto ai loro valori medi relativi alle diverse velocità specifiche, con una deviazione standard che arriva fino al 12%. Le efficienze invece calcolate con le velocità corrette hanno una minore dispersione rispetto ai loro valori medi, con una deviazione standard che arriva infatti al massimo a poco più del 4%. In entrambi i casi la dispersione scende in modo rapido per velocità del vento maggiore di 13 m/s.

Infine i calcoli dei fattori di disponibilità e degli indicatori di disponibilità basati sull'energia, effettuati per tutti i 69 aerogeneratori, denotano una costante attività di produzione delle turbine in regimi di vento favorevoli e un elevato sfruttamento della risorsa eolica disponibile in tutta l'area del parco.

Bibliografia

- [1] Buttau, F. (2017). Tesi di laurea magistrale. *Wind turbine overview. Mismatch assessment between manufacturer's power curve and on-site measurements during wind turbine operation*. Politecnico di Torino.
- [2] Castro Sayas, F., & Allan, R. N. (1996). Generation availability assessment of wind farms. *IEEE Proc. Generation, Transmission and Distribution*, p. pp. 507-518.
- [3] Chicco, G., Di Leo, P., Ilie, I., & Spertino, F. (2008). Operational characteristics of a 27-MW wind farm from experimental data. *Proceedings of the 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference (MELECON)*. Ajaccio.
- [4] *Thies Clima*. Tratto da <https://www.thiesclima.com/en/Products/Wind-First-Class/>
- [5] *ENERCON GmbH*. (2016). Tratto da Enercon.de: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-70/>
- [6] Hau, E. (2013). *Wind turbines*. Springer.
- [7] Pallabazzer, R. (2011). *Sistemi di conversione eolica*. Ulrico Hoepli Editore.
- [8] Piccinu, F. (2017). Prova finale corso di laurea in ingegneria energetica. *Analisi statistica dei dati anemometrici e calcolo della producibilità di una turbina eolica*. Politecnico di Torino.
- [9] Spertino, F. (2016-2017). Videolezioni. *Power generation from renewable sources*. Torino: Politecnico di Torino.
- [10] Spertino, F., Di Leo, P., Ilie, I.-S., & Chicco, G. (2012). DFIG equivalent circuit and mismatch assessment between manufacturer and experimental power-wind speed curve. *Renewable Energy* 48, p. 333-343.