

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Facoltà di Ingegneria

Corso di Laurea in Ingegneria Elettrotecnica



Tesi di Laurea

**ANALISI DELL'EFFICIENZA E DELLE PRESTAZIONI
ELETTRICHE DELLE TURBINE EOLICHE**

Analysis of the efficiency and electrical performances of wind power turbines

Relatore: Prof. Ing. Arturo LORENZONI

Laureando: Andrea MOZZATO

Anno Accademico: 2009-10

Indice

INDICE DELLE FIGURE	III
INDICE DELLE TABELLE	IV
INTRODUZIONE	1
1 CAPITOLO IL VENTO	3
1.1 FORMAZIONE DEL VENTO	3
1.2 CENNI STORICI SULLO SFRUTTAMENTO DEL VENTO	6
2 CAPITOLO AEROGENERATORE (TURBINA EOLICA)	9
2.1 GENERALITÀ SULL'AEROGENERATORE	9
2.2 ANALISI DETTAGLIATA DEI COMPONENTI DI UN AEROGENERATORE	10
2.2.1 <i>Le pale (blades)</i>	11
2.2.1.1 Materiali più usati per la costruzione delle pale	12
2.2.1.2 Configurazione delle pale	13
2.2.2 <i>Il rotore (rotor)</i>	13
2.2.3 <i>Il sistema di frenaggio (brake)</i>	14
2.2.4 <i>L'albero di trasmissione lento (low speed-shift)</i>	14
2.2.5 <i>Il moltiplicatore di giri (gearbox)</i>	14
2.2.6 <i>Il generatore elettrico (generator)</i>	14
2.2.7 <i>Il controllore elettronico (controller)</i>	15
2.2.8 <i>L'anemometro (anemometer)</i>	15
2.2.9 <i>La banderuola (wind vane)</i>	15
2.2.10 <i>La navicella o gondola (nacelle)</i>	16
2.2.11 <i>L'albero di trasmissione veloce (high speed-shift)</i>	16
2.2.12 <i>Il meccanismo d'imbardata (yaw mechanism)</i>	16
2.2.13 <i>La torre (tower)</i>	16
2.2.13.1 Tipologie di torri	17
2.2.14 <i>Il sistema di raffreddamento (cooling unit)</i>	17
2.2.15 <i>La connessione alla rete elettrica</i>	17
2.3 CLASSIFICAZIONE DELLE TURBINE EOLICHE	17
3 CAPITOLO METODOLOGIE PER LA VERIFICA DELLE PRESTAZIONI ENERGETICHE	19
3.1 SITE CALIBRATION	19
3.2 NUMERICAL SITE CALIBRATION	22
3.3 ANEMOMETRO DI NAVICELLA	24
4 CAPITOLO EFFICIENZA ED ENERGIA	29
4.1 CONVERSIONE DELL'ENERGIA DEL VENTO IN ENERGIA DI ROTAZIONE	29
4.2 EFFICIENZA MASSIMA TEORICAMENTE RAGGIUNGIBILE DA UN IMPIANTO EOLICO	30
4.3 MAGGIORE EFFICIENZA CON PALE PIÙ RESISTENTI	34
4.3.1 <i>Indurenti di nuova generazione</i>	37
4.3.2 <i>Altri vantaggi economici</i>	38
4.4 CALCOLO DEL kWh/m^2 DI UNA TURBINA EOLICA	38
4.5 CAPACITY FACTOR	45
5 CAPITOLO EVOLUZIONE DELLA POTENZA EOLICA	47
5.1 TAGLIE DELLE TURBINE EOLICHE	47
5.2 PROGETTAZIONE ED EVOLUZIONE DELLE TURBINE EOLICHE	48
5.2.1 <i>Vantaggi nell'uso di grandi turbine</i>	48
5.2.2 <i>Vantaggi nell'uso di piccole e medie turbine</i>	48
5.2.3 <i>Wind Farm</i>	49
5.2.4 <i>Gli impianti Off-shore</i>	50
5.3 EVOLUZIONE DELLA CAPACITÀ EOLICA INSTALLATA NEGLI ULTIMI ANNI	52

5.4	CARATTERISTICHE DI ALCUNI GENERATORI EOLICI IN COMMERCIO	55
5.4.1	<i>Rotori ad asse verticale</i>	55
5.4.2	<i>Rotori ad asse orizzontale</i>	56
5.4.3	<i>Dati e prestazioni elettriche di alcuni modelli di aerogeneratore</i>	57
5.4.3.1	Aerogeneratore "Field3 MK1" (piccola taglia)	57
5.4.3.2	Aerogeneratore "Ampair 6000" (piccola taglia)	57
5.4.3.3	Aerogeneratore "AV-7" (piccola taglia)	58
5.4.3.4	Aerogeneratore "AIRcon 10S" (piccola taglia)	58
5.4.3.5	Aerogeneratore "GEV MP 275" (media taglia)	59
5.4.3.6	Aerogeneratore "AOC 15/50" (media taglia)	59
5.4.3.7	Aerogeneratore "Enercon-33" (media taglia)	60
5.4.3.8	Aerogeneratore "Enercon-44" (taglia intermedia)	60
5.4.3.9	Aerogeneratore "Enercon-48" (taglia intermedia)	61
5.4.3.10	Aerogeneratore "Enercon-53" (taglia intermedia)	61
5.4.3.11	Aerogeneratore "Enercon-70" (grande taglia)	62
5.4.3.12	Aerogeneratore "Enercon-82" (grande taglia)	62
5.4.3.13	Aerogeneratori "Vestas"	63
6	CAPITOLO IMPATTO AMBIENTALE	67
6.1	EMISSIONI EVITATE	68
6.2	OCCUPAZIONE DEL TERRITORIO	69
6.3	IMPATTO VISIVO	69
6.4	IMPATTO ACUSTICO	69
6.5	INTERFERENZE ELETTROMAGNETICHE SULLE TELECOMUNICAZIONI	70
6.6	EFFETTI SULLA FLORA E FAUNA	70
6.6.1.1	Collisioni (impatto con l'avifauna):	70
6.6.1.2	Scelte progettuali (l'avifauna):	71
7	CAPITOLO COSTI DI IMPIANTO E DI PRODUZIONE.....	73
	CONCLUSIONI	75
	BIBLIOGRAFIA.....	77
	WEBGRAFIA.....	79
	RINGRAZIAMENTI	81

Indice delle figure

FIGURA 1-1: FORMAZIONE DEL VENTO	4
FIGURA 1-2: CARTA DEL TEMPO CON I CENTRI DI ALTA E BASSA PRESSIONE E CON LE ISOBARE INDICANTI LA PRESSIONE IN [MILLIBAR].....	5
FIGURA 1-3: MOTI CONVETTIVI CHE ORIGINANO I VENTI DETERMINANDONE DIREZIONE ED INTENSITÀ.....	6
FIGURA 2-1: COMPONENTI DI UNA TURBINA EOLICA	10
FIGURA 3-1: MISURA DELLE PRESTAZIONI DI POTENZA MEDIANTE STAZIONE ANEMOMETRICA DI RIFERIMENTO SU TERRENO PIATTO.....	20
FIGURA 3-2: MISURA DELLE PRESTAZIONI DI POTENZA MEDIANTE UNA SITE CALIBRATION IN CASO DI TERRENO COMPLESSO.....	20
FIGURA 3-3: MISURA DELLE PRESTAZIONI DI POTENZA MEDIANTE UNA NUMERICAL SITE CALIBRATION.....	23
FIGURA 3-4: MISURA DELLE PRESTAZIONI DI POTENZA MEDIANTE NACELLE ANEMOMETRY.....	25
FIGURA 4-1: ARIA CONTENUTA IN UN TUBO DI FLUSSO CHE INCONTRA L'OSTACOLO COSTITUITO DAL ROTORE DI UN AEROGENERATORE ...	30
FIGURA 4-2: EFFICIENZA IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO DI ALCUNI MODELLI DI MICRO E MINI TURBINE EOLICHE (CALIFORNIA)	34
FIGURA 4-3: EFFICIENZA IN FUNZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO DI ALCUNI MODELLI DI TURBINE EOLICHE DI MEDIA TAGLIA	34
FIGURA 4-4: PROPRIETÀ DEI NUOVI INDURENTI E DEI NUOVI SISTEMI DI RESINE A BASE EPOSSIDICA.....	37
FIGURA 4-5: ESEMPIO DELLA CURVA DI POTENZA DI UNA TURBINA EOLICA DA 600 KW	39
FIGURA 4-6: ESEMPIO DI DISTRIBUZIONE DELLA FREQUENZA DELLA VELOCITÀ DEI VENTI IN UNA LOCALITÀ DELL'ITALIA CENTRALE.....	40
FIGURA 4-7: DENSITÀ DI PROBABILITÀ DELLA VELOCITÀ DEL VENTO PER UN PARTICOLARE SITO CON VELOCITÀ MEDIA DI 7 M/S	42
FIGURA 4-8: FUNZIONE DI PROBABILITÀ COMULATA CORRISPONDENTE.....	43
FIGURA 4-9: ESEMPI DI CURVE DI DURATA DELLA VELOCITÀ, IN UN ANNO, PER DIVERSI VALORI DELLA VELOCITÀ MEDIA.....	44
FIGURA 5-1: CLASSIFICAZIONE GEOMETRICA DEGLI AEROGENERATORI	47
FIGURA 5-2: DIAMETRO DEI ROTORI DELLE TURBINE EOLICHE IN FUNZIONE DELLA POTENZA, NEL CORSO DEGLI ANNI.....	51
FIGURA 5-3: PERCENTUALE DELLA PRODUZIONE EOLICA SUL TOTALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA IN EU-25	54
FIGURA 5-4: POTENZA EOLICA INSTALLATA NEL MONDO	54
FIGURA 5-5: IMMAGINI DI ALCUNI MODELLI IN COMMERCIO DI MINI EOLICO AD ASSE VERTICALE.....	55
FIGURA 5-6: IMMAGINI DI ALCUNI MODELLI COMMERCIALI DI MINI EOLICO AD ASSE ORIZZONTALE	56
FIGURA 5-7: ANDAMENTO NEL TEMPO DI PRODUCIBILITÀ E CAPACITÀ DI ALCUNI MODELLI DI AEROGENERATORI "VESTAS'	64
FIGURA 5-8: ANDAMENTO NEL TEMPO DI MWh/M ² DI ALCUNI MODELLI DI AEROGENERATORI "VESTAS'	64
FIGURA 5-9: ANDAMENTO NEL TEMPO DELLA DENSITÀ DI POTENZA DI ALCUNI MODELLI DI AEROGENERATORI "VESTAS'	65
FIGURA 5-10: CARATTERISTICHE TECNICHE DELLA TURBINA VESTAS "V112-3.0 MW"	66
FIGURA 7-1: COSTO DI PRODUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA IN FUNZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO	73

Indice delle tabelle

TABELLA 4-1: ESEMPIO DI STIMA ANNUALE DI DENSITÀ DI ENERGIA PER TURBINE EOLICHE DI MEDIA E GRANDE TAGLIA.....	44
TABELLA 4-2: ESEMPIO DI ENERGIA TOTALE PRODOTTA IN UN ANNO DA UN AEROGENERATORE	45
TABELLA 5-1: SCENARIO FUTURO SULLE CARATTERISTICHE DELLE TURBINE EOLICHE (ONSHORE E OFFSHORE).....	50
TABELLA 5-2: SCENARIO FUTURO SULLA DENSITÀ DI POTENZA DELLE TURBINE EOLICHE (OFFSHORE, ONSHORE E AREE DI MONTAGNA)...	51
TABELLA 5-3: POTENZA EOLICA INSTALLATA NELLA UE-27.....	53
TABELLA 5-4: POTENZA INSTALLATA TOTALE ED ENERGIA ELETTRICA GENERATA IN ITALIA	55
TABELLA 5-5: EVOLUZIONE DELLE CARATTERISTICHE TECNICHE DI AEROGENERATORI "VESTAS" NEGLI ANNI.....	63

Introduzione

La convenienza economica di un impianto eolico fa affidamento principalmente sulla disponibilità del potenziale di vento e sull'efficienza di una turbina eolica.

Valutazioni di performance di un impianto eolico vengono spesso richieste nei contratti fra sviluppatori, finanziatori e costruttori.

Le prestazioni elettriche di una turbina eolica vengono valutate attraverso la "curva di potenza" caratteristica dell'aerogeneratore, ove per curva di potenza si intende la potenza sviluppata dalla macchina in corrispondenza a ciascuna velocità del vento che investe il rotore.

Fondamentale è quindi la corretta valutazione della curva di potenza, la cui misura viene realizzata dal costruttore dell'aerogeneratore stesso, il quale è tenuto ad eseguire il test di misura su un sito di prova, detto "ideale", che soddisfi determinati requisiti, come terreno piatto o assenza di ostacoli (edifici, vegetazione, ecc) che creino delle deviazioni del flusso di vento.

Oggetto della tesi è innanzitutto un'analisi teorico qualitativa sull'efficienza e sulla metodologia di verifica delle "power performance" di un aerogeneratore, al fine di presentare in modo chiaro ed organico le procedure atte a misurare la curva di potenza; in secondo luogo, un'analisi dettagliata sullo sviluppo delle prestazioni elettriche dell'aerogeneratore negli ultimi anni, (dovuto soprattutto all'impiego di nuovi materiali che rendono le pale più resistenti e all'utilizzo di nuove tecnologie); infine, un'analisi sullo sviluppo della potenza eolica installata nel corso degli anni e una descrizione delle caratteristiche tecniche di alcuni aerogeneratori eolici presenti nel mercato.

1 Capitolo

Il vento

1.1 Formazione del vento

Viene definito vento una massa d'aria che si sposta in senso prevalentemente orizzontale da zone di alta pressione, anticicloni, a zone di bassa pressione, cicloni.

I venti possono essere:

- **costanti**, quando spirano costantemente nella stessa direzione (alisei, venti occidentali e polari);
- **periodici**, quando spirano alternativamente in due sensi opposti (monsoni, brezze);
- **variabili**, quando spirano saltuariamente (foehn, scirocco, bora, mistral eccetera).

Tutti ben noti, questi venti devono le loro peculiari caratteristiche ad una topografia insolita ed a condizioni atmosferiche locali particolari, ma fanno però sempre parte del grandioso flusso globale che, nel complesso, non solo è benefico ma essenziale al mantenimento della vita sulla terra. I venti innanzitutto, si fanno carico della redistribuzione dell'energia a livello planetario; energia proveniente dal sole che investe soprattutto le regioni equatoriali e che, attraverso i venti può raggiungere i posti più remoti e freddi del pianeta.

L'irraggiamento intenso di una determinata area della terra provoca un notevole riscaldamento del terreno e di conseguenza dell'aria sovrastante. Quest'ultima dilatandosi, diminuirà di peso per unità di volume e diventando più leggera tenderà a salire verso l'alto creando una depressione al suolo (aree a bassa pressione). Essendo l'aria libera di circolare intorno alla terra, questa depressione tenderà ad essere colmata da aria avente una temperatura più bassa proveniente da zone limitrofe (aree ad alta pressione). Lo spostamento di queste masse d'aria che tendono a colmare le basse pressioni sono all'origine del vento.

Se la differenza di pressione tra aree di bassa e alta pressione è relativamente piccola i venti che si formano saranno deboli; se invece la differenza è consistente e improvvisa, i venti che si generano sono molto forti e possono provocare disastrosi uragani.

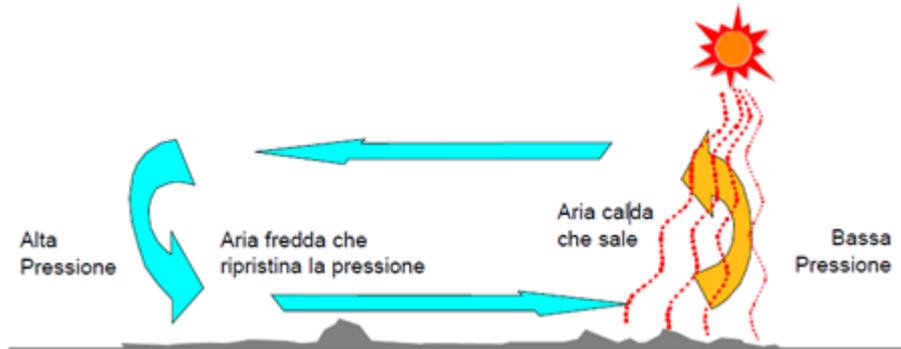


Figura 1-1: Formazione del vento

Lo spostamento d'aria da aree ad alta pressione ad aree a bassa pressione non avviene comunque in senso lineare, ma per effetto della rotazione della terra sul suo asse, questi spostamenti assumono un andamento rotatorio. Questo effetto, comunemente chiamato come "effetto Coriolis", è causato dalla diversa forza centrifuga originata dalla rotazione terrestre a diverse latitudini.

I meteorologi evidenziano la distribuzione della pressione su carte denominate "carte isobariche". La distribuzione della pressione è indicata per mezzo di "isobare" che vengono tracciate sulle carte generali del tempo con un intervallo di 4 millibar di pressione. Tali linee, lungo le quali esiste la stessa pressione, racchiudono i centri di alta e bassa pressione che sulla carta risulteranno di forma circolare od ellittica. L'aria cerca di fluire direttamente da un'area di alta pressione ad una di bassa pressione; a causa però della rotazione terrestre (effetto Coriolis) e dell'attrito, il movimento dell'aria risulta alterato, per cui nell'emisfero settentrionale i venti al suolo circolano in senso orario intorno ai centri di alta pressione e in senso antiorario intorno ai centri di bassa pressione. Più le isobare sono vicine, più elevata è l'intensità del vento. I venti al suolo, invece di tagliare direttamente le isobare, sono leggermente angolati rispetto ad esse. Da ciò deriva una conseguenza pratica molto utile; dalla posizione del vento è possibile determinare la posizione del centro dell'alta e della bassa pressione. Escludendo le zone equatoriali, se si volgono le spalle al vento, la bassa pressione si trova davanti a voi verso sinistra.

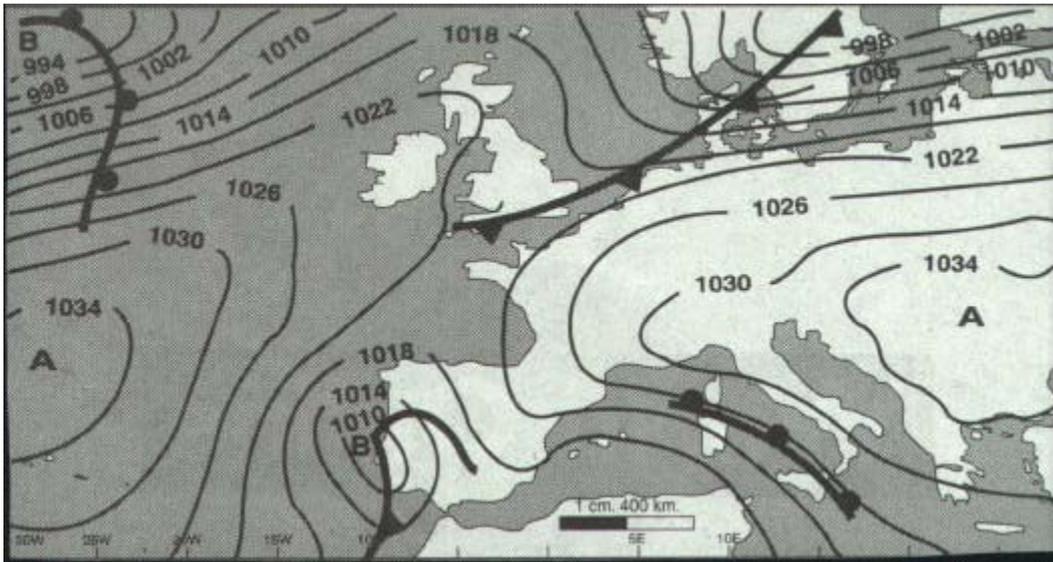


Figura 1-2: Carta del tempo con i centri di alta e bassa pressione e con le isobare indicanti la pressione in [millibar].

Per quanto possano sembrare incostanti, i venti si possono invece prevedere benissimo se considerati su scala planetaria. Mosso dal sole e modellato dalla rotazione della terra, il vento lotta eternamente per far da mediatore tra il caldo umido dei tropici ed il gelo dei poli. Il processo inizia all'equatore, dove l'aria calda si innalza sopra le zone delle calme equatoriali, una regione di venti di superficie leggeri e variabili. Salendo l'aria cede energia e raffreddandosi si muove verso l'esterno. Al termine di questo processo, l'aria si fa così densa da scendere, attorno ai 30° di latitudine nord e sud, formando quelle fasce di alta pressione e di relativa calma che conosciamo come zone delle calme subtropicali. Quest'aria densa è di nuovo attratta verso l'equatore ed in tal modo completa l'andamento circolare del flusso, noto come cellula di Hadley. Muovendosi verso l'equatore, l'aria vicina alla superficie viene deviata dalla forza di Coriolis dovuta alla rotazione terrestre e forma i venti costanti chiamati Alisei.

Dalle cellule tropicali una parte dell'aria si trasferisce in due cellule di circolazione più deboli, che si trovano al di sopra delle latitudini temperate. In queste cellule delle medie latitudini il flusso avviene in senso contrario a quello delle cellule tropicali ed anche a quello di un'altra coppia di cellule situate in prossimità dei poli. In questo modo, alle medie latitudini, l'aria vicina alla superficie terrestre si muove verso i poli ed è deviata dalla forza di Coriolis, dando luogo a venti prevalentemente occidentali.

Lungo il fronte polare, cioè l'instabile zona di contatto tra i venti occidentali delle medie latitudini ed i freddi venti orientali polari, le differenze di temperatura e di pressione raggiungono spesso valori estremi. Qui si trovano i grandi vorticosi cicloni e le correnti a getto polari d'alta quota che possono generare venti fortissimi.

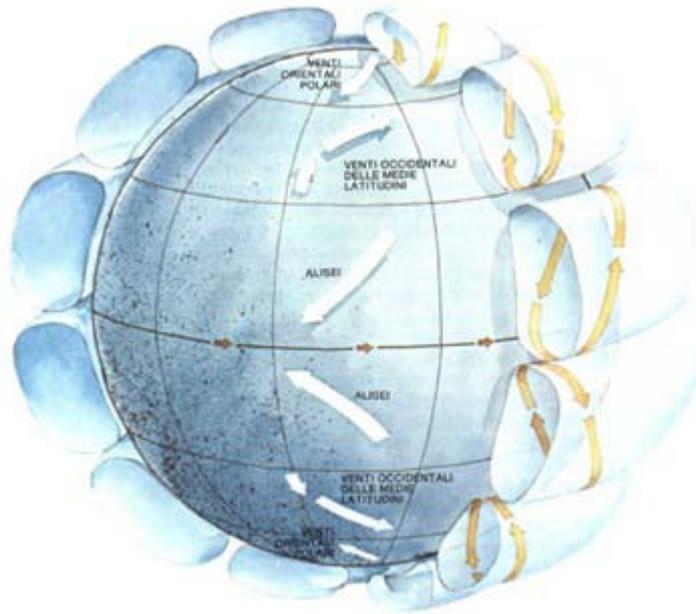


Figura 1-3: Moti convettivi che originano i venti determinandone direzione ed intensità

1.2 Cenni storici sullo sfruttamento del vento

Il vento, come l'acqua, è la più antica sorgente di energia meccanica d'origine naturale sperimentata dall'uomo. Quando si parla di energia eolica la maggior parte delle persone ricorre con la mente ai mulini a vento tipici degli olandesi; in realtà, già nell'antica Mesopotamia, il vento era una fonte di energia che gli uomini dell'antico Medio Oriente impararono ad intrappolare in grosse tele ed a sfruttare come forza motrice alternativa a quella animale.

Qualche geniale tecnico del 1700 a.C. infatti, pensò di utilizzare lo stesso principio dei mulini a vento ad asse verticale azionati dalla forza dei buoi, per creare dei rudimentali mulini a vento con le pale parzialmente coperte in modo da vincolare la rotazione in un solo verso.

In Asia, al contrario, sono state trovate tracce risalenti pressappoco a quel periodo o poco dopo di un mulino ad asse orizzontale con quattro pale "faccia al vento".

Anche i primi mulini persiani dei quali sono state trovate tracce, erano ad asse verticale. Un tronco portava da quattro ad otto bracci orizzontali che a loro volta sostenevano delle pale verticali. La tecnologia "eolica", per secoli non subì grandi innovazioni, in quanto non prese mai il sopravvento rispetto alle altre fonti di energia naturale che utilizzavano metodi analoghi ma più facilmente individuabili e in ogni caso più "economici".

Intorno al 1200 d.C., nel periodo delle crociate, i mulini a vento erano comunque già abbastanza radicati nel Medio Oriente, soprattutto ove non c'era disponibilità di acqua.

Dopo il Medioevo, quando la tecnologia si spostò dal Mediterraneo verso i paesi del nord, s'iniziarono a vedere maggiori sviluppi dell'energia eolica. Le pale divennero più robuste e resistenti per sopportare i venti più forti presenti in quelle zone, con la superficie d'impatto più affilata verso l'esterno e per bilanciare le diverse velocità tangenziali della pala.

La torre, che sosteneva le pale, era ben ancorata alle fondamenta ed era mobile solamente nella parte alta, dove c'è la trave di sostegno e l'asse delle pale.

Fu intorno al 1600, però che i tecnici introdussero le tecnologie più raffinate. Prima fra tutte fu quella dei profili delle pale che meglio sfruttano la "portanza". Infatti non è tanto l'impatto ortogonale del vento al piano di rotazione delle pale che fornisce maggior potenza (resistenza), ma quello laterale che sfrutta i profili aerodinamici (portanza) delle pale stesse. Dall'undicesimo secolo sino alla fine del diciannovesimo, l'uomo utilizzò la forza del vento (e dell'acqua) come una delle fonti primarie di energia. L'uso era principalmente meccanico: pompaggio, macina del grano, concerie, segherie ecc.

L'invenzione della dinamo, da parte del belga Gramme, nella metà del diciannovesimo secolo, aprì nuovi orizzonti all'utilizzazione dell'energia eolica ed idraulica e nel 1887 il francese Duc de La Peltrie costruì il primo aerogeneratore realizzato in Europa e destinato alla produzione di energia elettrica. Dopo le prime applicazioni veniva dato il via allo sfruttamento dell'energia eolica nell'industria. Nel medesimo periodo anche gli Stati Uniti realizzavano la possibilità di produrre energia elettrica sfruttando il vento e Charles F. Brush, nel 1890, sperimentò nell'Ohio un "mulino a vento" per produrre elettricità.

Le necessità dell'industrializzazione esasperata di quegli anni, però, obbligò la ricerca e la produzione a rivolgersi verso altre fonti diverse abbandonando l'interesse verso i mulini e l'energia eolica. Nel 1970 la crisi petrolifera sconvolse le economie dei paesi industrializzati e spinse gli studiosi alla ricerca di energie alternative; fra esse ritrovò vita ed interesse l'energia eolica che ritornò in auge. Fra gli Stati che si distinsero, per la ricerca e le installazioni, ritroviamo gli Stati Uniti e in Europa la Danimarca. In particolare quest'ultima sviluppò le ricerche e le installazioni di parchi eolici evidenziando l'importanza delle energie alternative (e rinnovabili) per la tutela dell'ambiente. Oggi, la Danimarca detiene la leadership nel settore eolico sia nella ricerca, sia nella produzione e realizzazione di impianti; seguono, in ordine di importanza, la Germania e gli Stati Uniti. In Italia gli sviluppi sono stati abbastanza modesti anche se negli ultimi anni è iniziata una crescita degna di considerazione, in particolare nelle regioni meridionali (Campania e Puglia), più adatte ad ospitare dei parchi eolici e più attente ad indirizzare i propri investimenti verso fonti di energia alternativa e rinnovabile, anche in funzione della tutela dell'ambiente.

2 Capitolo

Aerogeneratore (turbina eolica)

2.1 Generalità sull'aerogeneratore

L'energia eolica è una fonte di energia rinnovabile, molto diffusa e disponibile sotto forma meccanica che a sua volta può essere trasformata con un buon rendimento in elettricità, ma è utilizzabile anche per il pompaggio e per uso industriale. Le macchine in grado di trasformare l'energia eolica in energia meccanica di rotazione sono detti aerogeneratori. Essi sono costituiti essenzialmente da un sostegno che porta alla sua sommità la navicella, costituita da un basamento o da un involucro esterno; nella navicella sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero di trasmissione veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari.

All'estremità dell'albero lento e all'esterno della navicella è fissato il rotore, costituito da un mozzo, sul quale sono montate le pale. Il rotore può essere posto sia sopravvento che sottovento rispetto al sostegno.

La navicella è in grado di ruotare rispetto al sostegno allo scopo di mantenere l'asse della macchina sempre parallelo alla direzione del vento, ed è per questo che l'aerogeneratore viene definito "orizzontale". Opportuni cavi convogliano al suolo l'energia elettrica prodotta e trasmettono i segnali necessari per il funzionamento.

La forma delle pale è disegnata in modo che il flusso dell'aria che le investe azioni il rotore.

Dal rotore, l'energia cinetica del vento viene trasmessa a un generatore di corrente collegato ai sistemi di controllo e trasformazione tali da regolare la produzione di elettricità e l'eventuale allacciamento alla rete. L'aerogeneratore opera a seconda della forza del vento; al di sotto di una certa velocità la macchina è incapace di partire; perché ci sia l'avviamento è necessario che la velocità raggiunga una soglia minima di inserimento, diversa da macchina a macchina. Durante il funzionamento la velocità del vento "nominale", è la minima velocità del vento che permette alla macchina di fornire la potenza di progetto; ad elevate velocità, l'aerogeneratore viene posto fuori servizio per motivi di sicurezza.

2.2 Analisi dettagliata dei componenti di un aerogeneratore

La figura di seguito illustra i componenti di un aerogeneratore:

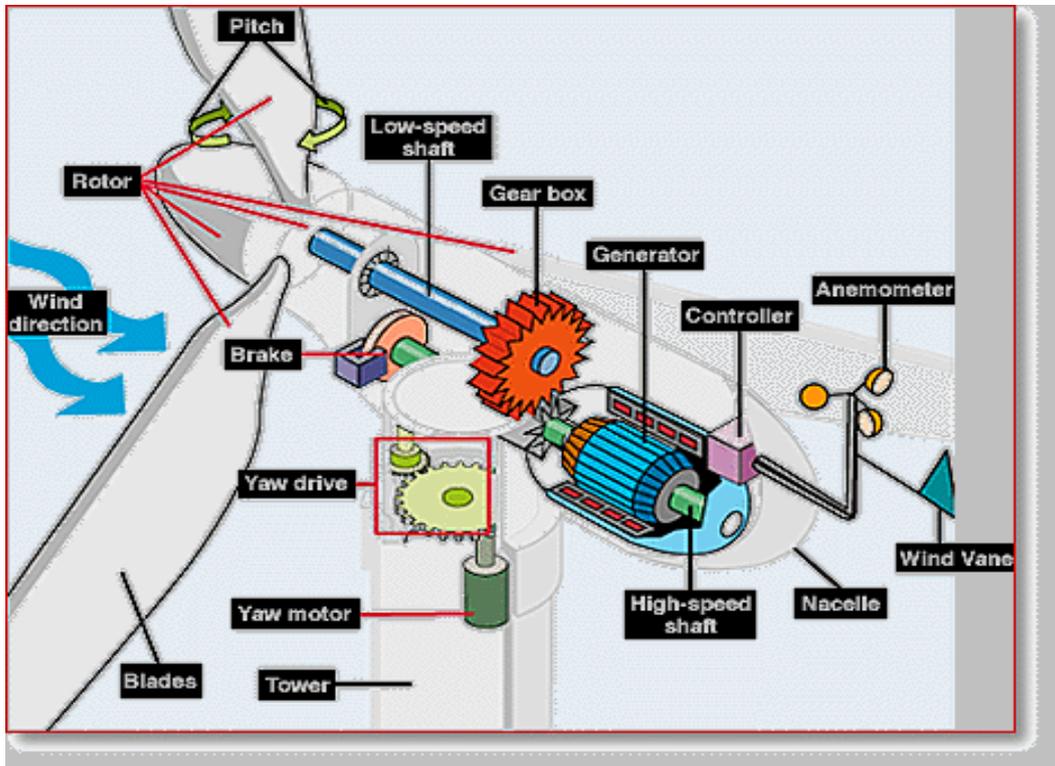


Figura 2-1:Componenti di una turbina eolica

1. Le pale (Blades);
2. Il rotore (rotor);
3. Il sistema di frenaggio (brake);
4. L'albero di trasmissione lento (low-speed shaft);
5. Il moltiplicatore di giri (gearbox);
6. Il generatore elettrico (generator);
7. Il controllore elettronico (controller);
8. L'anemometro (anemometer);
9. La banderuola (wind vane);
10. La navicella o gondola (nacelle);

11. L'albero di trasmissione veloce (high-speed shaft);
12. Il meccanismo di imbardata (yaw mechanism);
13. Torre (tower);
14. Il sistema di raffreddamento (cooling unit), non riportato nella figura;
15. La connessione alla rete elettrica, non riportato in figura.

Analizziamo nel dettaglio le parti appena menzionate.

2.2.1 Le pale (blades)

La progettazione della pala deve tener conto dell'esigenza di assicurare a essa un'adeguata resistenza a fatica, che consenta di prevedere una vita economicamente accettabile e una buona efficienza. I carichi variabili sulla pala durante la sua rotazione sono dovuti al peso proprio e a quello di eventuali manicotti di ghiaccio, alle rapide fluttuazioni in direzione e intensità della velocità del vento e al fenomeno dello "strato limite", ovvero, (l'intensità del vento che investe le parti più alte del rotore è maggiore di quella che investe le parti più basse). Quest'ultimo fenomeno si registra ogni volta che un fluido investe una superficie solida, infatti una corrente fluida subisce un rallentamento che avviene in una regione ben definita e limitata, vale a dire lo strato limite.

Una descrizione qualitativa del funzionamento di un aeromotore risulta più immediata ricorrendo al paragone con l'aerodinamica di un aereo. Come è noto, una superficie avente sezione a profilo alare posta in un flusso d'aria, è soggetta a una forza risultante di due componenti; la resistenza, parallela alla velocità del vento e la portanza, perpendicolare alla velocità del vento.

Queste due forze dipendono, tra gli altri fattori, dal tipo di profilo e per ogni profilo, dall'angolo con cui il flusso d'aria investe l'ala. Negli aeroplani, la portanza è la forza utile che sostiene il peso dell'aereo, mentre la resistenza è quella forza compensata dalla spinte di propulsione dell'aereo stesso. Analogamente, in un rotore eolico, ogni sezione della pala si comporta come un profilo alare posto in un flusso d'aria, la cui velocità è data dalla risultante della velocità del vento naturale e della velocità del vento dovuta alla rotazione della pala stessa (pari, quest'ultima, e contraria alla velocità periferica di rotazione della sezione).

In sostanza, negli aerei grazie al profilo dell'ala, la vena fluida al di sopra di essa ha una velocità più elevata rispetto alla vena fluida inferiore, ciò determina una spinta perpendicolare all'ala (la portanza è sempre ortogonale alla velocità del vento) che è noto come "effetto lift".

La direzione e l'intensità del flusso d'aria risultante variano da una estremità all'altra della pala, dato che la componente dovuta alla rotazione della pala, varia con la distanza dal centro del rotore. Il vento, causa come si è detto, una forza risultante, la cui componente sul piano di rotazione partecipa al movimento del rotore, mentre quella parallela alla direzione del vento sarà assorbita dal sostegno.

L'insieme delle componenti utili di tutte le sezioni delle pale fornisce così l'energia meccanica sull'albero della macchina. Qualitativamente la pressione dell'aria aumenta quando investe il rotore, (per il principio di Bernoulli, una diminuzione della velocità provoca un aumento della pressione), mentre diminuisce bruscamente dopo l'impatto per poi aumentare a valle fino a raggiungere la pressione atmosferica. Inoltre appena dietro il rotore si formano dei vortici dovuti alla turbolenza del moto.

2.2.1.1 Materiali più usati per la costruzione delle pale

I materiali più usati per la costruzione delle pale sono:

- Acciaio
- Materiali compositi rinforzati con fibra di vetro (poliestere)
- Legno
- Leghe d'alluminio
- Materiali compositi di tipo innovativo (ad esempio quelli che utilizzano fibre di carbonio)

A prescindere dai materiali utilizzati, tutti i costruttori sottopongono a collaudo e verifica i vari componenti della turbina eolica; si entra nel campo della dinamica strutturale, la quale con l'ausilio di sofisticati modelli matematici studia i carichi fluttuanti sopportabili dalla turbina. Per le turbine eoliche l'interazione tra turbina e flusso del vento determina i carichi sulla turbina e la sua risposta dinamica. Pertanto una corretta progettazione prevede l'uso di un valido modello matematico sull'interazione aeroelastica.

2.2.1.2 Configurazione delle pale

Fermo restando altre possibilità, negli aerogeneratori moderni prevalgono tre tipi di configurazioni:

- **Tripala:** con tre pale montate a 120° l'una rispetto all'altra e con numero di giri caratteristico di circa 30 RPM. È la configurazione più usata, perché se pur a fronte di costi di trasporto e di costruzione maggiori, è quello che ha il miglior rapporto costi/potenza sviluppata.
- **Bipala:** con due pale montate a 180° l'una rispetto all'altra e con numero di giri caratteristico di circa 40 RPM. Ha un costo minore dei tripala, ma ha un'efficienza minore e risente maggiormente della presenza della torre e della velocità al suolo, minore che in quota. E' generalmente provvisto di mozzo oscillante, che gli consente di equilibrare la spinta asimmetrica sul rotore.
- **Monopala:** con una sola pala e munito di apposito contrappeso, è la soluzione meno costosa e quella più indicata nel caso di siti poco accessibili. Deve sempre essere provvisto di mozzo oscillante ed ha una efficienza generalmente minore dei multipala.

2.2.2 Il rotore (rotor)

È composto dalle pale e dal mozzo. Le prime, quando sono colpite dal vento, sono soggette all'effetto "lift" e iniziano a ruotare. Questo moto rotatorio prosegue fino a quando la velocità del vento è compresa tra 5 m/s (velocità minima) e 25 m/s (velocità massima). Pertanto le pale operano la trasformazione dell'energia cinetica posseduta dal vento in energia meccanica e la trasmettono al mozzo del rotore, il quale è attaccato all'albero motore lento.

2.2.3 Il sistema di frenaggio (brake)

Può essere di tipo idraulico, meccanico o elettrico. Il primo tipo, è montato sull'albero di trasmissione lento e viene utilizzato durante il normale funzionamento della turbina eolica; il secondo tipo è montato sull'albero di trasmissione veloce e viene utilizzato nei casi di emergenza, come la rottura del sistema di frenaggio idraulico o durante le fasi di manutenzione e di riparazione; il terzo tipo è usato in configurazioni particolari e più sofisticate di aerogeneratori.

2.2.4 L'albero di trasmissione lento (low speed-shift)

Albero che collega il mozzo del rotore al moltiplicatore di giri. In una turbina eolica da 1 MW il rotore ruota lentamente, infatti compie da 20 a 30 giri o rivoluzioni al minuto (RPM). Turbine più grandi e potenti possono compiere fino a 60 RPM. Esso contiene i tubi del sistema idraulico, che serve ad azionare il sistema di frenaggio aerodinamico.

2.2.5 Il moltiplicatore di giri (gearbox)

È la parte meccanica, che collega l'albero di trasmissione lento all'albero di trasmissione veloce. La sua funzione è quella di aumentare gli RPM tra i due alberi; il loro rapporto può arrivare fino a 1/75, portando la velocità di rotazione da 20-60 RPM a 1200-1500 RPM.

2.2.6 Il generatore elettrico (generator)

Detto anche alternatore, è una macchina elettrica che trasforma energia meccanica, (che in questo caso è fornita dalla forza del vento, ma in generale può provenire da motori, turbine idrauliche, a vapore o a gas, motori a carburazione e Diesel, ecc.), in corrente elettrica alternata. Gli alternatori sono costituiti da due parti fondamentali, una fissa e l'altra rotante, dette rispettivamente statore e rotore, su cui sono disposti avvolgimenti di rame isolati. I due avvolgimenti si dicono induttore e indotto; a seconda del tipo di alternatore, l'induttore può essere disposto sul rotore e l'indotto sullo statore e viceversa. Gli alternatori sincroni sono macchine reversibili, ossia possono funzionare anche come motori, (cioè si mettono in movimento rotatorio se ricevono energia elettrica). In essi generalmente si dispone sullo statore

l'avvolgimento indotto e sul rotore l'induttore. Quest'ultimo è realizzato con elettromagneti eccitati in corrente continua (poli). Gli alternatori a magnete permanente, simili ai precedenti, utilizzano magneti permanenti in sostituzione dei poli di eccitazione. Negli alternatori a ferro rotante gli avvolgimenti indotti e induttori sono fissi e la produzione di energia elettrica si ottiene con il movimento del rotore, costituito da un cilindro di ferro lamellato sul cui bordo sono ricavati denti che assolvono la stessa funzione dei poli negli alternatori sincroni.

2.2.7 Il controllore elettronico (controller)

Contiene un computer, che ha il compito di verificare le condizioni generali dell'aerogeneratore e di comandare il meccanismo di imbardata. Nel caso si segnalino delle anomalie o malfunzionamenti, come il surriscaldamento del moltiplicatore di giri o del generatore di corrente, il controllore provvede a fermare immediatamente l'aerogeneratore e ad avvisare il personale attraverso un collegamento (generalmente effettuato via modem).

2.2.8 L'anemometro (anemometer)

Strumento che rileva la velocità del vento. Le indicazioni fornite dall'anemometro sono analizzate dal controllore elettronico, che provvede a far funzionare l'aerogeneratore se la velocità del vento si mantiene all'interno del range della velocità di set-point (da 5 a 25 m/s) o a non farlo partire in caso contrario.

2.2.9 La banderuola (wind vane)

Strumento che rileva la direzione del vento. Le informazioni fornite dalla banderuola servono invece al controllore elettronico a direzionare la turbina sopravento, utilizzando il meccanismo di imbardata.

2.2.10 La navicella o gondola (nacelle)

Contiene i componenti principali dell'aerogeneratore, li protegge dagli agenti esterni con il suo involucro ed è collegata direttamente al rotore; le sue dimensioni spesso sono tali da poter ospitare il personale di servizio e i tecnici durante le operazioni di manutenzione e di riparazione. La navicella è posizionata sulla sommità della torre.

2.2.11 L'albero di trasmissione veloce (high speed-shift)

Lavora a 1500 RPM ed alimenta il generatore di energia elettrica. Esso è dotato di un disco di frenaggio meccanico d'emergenza.

2.2.12 Il meccanismo d'imbardata (yaw mechanism)

Utilizza un motore elettrico per direzionare il rotore e la navicella sopravento; infatti solo le turbine eoliche "upwind" sono dotate di tale meccanismo, mentre quelle "downwind" non ne hanno bisogno dal momento che lavorano sottovento. Il meccanismo d'imbardata è azionato da un controllore elettronico, il quale riceve ed elabora le informazioni sulla direzione del vento ricevute da una banderuola.

Di solito l'angolo di imbardata varia di pochi gradi per volta, quindi in modo graduale, ogni qual volta si registra una variazione di direzione del vento.

2.2.13 La torre (tower)

Sostiene il peso della navicella e del rotore e svolge pertanto la funzione di struttura portante dell'intero aerogeneratore. In linea di principio un'elevata altezza della torre rappresenta un vantaggio, in quanto la velocità del vento aumenta con la quota dal suolo.

Ovviamente l'aumento dell'altezza della torre è limitato da problemi di stabilità strutturale e di costi.

2.2.13.1 Tipologie di torri

Le torri possono essere:

- **Tubolari:** sono più sicure, in quanto consentono al personale di servizio ed ai tecnici di accedere alla navicella ed al rotore attraverso una scala interna.
- **Traliccio:** sono meno costose.

2.2.14 Il sistema di raffreddamento (cooling unit).

È dotato di un ventilatore, oppure di un sistema di raffreddamento ad acqua, che servono a raffreddare il generatore elettrico e di un'unità di raffreddamento dell'olio contenuto nel moltiplicatore di giri.

2.2.15 La connessione alla rete elettrica

Può essere di tipo diretto o indiretto; nel primo caso il generatore è collegato direttamente ad una rete trifase a corrente alternata, mentre nella seconda configurazione la corrente passa dalla turbina in una serie di apparecchiature elettriche, che servono ad adattarla alla rete di trasmissione esterna. I generatori asincroni provvedono automaticamente a questo adattamento.

2.3 Classificazione delle turbine eoliche

Le turbine eoliche sono classificabili in diversa maniera e cioè in funzione della tipologia dell'energia sfruttata, della posizione dell'asse di rotazione, della taglia di potenza, del numero di pale ecc.

Possiamo quindi determinare diverse categorie:

1. *In funzione della posizione dell'asse di rotazione*
 - a. ad asse orizzontale (HAWT = Horizontal Axis Wind Turbine);
 - b. ad asse verticale (VAWT = Vertical Axis Wind Turbine);

2. In funzione della taglia di potenza

- a. di piccola taglia;
- b. di media taglia;
- c. di taglia intermedia;
- d. di grande taglia;

3. In funzione della velocità del rotore

- a. lento (multipala o mulino americano);
- b. veloce (con poche pale, in genere fino a 4);

4. In funzione del numero di pale

- a. multipala (ad elevata solidità o mulino americano);
- b. a bassa solidità (da 1 a 3-4 pale massimo);

5. In funzione della regolazione

- a. controllo di passo;
- b. controllo per stallo;
- c. controllo di imbardata;

Altre variabili utili alla classificazione riguardano la tipologia della torre (metallica tubolare o a traliccio, in cemento) ed il tipo di progetto delle macchine soft o hard in funzione della rigidità del rotore, in genere riguardo le macchine ad asse orizzontale. Esiste oggi una ulteriore classificazione in macchine a velocità variabile o a velocità fissa ed, inoltre, in funzione del tipo di generatore elettrico. In questa ultima ripartizione esistono macchine che possiedono due generatori e macchine con generatori a numero di coppie polari variabili. Ancora, esistono macchine dotate di inverter e macchine che ne sono prive. Dal punto di vista della linea d'assi, le macchine possono essere con o senza moltiplicatore del numero di giri.

3 Capitolo

Metodologie per la verifica delle prestazioni energetiche

Esistono diverse metodologie per verificare le prestazioni energetiche di un aerogeneratore, di ognuna delle quali sono state delineate e testate numerose varianti negli ultimi anni, al fine di individuare per ognuna di esse la migliore, che possa diventare una procedura standard, che sia di riferimento a tutte le figure implicate nello sviluppo di una centrale eolica. Fra queste diverse metodologie ho è scelto di trattarne tre nello specifico.

La prima, denominata **Site Calibration**, è una delle prime procedure ad essere stata ideata, e viene anche utilizzata tradizionalmente per la definizione delle prestazioni di potenza delle turbine eoliche, cioè per la misura della curva di potenza, da parte dei costruttori stessi di aerogeneratori.

Le altre due metodologie, **Numerical Site Calibration** e **Nacelle Anemometry**, sono quelle verso le quali l'industria eolica sta volgendo negli ultimi anni la propria attenzione, nel tentativo di rendere più semplici e meno onerose, ma ugualmente affidabili, le misure di power performance. Entrambi i metodi infatti entreranno a far parte della normativa nella sua prossima pubblicazione.

3.1 Site Calibration

La prova si basa sull'installazione di due stazioni anemometriche temporanee di misura, una delle quali viene usata come torre di riferimento per le misure, mentre la seconda viene eretta nella posizione in cui si è pianificato di collocare l'aerogeneratore. Va da sé che questo tipo di prova può essere realizzato solo prima della costruzione dell'impianto o dopo la rimozione della turbina. Installare temporaneamente una stazione di misura al posto della turbina permette di correlare le condizioni di vento che si hanno nella posizione della macchina con quelle nella posizione dell'anemometro di riferimento, che viene ubicato ad una distanza compresa tra $2/4$ volte il diametro del rotore.

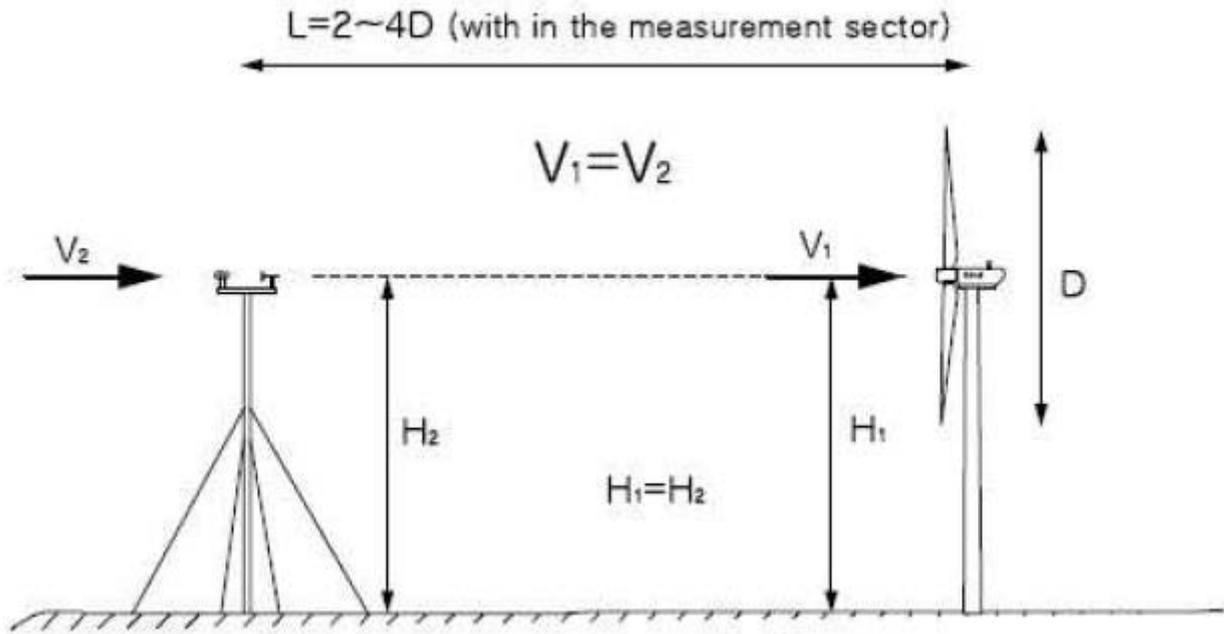


Figura 3-1: Misura delle prestazioni di potenza mediante stazione anemometrica di riferimento su terreno piatto.

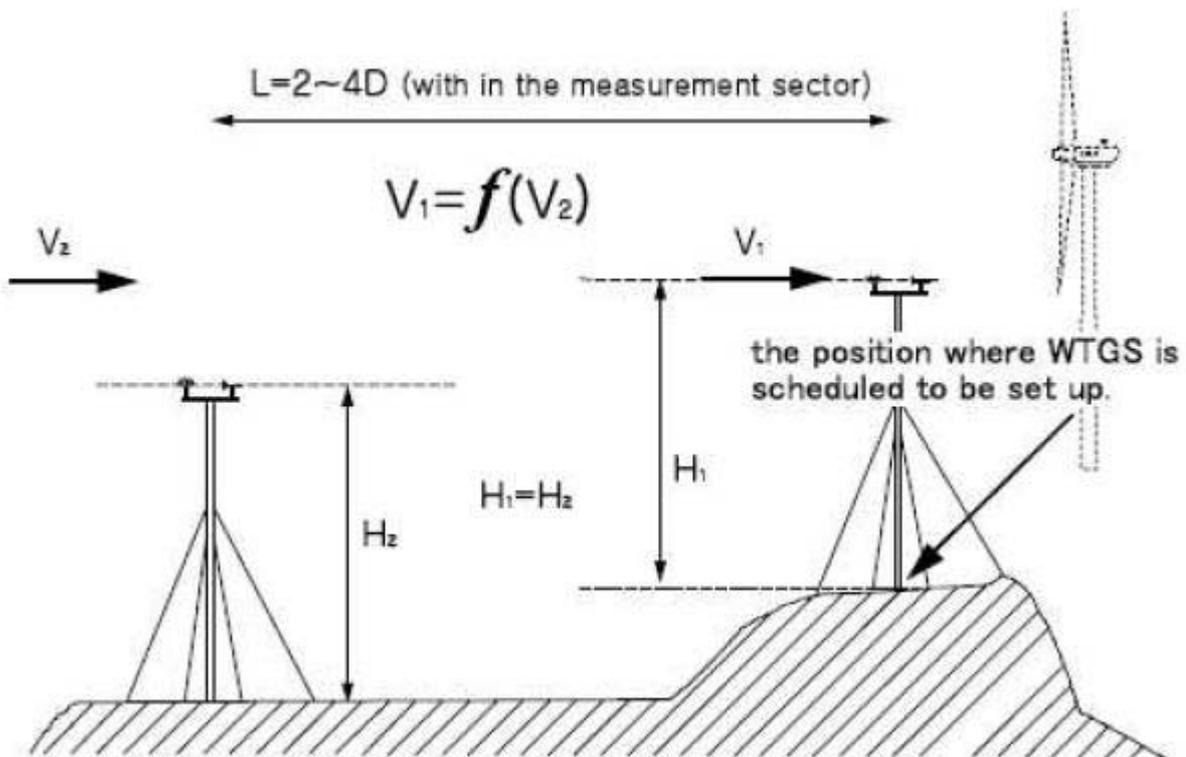


Figura 3-2: Misura delle prestazioni di potenza mediante una Site Calibration in caso di terreno complesso

Una Site Calibration quindi quantifica e potenzialmente riduce gli effetti del terreno e degli ostacoli sulle misure di power performance. Terreno e ostacoli possono infatti causare una sistematica differenza nella velocità del vento tra la posizione della stazione anemometrica sulla quale è montato l'anemometro di riferimento e il centro del rotore dell'aerogeneratore. Una volta collocate le due stazioni anemometriche, che saranno di altezza pari a quella degli aerogeneratori, viene realizzata una campagna di raccolta dati di velocità del vento, temperatura e pressione dell'aria che vengono organizzati in "bin" di direzione del vento di massimo 10°. Dovranno però essere escluse le direzioni sulle quali sono presenti ostacoli o caratterizzate da particolari condizioni topografiche.

La campagna di misura dovrà essere di minimo 24 ore di dati per ogni direzione di vento indisturbata, con almeno 6 ore di dati al di sopra di 8 m/s e 6 ore di dati al di sotto. Dal set di dati raccolto vengono calcolate, per ogni settore di direzione, le medie dei fattori di correzione del flusso dovuti al terreno, come rapporto tra la velocità del vento nella posizione della turbina e la velocità del vento alla stazione di riferimento. Un risultato chiave della Site Calibration è proprio questa tabella di fattori di correzione per ogni settore di direzione. Può accadere che i dati ottenuti siano insufficienti a definire i fattori di correzione, in tal caso è possibile aumentare il numero dei settori di misura, che dovranno essere scelti secondo l'Annex A della IEC 61400-12 1. La tecnica della Site Calibration non riduce l'elevata dispersione tipica della curva di potenza realizzata in siti a orografia complessa. Gli svantaggi di questo tipo di verifica sono sostanzialmente gli elevati costi dovuti alla necessità di erigere due stazioni anemometriche temporanee per ogni aerogeneratore, la lunghezza del periodo di prova e la necessità di doverla pianificare prima della costruzione dell'impianto. E' una metodologia, inoltre, che per via dei requisiti molto restrittivi che la caratterizzano rendono impossibile, nella maggior parte dei casi, la sua applicazione a tutte le turbine della wind farm.

Per migliorare i risultati della Site Calibration la ricerca si sta volgendo verso studi che valutino misure della curva di potenza basate non solo sulla velocità del vento al mozzo e densità dell'aria al mozzo, ma anche su altri fattori, come l'intensità di turbolenza. Una soluzione potrebbe essere derivare fattori di correzione del sito per differenti bin di velocità a differenti livelli di turbolenza.

3.2 Numerical site Calibration

E' una metodologia che si basa su modelli di calcolo numerico per la valutazione della risorsa eolica, i cui risultati possono essere utilizzati per permettere l'impiego di una Site Calibration anche dopo l'installazione della centrale eolica. Vengono cioè effettuate delle simulazioni numeriche del campo di vento, che permettono la stima del potenziale eolico su un'area estesa.

Tipicamente la velocità del vento in un sito viene misurata in solo una o due locazioni mediante stazioni anemometriche, perciò utilizzare programmi di calcolo permette l'estrapolazione di intensità e direzione del vento in punti dello spazio diversi da quello di rilevazione iniziale.

L'estensione di queste misure avviene mediante la valutazione di fattori di correzione del flusso di vento, detti speed-up. Questi fattori di correzione vengono calcolati a partire dal modello digitale del terreno dell'area nella quale sorgerà l'impianto e quindi applicati alle misure raccolte da una stazione anemometrica di riferimento.

La Numerical Site Calibration è applicabile quindi a siti ove l'impianto è già costruito ed utilizza i dati di vento di un unico anemometro di riferimento, qualunque sia il numero di turbine da verificare. Per la determinazione del campo di vento sono stati sviluppati diversi programmi informatici a partire dalla fine degli anni '80. Uno dei primi software ad essere stati elaborati è il modello **WAsP** (Wind Atlas Analysis and Application Program) sviluppato dal centro di ricerca di Roskilde, in Danimarca. Il programma si basa su modelli lineari di risoluzione delle equazioni del moto, ove viene esaminato l'andamento delle masse d'aria all'interno dello strato limite planetario assumendo un'equazione di tipo logaritmico per descrivere il profilo del vento in condizioni atmosferiche neutre e che il vento in quota, nell'atmosfera libera, sia esprimibile mediante la legge del vento geostrofico. L'andamento del vento vicino alla superficie terrestre viene poi modificato per tenere conto delle condizioni reali di non omogeneità del terreno mediante alcuni modelli specifici della rugosità superficiale, degli ostacoli e dell'orografia del terreno. I modelli di tipo lineare in generale risultano di semplice implementazione, per tale motivo hanno avuto in passato una larga diffusione, ma al tempo stesso sono fortemente condizionati dalle ipotesi a monte del modello stesso che lo rendono valido per condizioni atmosferiche neutre e per terreni a debole pendenza. Per tale motivo si è iniziato a puntare su solutori più completi delle equazioni del moto di **Navier Stokes**, che utilizzino modelli di tipo non lineare, le cui soluzioni risultino valide anche in condizioni più complesse, tipiche dei siti effettivi di installazione di parchi eolici.

Nell'ultimo decennio infatti sono stati diffusi diversi software che si basano sulla CFD (fluidodinamica computazionale) per la valutazione della risorsa eolica. Le simulazioni CFD

sono basate sull'integrazione su una porzione della più bassa atmosfera, il dominio computazionale; delle equazioni di flusso di Navier-Stokes mediate alle equazioni di Reynolds, le quali vengono discretizzate su una griglia computazionale ed integrate secondo una procedura a volumi finiti. Per la chiusura delle equazioni di turbolenza viene associato nella simulazione un modello di turbolenza. I risultati mostrano come questi processi possano essere applicati anche a siti ad orografia complessa.

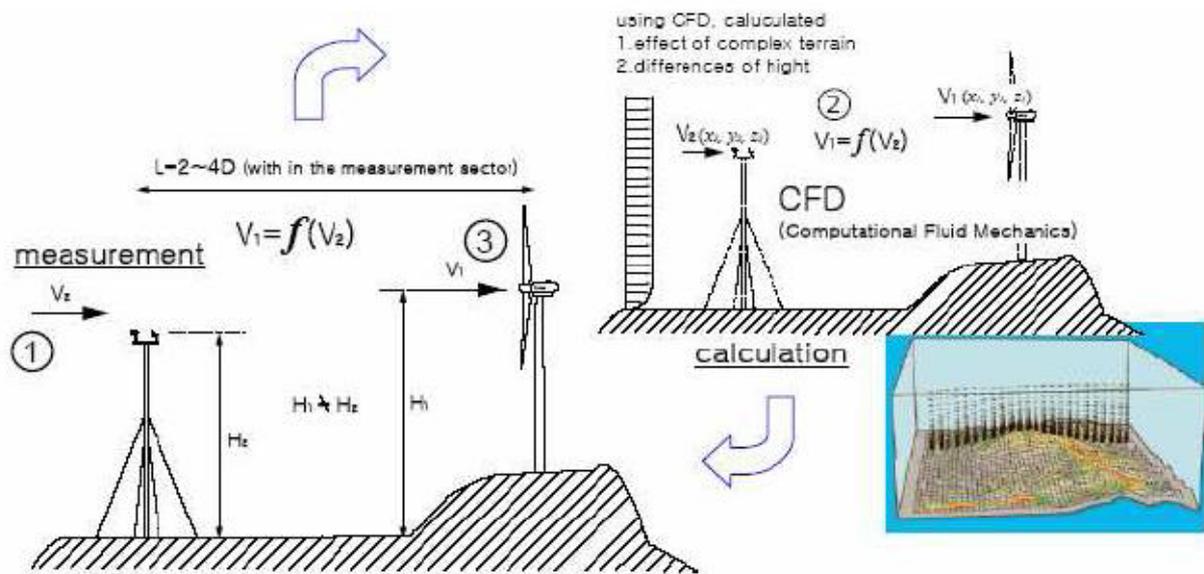


Figura 3-3: Misura delle prestazioni di potenza mediante una Numerical site Calibration

La simulazione ha inizio con la costruzione del modello digitale del terreno, grazie a mappe di rugosità e orografia, al quale viene associato l'elaborazione del campo di vento per il calcolo degli speed up; quest'ultimi vengono associati alle misure raccolte dalla stazione anemometrica di riferimento in modo da determinare il vento sentito al mozzo da ogni aerogeneratore. Tali speed-up sono definiti per ogni settore di direzione del vento; generalmente si considerano 12 o 16 settori. Avremo così che la velocità del vento al mozzo di ogni aerogeneratore sarà calcolata secondo:

$$V_k = S_{k,m} \cdot V_m$$

Con:

- V_k = velocità al mozzo dell'aerogeneratore k .
- $S_{k,m}$ = fattore di speed-up per l'aerogeneratore k calcolato a partire dall'anemometro m .
- V_m = velocità misurata dalla stazione di riferimento m .

E' implicita in questa formula l'assunzione di una relazione lineare tra le velocità e quindi la costanza dei fattori di speed-up, bisognerebbe però considerare che nella realtà fisica questi fattori dipendono non solo dal settore di direzione del vento, ma anche dalla velocità stessa, a causa della non linearità delle leggi di moto del fluido, e da altri fattori di influenza (stabilità dell'aria, ecc).

3.3 Anemometro di navicella

Recentemente si è posta sempre più l'attenzione sull'uso degli anemometri di macchina per la raccolta dei dati di velocità del vento da utilizzarsi per test di power performance. Non è stata ancora definita una metodologia standard, ma sono stati realizzati diversi studi di ricerca che valutano il modo più appropriato di condurre la verifica. Riuscendo difatti a stabilire una corretta procedura si otterrebbero, con l'utilizzo di questo metodo, notevoli vantaggi. Primo fra tutti la riduzione dei costi complessivi del test, nettamente inferiori rispetto ad una Site Calibration, oltre al fatto che le turbine eoliche sono generalmente già equipaggiate di un anemometro posto sulla navicella e non è necessario ulteriore equipaggiamento. In più questo approccio offre la possibilità di valutare il rendimento di una macchina anche in siti a orografia complessa dove l'erezione di una stazione anemometrica può risultare difficoltosa.

Esistono però diversi problemi che affliggono questa metodologia, di cui il principale è che l'anemometro di macchina non rappresenta accuratamente il vento libero sentito dal rotore. La misura risente infatti del disturbo dato dalla presenza del rotore, dal movimento delle pale e dalla struttura della navicella stessa. Questo problema può essere superato definendo una correzione per le misure; si stabilisce perciò una relazione, tra la velocità del vento misurata dall'anemometro di macchina e la velocità del vento misurata da un anemometro posto su una stazione anemometrica, che rappresenti il vento libero.

Questa relazione viene applicata ai dati raccolti dall'anemometro di macchina che, una volta corretti, verranno utilizzati per la definizione della curva di potenza. La velocità del vento registrata dall'anemometro di macchina e quindi la sua relazione con l'anemometro di riferimento viene influenzata da diversi fattori tra cui la disposizione dell'anemometro sulla navicella e il ritardo di flusso dovuto alla potenza estratta dal vento.

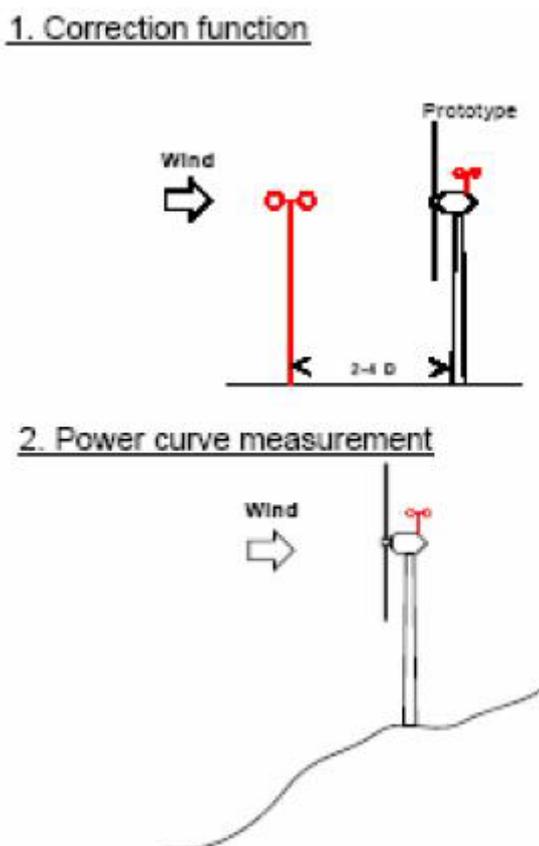


Figura 3-4: Misura delle prestazioni di potenza mediante Nacelle Anemometry

La presenza della navicella, e quindi la sua forma, influenza il flusso e può facilmente risultare sia una accelerazione che un ritardo della velocità del vento nella posizione ove è montato l'anemometro; ciò comporta ovviamente che una relazione stabilita per una specifica navicella non può essere generalizzata in quanto non sarà valida per una navicella di forma differente.

Una buona opportunità per stabilire la correzione dell'anemometro di macchina sono le misure effettuate su turbine prototipo su terreno piatto in accordo con lo standard IEC 61400-12-1. Una volta specificata la correzione della velocità del vento per il tipo di turbina da testare non sarà più necessaria, per la verifica della curva di potenza, nessuna stazione anemometrica di riferimento sull'impianto, ottenendo il vantaggio di una notevole riduzione dei costi.

Attualmente non esiste un modello unico di definizione della relazione, che d'ora in avanti indicherò come transfer function, tra anemometro di macchina e anemometro di riferimento, la ricerca non ha infatti ancora stabilito quale sia il metodo più accurato. Generalmente una volta raccolti i dati grezzi dei due anemometri viene effettuata una regressione di tipo lineare, o una regressione polinomiale del 5° ordine, o viene stabilita una correzione mediata per bin. La scelta del range di velocità in cui operare per la definizione della transfer function è funzione della disponibilità dei dati per bin di velocità del vento. Scegliere una regressione di tipo lineare

sembra essere il metodo meno corretto per via del comportamento non lineare dell'anemometro di macchina, può portare a sovrastime o sottostime della velocità del vento libero dell'ordine del 3% ed è infatti caratterizzato da un elevato errore standard, calcolato come la differenza tra la velocità corretta dell'anemometro di navicella e la velocità del vento libero mediata per ogni bin. Una correzione polinomiale del 5° ordine presenta invece un basso errore standard, che lo rende un metodo idoneo alla valutazione di curve di potenza. Presenta però un'incertezza statistica dei singoli coefficienti di regressione molto alta, dovuta al grande numero di parametri di regressione (6) rispetto al numero di bin di velocità (in genere dell'ordine di 25-35).

Più idoneo è valutare una correzione individuale per ogni bin di velocità. A questo scopo il rapporto tra la velocità media dell'iesimo bin misurata sull'anemometro di riferimento e la velocità media del corrispettivo bin dell'anemometro di macchina costituisce il fattore correttivo dell'i-esimo bin. L'errore standard è al di sotto dell'1% e non vi sono, come nel caso di regressione lineare, errori sistematici. Usando l'anemometro di macchina per la valutazione della curva di potenza l'incertezza statistica della correzione diminuisce con il numero di valori di 10 minuti per ogni bin di velocità del vento. Principalmente questa incertezza tende a convergere alla differenza media tra le letture dell'anemometro di riferimento e le misure corrette dell'anemometro di navicella in ogni bin di velocità all'aumentare dei dati per ogni bin.

Una particolarità significativa della curva di potenza valutata attraverso dati di vento collezionati dall'anemometro di macchina è che la dispersione dei dati è più bassa rispetto a curve di potenza valutate con anemometri di impianto. Ciò indica una migliore correlazione tra dati di potenza e di vento nel caso dell'anemometro di navicella.

Confrontando le curve di potenza, ottenute con la velocità dell'anemometro di navicella corretto, su differenti settori, risulta che la curva viene sovrastimata nei settori in cui l'aerogeneratore si trova nella scia di turbine vicine. La ragione è che l'anemometro di macchina è posizionato al centro della scia, dove la riduzione della velocità del vento è maggiore, mentre il rotore supera il centro della scia e, di conseguenza, è sotto l'impatto di velocità del vento medie più forti rispetto all'anemometro. Generalmente perciò i settori di direzione del vento nei quali la turbina investigata opera nella scia di turbine vicine vengono esclusi nelle valutazioni della curva di potenza.

Nel caso la definizione della transfer function venga effettuata in siti piatti e utilizzata su turbine collocate in siti a orografia complessa, per il calcolo della curva di potenza dovranno essere selezionati solo i settori in cui la pendenza del terreno si mantiene all'interno di certi limiti, in quanto essa provoca una ulteriore inclinazione verticale del flusso di vento sul corpo della

navicella che potrebbe rendere non più valida la correzione dell'anemometro calcolata su sito piatto.

La validità della correzione dell'anemometro di macchina è stata inoltre testata anche per variazioni delle impostazioni di controllo della turbina; i test sono stati realizzati variando la velocità del rotore. La conclusione di questi studi è che le proprietà dell'anemometro di macchina non sono influenzate significativamente da un cambio di impostazioni della velocità del rotore fino al 10%.

4 Capitolo

Efficienza ed energia

4.1 Conversione dell'energia del vento in energia di rotazione

Una turbina eolica ottiene la sua potenza convertendo la forza del vento in una forza di rotazione che agisce sul rotore. La quantità di energia che il vento trasferisce al rotore dipende dalla densità dell'aria, dall'area del rotore e dalla velocità del vento. L'energia cinetica di un corpo in movimento è proporzionale alla sua massa (o peso), quindi l'energia cinetica del vento dipende dalla densità dell'aria. In altre parole, più pesante è l'aria, maggiore sarà l'energia ricevuta dalla turbina. A pressione atmosferica e a 15 °C la densità dell'aria è circa 1.225 kg/m^3 e decresce leggermente con l'aumentare dell'umidità. Inoltre la densità dell'aria aumenta al diminuire della sua temperatura e diminuisce al diminuire della sua pressione. L'area del rotore determina quanta energia una turbina è capace di raccogliere dal vento. Poiché l'area aumenta con il quadrato del diametro del rotore, perciò se si raddoppia il diametro, una turbina riceverà quattro volte più energia. Se consideriamo per esempio una turbina da 600 kw, questa ha un diametro del rotore di 44 m e un'area di 1500 m^2 . Un ulteriore fattore che influenza la quantità di energia che viene trasferita al rotore è la velocità del vento; infatti:

- energia cinetica del vento ($KE = \frac{1}{2} * \text{massa} * \text{velocità} * \text{velocità}$)
- momento ($Mo = \text{massa} * \text{velocità}$)
- potenza per unità d'area ($P = KE * Mo$)

Quindi la potenza ottenuta è proporzionale alla terza potenza della velocità del vento; se la velocità del vento raddoppia, la potenza sarà 8 volte maggiore. In realtà non tutta l'energia posseduta dal vento può essere assorbita dal rotore, ma solo una parte. Infatti, per cedere tutta la sua energia il vento dovrebbe ridurre a zero la sua velocità immediatamente dopo il rotore e quindi ci troveremmo con una massa d'aria perfettamente immobile alle spalle del rotore che impedirebbe all'altra massa d'aria in movimento di entrare nel rotore. In realtà il vento, passando attraverso il rotore, subisce un rallentamento e cede solo parte della sua energia cinetica.

4.2 Efficienza massima teoricamente raggiungibile da un impianto eolico

Per calcolare la potenza estraibile da una “vena” di vento dal rotore di un aerogeneratore si può fare riferimento alla teoria di Betz (formulata negli anni '20 del secolo scorso dal fisico Tedesco Albert Betz). Si consideri il seguente schema; l'aria contenuta in un tubo di flusso, incontra l'ostacolo costituito dal rotore di un aerogeneratore; via via che si avvicina alle pale del rotore, l'aria del tubo di flusso viene progressivamente rallentata; la pressione, invece, aumenta. Al passaggio attraverso il rotore, l'aria gli cede energia. Nell'ipotesi che il rotore sia di spessore infinitesimo, la pressione cala bruscamente a gradino. E' proprio grazie al salto di pressione “ Δp ” che sul rotore viene esercitata una forza e trasferita potenza.

Si consideri il seguente schema:

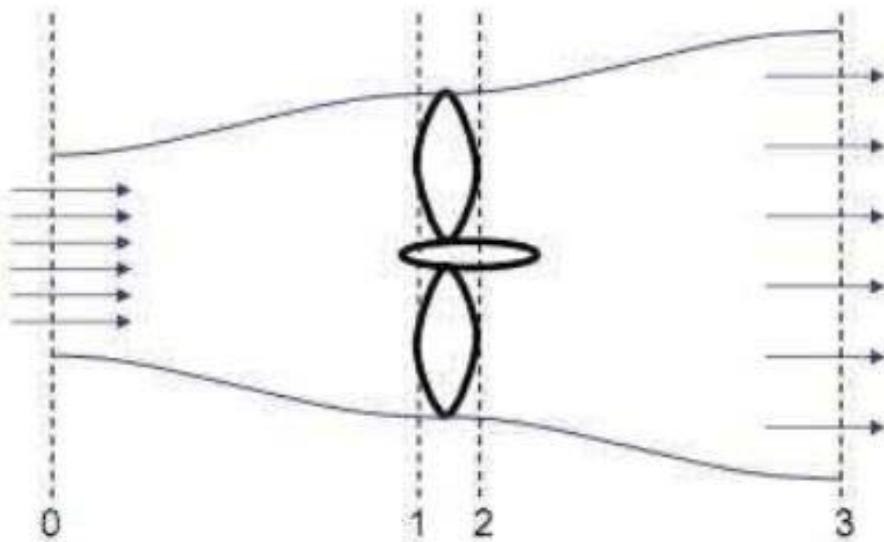


Figura 4-1: Aria contenuta in un tubo di flusso che incontra l'ostacolo costituito dal rotore di un aerogeneratore

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

1. Concetto di tubo di flusso; cioè, il tubo di corrente che attraversa il disco attuatore non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda;

2. In ogni sezione del tubo di flusso la velocità sia uniforme; cioè, la velocità vari solo lungo l'asse del tubo di flusso; in particolare la velocità sia uniforme sulla sezione del "disco attuatore" dell'aerogeneratore. Il rotore viene schematizzato con un "disco attuatore" di spessore infinitesimo e struttura uniforme;
3. Nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si possa ritenere una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione atmosferica P_o dell'ambiente esterno, proprio come nella condizione di getto libero;
4. Il flusso eolico non incontri ostacoli oltre alla turbina, né sopravento né sottovento;
5. Il vento sia stazionario e di intensità costante con la quota.
6. Non ci siano effetti di rotazione della vena a causa dell' "estrazione" di quantità di moto;
7. Si trascuri la comprimibilità dell'aria, cioè la densità " ρ " sia costante.

Le ipotesi di concetto di tubo di flusso e di densità costante assicurano, quale che sia la velocità " v_r ", essa non può avere discontinuità. Infatti deve valere **l'equazione di continuità**, per cui si può scrivere che la massa d'aria che attraversa qualunque sezione nell'unità di tempo, deve essere sempre la stessa, cioè:

$$\rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = m$$

Deve essere verificata anche **l'equazione di conservazione della quantità di moto** per cui:

$$F = m(v_1 - v_2) = d(mv)/dt$$

dove **F** è la forza (orizzontale) esercitata dal flusso sulla macchina.

La **potenza** è dunque:

$$W = Fv = vm(v_1 - v_2) \quad (*)$$

Facendo un **bilancio tra entrata e uscita dell'energia cinetica** associata alla vena fluida si trova la potenza ceduta:

$$W = m(v_1^2 - v_2^2)/2 \quad (**)$$

ma, poiché le potenze trovate nel modo (*) e nel modo (**) devono coincidere, si ricava:

$$W = Fv = vm(v_1 - v_2) = m(v_1^2 - v_2^2)/2$$

quindi:

$$v = (v_1 + v_2)/2$$

Il rallentamento avviene dunque, per metà nel tratto di corrente a monte e per metà nel tratto di corrente a valle del rotore. Definendo un **fattore di interferenza** "a" come:

$$a = 1 - v/v_1$$

si ottiene:

$$v = v_1(1 - a)$$

e

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad (***)$$

Il fattore 'a' rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina (al massimo $a=0.5$ quando si ha il blocco del flusso. Sostituendo la (***) nella (**) si ottiene la **potenza estraibile** da un flusso eolico secondo la teoria di Betz:

$$W = \frac{1}{2} m v_1^2 4a(1-a)$$

considerando che:

$$m = \rho VA = \rho V_1(1-a)A$$

si ottiene:

$$W = \frac{1}{2} \rho A V_1^3 4a(1-a)^2$$

La potenza del vento aumenta in maniera proporzionale al cubo della sua velocità e risulta proporzionale anche alla densità dell'aria. La densità è maggiore alle basse temperature, ad

esempio in inverno, e in condizioni di alta pressione. Inoltre la densità del vento influisce positivamente sulla sua potenza, in percentuali stimabili attorno al 10-20%. La potenza che il vento trasmette a un generatore eolico è direttamente proporzionale all'area spazzata, cioè al raggio delle pale. Piccoli aumenti del diametro del rotore assicurano notevoli aumenti nella resa energetica. Imponendo l'annullamento della derivata prima di "W" rispetto ad "a" si può trovare **l'interferenza ottimale**, cioè l'interferenza per cui si ha l'estrazione della massima potenza. Il valore $a=1$ non ha senso per cui:

$$a_{\text{ott}} = \frac{1}{3}$$

Esiste un **limite fisico** alla quantità di energia dal vento intercettabile dalle pale eoliche. Questo limite viene espresso col "**coefficiente di potenza**" C_p . Rapportando il valore della potenza "W" con quello che si avrebbe se la velocità restasse costante si può esprimere:

$$C_p = \left[\frac{1}{2} \rho V_1^3 4a(1-a)^2 \right] / \left[\frac{1}{2} \rho V_1^3 \right]$$

Il valore del coefficiente di prestazione per $a = \frac{1}{3}$ è:

$$C_p = 0.593$$

La legge di Betz individua l'efficienza massima teoricamente raggiungibile da un impianto eolico, dimostrando che una turbina può estrarre non più del 59,3% dell'energia cinetica contenuta in una massa d'aria e trascura tutti i fenomeni di attrito e soprattutto le turbolenze indotte dalla rotazione del rotore. In una situazione reale, il valore del coefficiente di prestazione è più piccolo di quello qui calcolato. La potenza del vento è una funzione della densità dell'aria, dell'area spazzata dal vento e della velocità istantanea del vento. Questo significa che l'incremento di ognuno di questi fattori aumenta la potenza estraibile dal vento. La legge di Betz esprime un concetto facilmente intuibile; se tutta l'energia del vento potesse essere assorbita dal rotore eolico trasformandosi in energia rotazionale e quindi elettrica, per assurdo il vento dovrebbe completamente "fermarsi" tra le pale della turbina. Ma la legge di Betz individua un valore di efficienza teorica che, da solo, è insufficiente per comprendere le concrete potenzialità dell'energia eolica. Dobbiamo quindi confrontarci con le **reali prestazioni** dei generatori eolici alle diverse velocità del vento.



Figura 4-2: Efficienza in funzione della velocità del vento di alcuni modelli di micro e mini turbine eoliche (California)

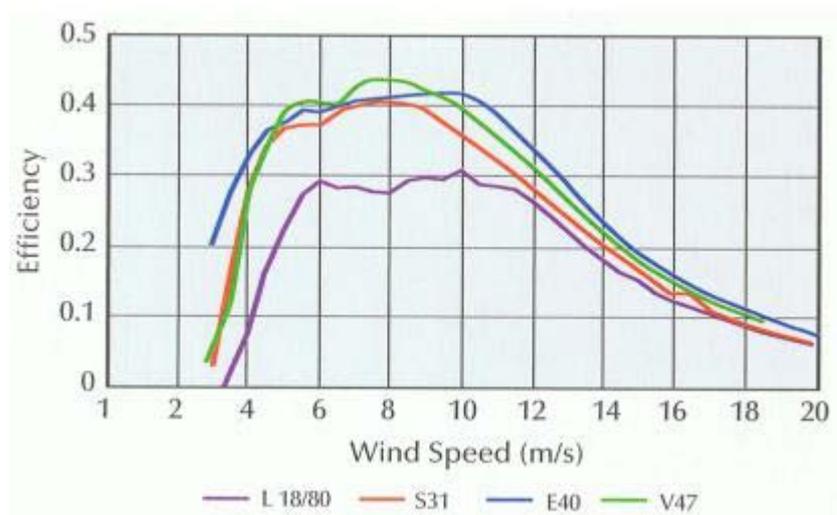


Figura 4-3: Efficienza in funzione della velocità del vento di alcuni modelli di turbine eoliche di media taglia

4.3 Maggiore efficienza con pale più resistenti

Gli speciali sistemi per la polimerizzazione di resine epossidiche oggi disponibili consentono di produrre con cicli di processo più ridotti e quindi di operare con i ritmi di produttività richiesti dal mercato. Il boom registrato in questi ultimi mesi nel settore delle energie rinnovabili e in particolare dell'energia eolica sta continuando senza sosta. Se consideriamo come periodo la

fine del 2008, la potenza generata nel mondo da turbine eoliche ha raggiunto una capacità totale di 120 gigawatt (GW), e il confronto con il 2007 ha visto un incremento di circa il 30%. Nel rapporto 'Parchi eolici off-shore', recentemente pubblicato dalla società di consulenza KPMG, si arriva alla conclusione che quello dell'energia eolica è al momento il settore industriale con la maggiore dinamica di crescita in tutto il mondo; sono, infatti, ben 80 i paesi che oggi sfruttano il vento per la produzione di energia elettrica. Secondo la "World Wind Energy Association" (WWEA), entro il 2040 sarà possibile far fronte all'intero fabbisogno mondiale di elettricità utilizzando il vento e altre fonti rinnovabili. In quest'ottica, dunque, un rapido sviluppo delle tecnologie legate alla produzione di impianti per l'energia eolica potrebbe essere una risposta corretta alla crisi finanziaria e ai problemi legati alle fonti di energia non rinnovabili.

Sono due le tendenze che oggi dominano lo sviluppo del settore dell'energia eolica; *la crescita delle dimensioni delle turbine progettate*¹, così da generare una potenza sempre maggiore per ciascun impianto, e lo *spostamento delle turbine dalla terraferma alle soluzioni off-shore*². Una delle ragioni per progettare pale di lunghezza sempre maggiore è che, per esempio, una pala con lunghezza doppia copre un'area quattro volte maggiore e quindi può catturare una quantità di energia quattro volte maggiore. Allo stesso tempo, però, una pala di lunghezza doppia ha un peso quattro volte superiore; mentre una pala di 30 metri di lunghezza pesa dalle 4 alle 5 tonnellate, una pala di 60 metri può arrivare a pesare circa 20 tonnellate. Nonostante questi incrementi di peso, grazie all'uso di materiali innovativi come i **compositi con rinforzo in fibre di carbonio**, i limiti della tecnologia sono ancora lontani dall'essere raggiunti. I ricercatori stanno infatti lavorando a progetti per realizzare pale da 70 metri e si stanno attrezzando laboratori sperimentali capaci di accogliere pale da 90 metri di lunghezza per i test di resistenza.

Quando una pala raggiunge i 60 metri di lunghezza, le possibilità per utilizzare rinforzi strutturali in fibra di vetro sono praticamente esaurite. Oltre questo limite, si utilizzano più spesso materiali compositi con rinforzi in fibra di carbonio, anche se il loro costo è circa cinque volte maggiore.

In ogni caso, contrariamente a quanto si possa pensare, le limitazioni maggiori non sono dovute alla scelta dei materiali. Le ragioni reali sono di natura economica, poiché la redditività di un impianto eolico non cresce in maniera proporzionale con il diametro del rotore. Turbine di grandi dimensioni sono certamente più efficienti, ma sono più costose da trasportare e da installare, tanto che la loro redditività è influenzata da molti fattori che hanno un grande impatto durante la costruzione dell'impianto. L'espansione degli impianti off-shore sta cominciando a giocare un ruolo importante in molti paesi europei. Secondo le previsioni riportate dall'European Wind Energy Association "EWEA", entro il 2020 saranno collegati alla rete elettrica impianti da circa 20 GW a 40 GW di potenza. Per il futuro si prevede una crescita quasi esponenziale, tanto che

Siemens Wind ha previsto che entro il 2014 saranno effettuate nuove installazioni per una capacità totale di 4.200 MW.

In questo scenario, i produttori di materiali affrontano sfide continue, in particolare per la produzione delle pale dei rotori. Questo ha comportato una progressiva sostituzione delle resine a base poliestere a favore delle più resistenti resine epossidiche, in modo da raggiungere le proprietà del materiale necessarie per diametri dei rotori superiori a 100 metri. A tale proposito, "BASF" ha sviluppato resine epossidiche (già approvate da Germanischer Lloyd) che permettono di realizzare pale di lunghezza sempre maggiore e al contempo di ridurre i tempi di polimerizzazione in autoclave fino al 30%.

Le forze esercitate su una pala, anche soltanto di 40 metri, sono enormi. Insieme a un peso di circa 70 kN, che equivale a quello di cinque auto di classe media e alla forza centrifuga che dipende dalla velocità di rotazione, sono le forze tangenziali dovute all'azione del vento, e che dipendono dalla velocità del vento, che possono produrre momenti flettenti in corrispondenza del mozzo fino a 6.000 kNm.

Per soddisfare questo genere di requisiti vengono utilizzati in prevalenza sistemi a base di resine epossidiche rinforzati con mat di fibre di vetro. Anziché essere impiegati sotto forma di tessuti, questo genere di rinforzi (tessuti non tessuti) sono disposti a strati successivi e tenuti in posizione da una sorta di cucitura, in modo tale da minimizzare la flessione delle fibre di cui sono costituiti. Allo stesso tempo, e qualche volta in combinazione con i rinforzi in fibra di vetro, vengono impiegati rinforzi in fibra di carbonio, anche se in quantità inferiore, non soltanto a causa del costo più elevato, ma anche della loro limitata disponibilità sul mercato. Altri materiali, come per esempio fibre "aramidiche" (per esempio Kevlar) o fibre "basaltiche", non sono ancora stati considerati per questo genere di applicazioni.

Durante la produzione delle grandi pale dei generatori, le fibre o meglio i "mat" di fibre, sono imbevuti con due componenti fluide, la resina e l'indurente, che reagiscono dopo il riscaldamento nello stampo per formare un polimero ad alta resistenza. Il sistema completo, ovvero la matrice e le fibre, costituisce un materiale composito che fornisce le caratteristiche di resistenza meccaniche necessarie al componente.

4.3.1 Indurenti di nuova generazione

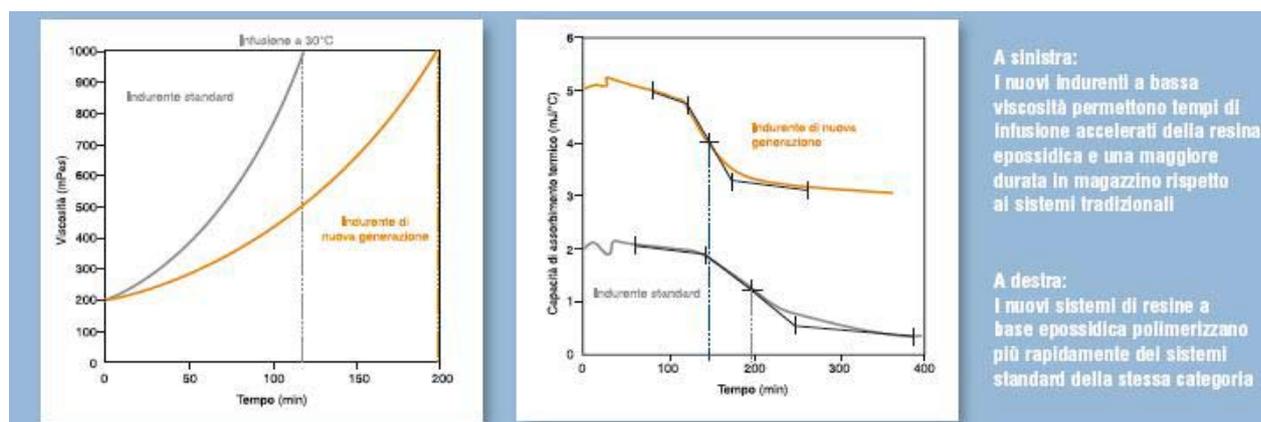


Figura 4-4: Proprietà dei nuovi indurenti e dei nuovi sistemi di resine a base epossidica

Per l'impregnazione delle fibre per la produzione di un componente in composito vengono impiegate sostanzialmente quattro tecniche. Nella "laminazione", i mat asciutti vengono impregnati manualmente, l'uno dopo l'altro, utilizzando dei rulli intinti in un bagno di resina. Le tecniche di "infusione", invece, sfruttano il vuoto per 'risucchiare' la resina all'interno dei mat asciutti già disposti all'interno di uno stampo. La terza possibilità consiste nell'immergere il rinforzo in fibra di vetro all'esterno dello stampo e di lasciarlo asciugare prima di disporlo in forma semi rigida nello stampo per la polimerizzazione finale (tecnologia *pre-preg*).

Infine, per componenti di forma cilindrica e di lunghezza importante, le fibre sono impregnate e avvolte su uno stampo prima del curing mediante l'uso di energia termica (*filament winding*).

Utilizzando queste quattro tecniche è possibile di norma realizzare tutti i componenti principali di un rotore, comprese la porzione multistrato alla radice della pala che trasmette la forza al mozzo, le costole interne e le strutture interne della pala che si fanno carico della maggior parte delle forze che agiscono nella direzione dell'asse della pala (forza centrifuga, azione tagliente, momento torcente). La terza componente è lo strato esterno della pala che svolge la funzione di superficie aerodinamica e che è prodotta insieme oppure incollata in seguito con la radice e con la struttura interna.

I moderni sistemi di infusione della resina nel settore eolico comprendono sempre una resina e un indurente. Anche i nuovi sistemi messi a punto da "BASF" usano questo tipo di sostanze. Immediatamente prima dell'infusione, i due componenti, resina e indurente, vengono miscelati in un rapporto prestabilito e a questo punto si fa partire una sorta di cronometro per la misura del tempo di pre-processo, poiché la reazione tra i due componenti inizia lentamente e accelera all'aumentare della temperatura. Perché il processo di infusione della resina funzioni, la viscosità del sistema resina e indurente deve essere quella corretta. Per questo motivo, i cosiddetti

“correttori di reazione”, che riducono la viscosità ma allo stesso tempo fanno parte della reazione di polimerizzazione, sono inclusi nella formulazione delle resine.

La polimerizzazione della resina avviene per reazione tra le ammine e i gruppi epossidici a formare una rete tridimensionale di legami chimici ad alta resistenza. La reazione dipende dalla temperatura di processo, e può essere influenzata dall'uso di additivi come acceleratori di reazione.

4.3.2 Altri vantaggi economici

I primi rotori basati sui cosiddetti indurenti di nuova generazione sono già in esercizio. Questi nuovi sistemi di indurenti possono essere facilmente adattati, semplificando notevolmente il processo di produzione delle pale. Tra l'altro, ciò significa qualità più elevata, migliore stabilità di processo.

Fino a ora, in funzione di fattori esterni come per esempio la temperatura, si mischiavano differenti indurenti. Il nuovo sistema messo a punto da Basf, “Baxxodur”, offre vantaggi significativi, poiché può essere impiegato per un intervallo di temperature molto più ampio. Ciò significa che non è necessario modificare continuamente la formulazione degli indurenti, e questa possibilità offre un indubbio vantaggio dal punto di vista delle quantità di materiali da stoccare.

Un compito aggiuntivo dei produttori di materiali compositi con rinforzo di fibre basati su resine epossidiche è quello di migliorare ulteriormente le proprietà di resistenza meccanica della resina e nell'adesione di questa con le fibre. Questo aspetto ha lo scopo di migliorare il profilo di proprietà esistenti, che già sono offerte dall'impiego di sistemi di indurenti di nuova generazione nella fabbricazione dei rotori, cioè una ancor migliore resistenza meccanica, tempi di ciclo significativamente ridotti e una produttività più elevata.

4.4 Calcolo del kwh/m^2 di una turbina eolica

Ogni turbina ha una propria caratteristica **curva di potenza**. La curva di potenza di una macchina eolica, mostra il rapporto tra la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dal generatore. È quindi una caratteristica del sistema eolico, valida cioè per definite condizioni di sito, quali orografia, densità dell'aria e turbolenza del vento. In generale la curva di potenza di una turbina eolica dovrebbe essere definita determinando valori di potenza, velocità

del vento e turbolenza presso un sito pianeggiante, privo di ostacoli nelle vicinanze e riportando i valori di densità dell'aria a quelli standard sul livello del mare (' ρ ' dell'aria paria 1.225 kg/m^3).

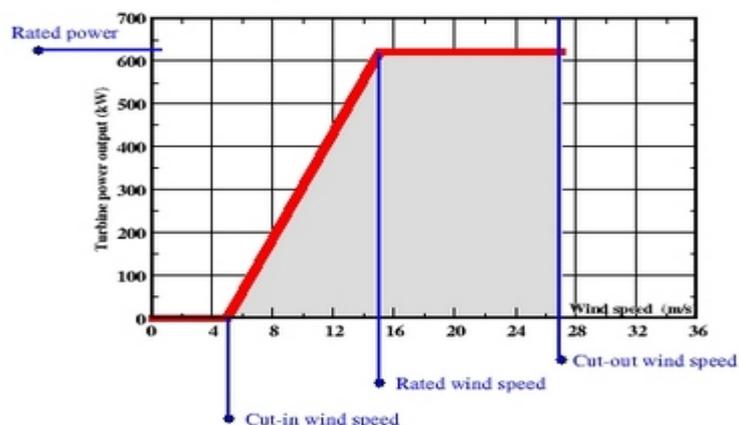


Figura 4-5: Esempio della curva di potenza di una turbina eolica da 600 kw

Nell'asse delle ascisse è indicata la potenza elettrica erogata, mentre l'asse delle ordinate riporta le diverse velocità del vento. La soglia minima (*cut-in wind speed*) di velocità del vento richiesta per l'avvio della turbina è in questo caso di 5 m/s. La velocità nominale (*rated wind speed*), cioè la velocità del vento nella quale la macchina raggiunge la potenza nominale di targa, è pari a 15 m/s. La potenza di picco risulta spesso superiore alla potenza di targa, come si può notare anche nella curva di potenza riportata in questo esempio.

La potenza erogata rimane costante sul valore nominale fino al raggiungimento della soglia massima (*cut-out wind speed*) di velocità del vento, che nel caso di questa turbina è realisticamente localizzata in 27 m/s. Non tutte le turbine sono progettate per mantenere costante la potenza erogata, con velocità del vento superiori a quella nominale. Oltrepassata la soglia massima tollerata, l'aerogeneratore si mette in sicurezza e interrompe la produzione di elettricità, per evitare danneggiamenti. Quindi per poter fare una stima realistica della produzione energetica annua di un generatore o di un impianto eolico, dobbiamo incrociare la curva di potenza della macchina con i dati relativi alle caratteristiche specifiche del vento. In assenza di studi anemologici realizzati nel sito prescelto per l'installazione, spesso si fa riferimento a un dato di velocità media annua del vento, calcolato in metri al secondo. Il dato di velocità media annua, misurato a diverse altezze dal livello del suolo o del mare, è rintracciabile in tutti gli atlanti eolici. Questa velocità media annua, è un parametro utile, ma che preso da solo può risultare insufficiente, in quanto zone geografiche con venti dalle caratteristiche molto diverse possono avere valori simili di velocità media del vento. Quindi nota la ***curva di potenza***, occorre

anche conoscere, oltre alla velocità media del vento nel sito scelto, anche la effettiva distribuzione statistica della velocità del vento, ovvero la probabilità che il vento assuma una certa velocità. Ciò che a noi occorre è conoscere le diverse velocità del vento che insieme formano la media, per individuare quelle percentualmente più frequenti, possibilmente su un arco temporale di almeno un anno. La tabella sottostante mostra la frequenza della velocità del vento, in una località dell'Italia centrale che presenta un valore di vento medio annuo pari a circa 4 m/s.

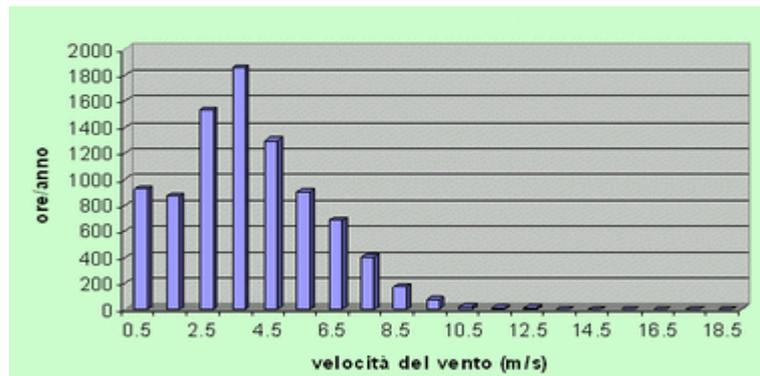


Figura 4-6: Esempio di distribuzione della frequenza della velocità dei venti in una località dell'Italia centrale

Naturalmente le ore/anno individuate nell'asse delle ascisse possono essere facilmente convertite in frequenze espresse in numeri percentuali. L'andamento dell'istogramma può anche essere riprodotto con la distribuzione di “Weibull” o “di Rayleigh”, mediante una curva a campana. Normalmente, la distribuzione temporale della velocità del vento per un sito tipico viene descritta usando la funzione di distribuzione statistica di Weibull (dal matematico svedese Waloddi Weibull, 1887-1979), di cui si riporta qui di seguito per la velocità scalare v l'espressione a due parametri della funzione densità di probabilità $D(v)$:

$$D(v) = \frac{k}{s} \left(\frac{v}{s} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{s} \right)^k \right]$$

I due parametri positivi, i cui valori modificano la forma generale della curva e che quindi devono essere scelti in modo adatto alla situazione specifica, sono “ k ” (*fattore di forma*) e “ s ” (*fattore di scala*).

Si tratta di una distribuzione di densità di probabilità, e quindi per definizione l'area sottostante la curva rappresentativa di $D(v)$ in funzione della velocità v deve essere unitaria.

Il significato della funzione *densità di probabilità* $D(v)$ è il seguente; dati due valori della velocità del vento $v1$ e $v2$ ($v1 < v2$), la probabilità che la velocità effettiva del vento v sia compresa tra tali valori ($v1 \leq v < v2$) è calcolabile dalla funzione *densità di probabilità* nel modo seguente:

$$P_{v1}^{v2} = \int_{v1}^{v2} D(v) \cdot dv = \left[-\exp\left[-\left(\frac{v}{s}\right)^k\right] \right]_{v1}^{v2} = \exp\left[-\left(\frac{v1}{s}\right)^k\right] - \exp\left[-\left(\frac{v2}{s}\right)^k\right]$$

Un altro valore statistico rilevante è rappresentato dalla funzione *probabilità cumulata*, che rappresenta la probabilità che la velocità del vento assuma valori inferiori a v . Da quanto detto, è immediato ricavare:

$$P_0^v = \int_0^v D(v) \cdot dv = \left[-\exp\left[-\left(\frac{v}{s}\right)^k\right] \right]_0^v = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{s}\right)^k\right]$$

Utilizzando l'espressione appena scritta, si può facilmente calcolare il valore mediano della velocità del vento \hat{v} , intesa come velocità per la quale il valore della funzione *probabilità cumulata* vale un mezzo. Si ha:

$$\exp\left[-\left(\frac{\hat{v}}{s}\right)^k\right] = 0,5 \Rightarrow \hat{v} = s \cdot (\ln 2)^{\frac{1}{k}}$$

Generalmente diversa dal valore mediano è la *velocità media* \bar{v} , intesa come media aritmetica di un gran numero di valori delle velocità riscontrate, ad intervalli temporali uguali, nell'intero periodo di riferimento, (generalmente anno).

La velocità media \bar{v} si può calcolare dalla distribuzione della densità di probabilità dividendo l'intero campo di velocità in un gran numero di intervalli, moltiplicando il valore di velocità al centro di ciascun intervallo per la densità di probabilità corrispondente a quel particolare valore di velocità e per l'ampiezza dell'intervallo stesso, e sommando tutti i singoli termini.

In formule:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v \cdot D(v) \cdot dv$$

Espressione che spesso si preferisce scrivere nella forma equivalente:

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

ove la funzione gamma Γ è così definita:

$$\Gamma(a) = \int_0^{\infty} t^{a-1} \exp(-t) dt$$

Nella Figura seguente 4-7 si riporta un esempio di funzione densità di probabilità della velocità del vento, per un particolare sito con velocità media $\bar{v} = 7$ m/s. Quella rappresentata in figura corrisponde ad una distribuzione di densità di Weibull con fattore di forma $k=2$ e fattore di scala $s=7,9$. La Figura 4-8 nella pagina seguente, rappresenta invece la corrispondente funzione di probabilità cumulata.

Il fattore di forma, come indica il nome, stabilisce la forma generale della funzione di densità di probabilità. Quando il fattore di forma vale 2, come per le curve rappresentate nelle Figure 4-7 e 4-8 in seguito, la distribuzione statistica della velocità del vento va sotto il nome di **distribuzione di Rayleigh**. I produttori di turbine eoliche spesso si riferiscono alla distribuzione di Rayleigh.

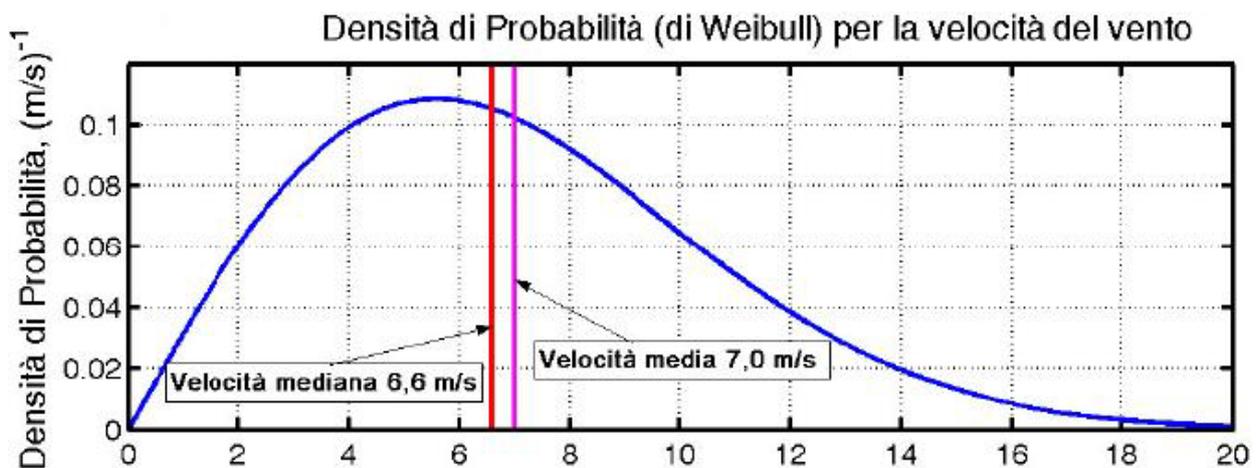


Figura 4-7: Densità di probabilità della velocità del vento per un particolare sito con velocità media di 7 m/s

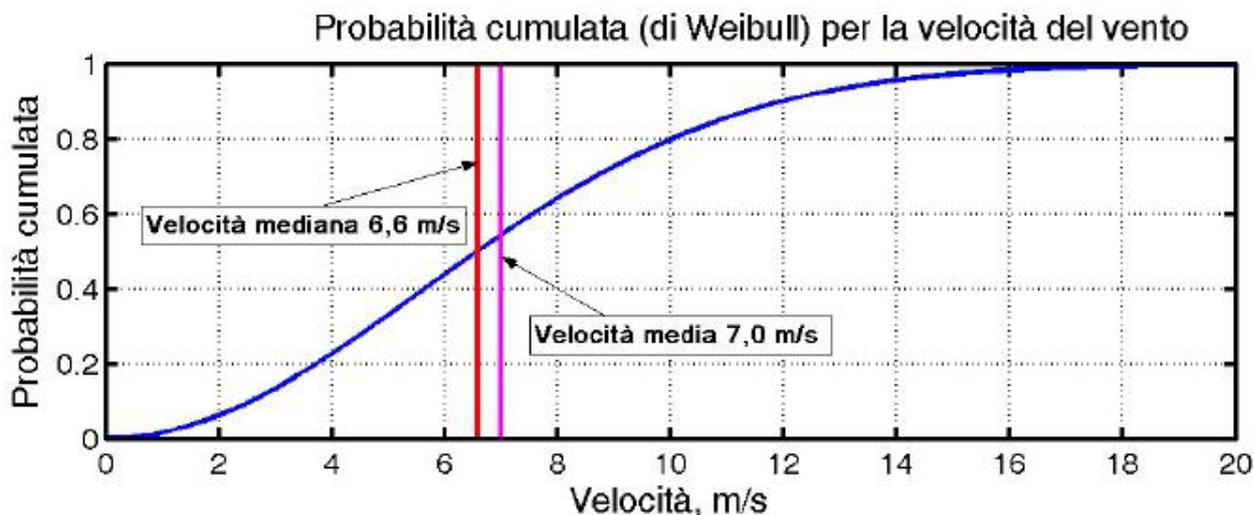


Figura 4-8: Funzione di probabilità cumulata corrispondente

Assieme al parametro di forma, il valore del fattore di scala determina la velocità media del vento, ed è quindi un indice della ventosità del sito.

La distribuzione statistica della velocità del vento varia naturalmente da luogo a luogo, in funzione delle condizioni climatiche locali, della conformazione del sito e delle caratteristiche della superficie. Quindi la distribuzione di Weibull può variare sia nella forma che nel valore medio.

Nelle Figure 4-7 e 4-8 sono indicati sia il valore medio della velocità del vento per la particolare distribuzione considerata ($\bar{v} = 7,0 \text{ m/s}$), che la velocità mediana ($\hat{v} = 6,6 \text{ m/s}$); come si vede nel grafico di Figura 4-8 della probabilità cumulata, per metà del tempo il vento soffia ad una velocità inferiore a 6,6 m/s, e per l'altra metà del tempo la velocità del vento è superiore a questo valore; nella Figura 4-7, il segmento verticale rappresentativo della velocità mediana suddivide l'area sottostante la curva della densità di distribuzione in due parti uguali.

Come si vede, la velocità mediana non coincide con la velocità media. A parità di valore medio della velocità del vento in un sito, al variare della forma della distribuzione cambia il numero di ore all'anno durante le quali il vento è maggiore di un certo valore. Questo si può osservare attraverso l'uso delle curve di durata della velocità.

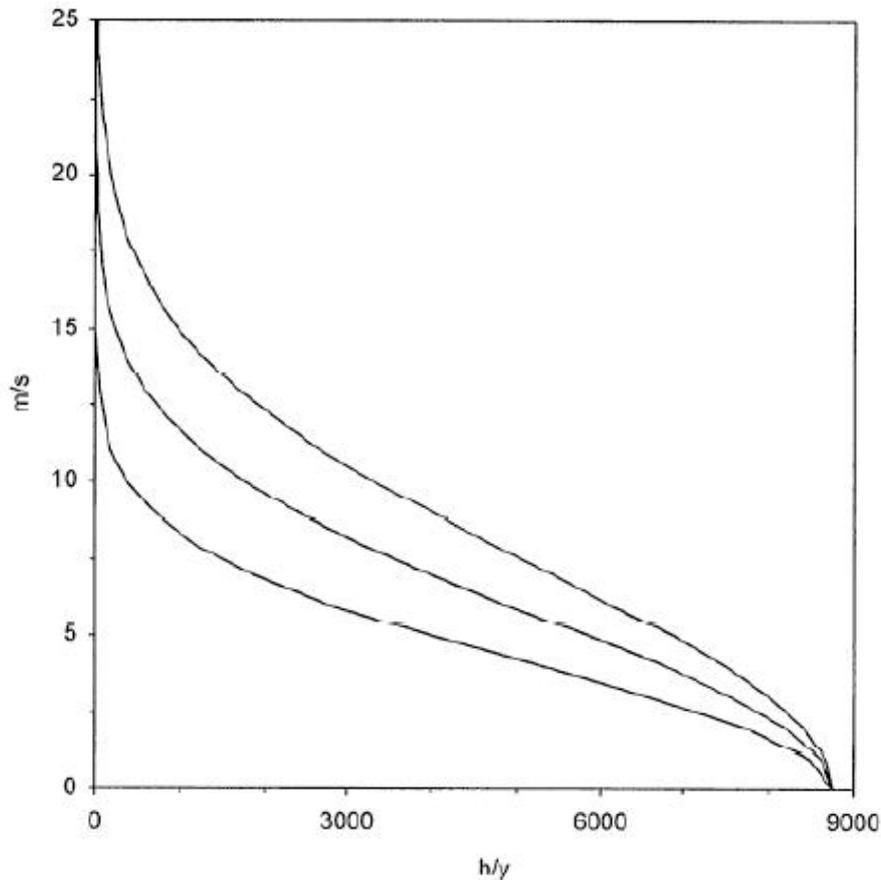


Figura 4-9: Esempi di curve di durata della velocità, in un anno, per diversi valori della velocità media

L'area sottesa da queste curve rappresenta, l'energia posseduta dal vento per una sezione trasversale unitaria dell'intervallo di velocità considerata, viene espressa in $[\text{kWh/m}^2]$ e prende il nome di densità di energia. Sulla base di queste curve di durata si può scegliere l'aerogeneratore più adatto. Concludendo si può dire che l'energia mediamente prodotta in un anno da un determinato aerogeneratore è il risultato di un'operazione di integrazione della potenza estratta in funzione della velocità, "pesata" con la distribuzione della velocità stessa.

Tabella 4-1: Esempio di stima annuale di densità di energia per turbine eoliche di media e grande taglia

Annual Average Wind Speed (m/s)	Nominal (mph)	Annual Power Density (W/m^2)	Annual Energy Density (kWh/m^2)	Small Turbines		Medium Turbines	
				Overall Conversion Efficiency (%)	Annual Energy Output (kWh/m^2)	Overall Conversion Efficiency (%)	Annual Energy Output (kWh/m^2)
4	9	75	656	0.20	130	0.36	240
5	11	146	1,281	0.20	260	0.35	450
6	13	253	2,214	0.19	410	0.33	720
7	16	401	3,515	0.16	570	0.29	1,000
8	18	599	5,247	0.15	770	0.26	1,340
9	20	853	7,471	0.14	1,020	0.23	1,720

4.5 Capacity factor

Il “Capacity factor” o *fattore di utilizzo* è un indicatore che individua il rapporto tra l'energia prodotta in un intervallo di tempo e quella che avrebbe potuto essere prodotta se l'impianto fosse funzionato, nello stesso intervallo, alla potenza nominale. In altre parole, il Capacity factor ci mostra *l'efficienza reale di un impianto*, individuando le ore equivalenti, (solitamente su base annuale), di funzionamento alla potenza nominale. I valori di Capacity factor degli impianti eolici variano generalmente dal 20%, (1.750 ore/anno circa a potenza nominale) al 40% (3.500 ore/anno circa a potenza nominale); in alcuni casi eccezionali si arriva a valori prossimi al 50% (4.400 ore/anno circa a potenza nominale).

Tabella 4-2: Esempio di energia totale prodotta in un anno da un aerogeneratore

Velocità del vento (m/s)	Durata % annua	Durata % annua cumulata	Ore/anno	Potenza turbina (kW)	Energia (kWh/anno)
1	10,3	89,7	900	Cut-in	0
2	9,5	80,2	830	Cut-in	0
3	17,5	62,7	1530	0,7	1071
4	21,1	41,6	1850	1	1850
5	15,1	26,6	1319	1,5	1978,5
6	10,4	16,1	915	2,6	2379
7	7,7	8,4	673	4	2692
8	4,8	3,6	421	6	2526
9	2,0	1,6	178	8	1424
10	0,5	1,1	40	10	400
11	0,2	0,9	20	10,5	210
12	0,2	0,7	18	10	180
13	0,2	0,5	16	9	144
14	0,2	0,3	15	8,3	124,5
15	0,2	0,2	14	7,8	109,2
16	0,1	0,1	12	7	84
17	0,1	0,0	5	6,3	31,5
18	0,0	0,0	2	5,9	11,8
19	0,0	0,0	2	Cut-out	0
TOTALE ENERGIA PRODOTTA IN UN ANNO (kWh)					15.215,5

5 Capitolo

Evoluzione della potenza eolica

5.1 Taglie delle turbine eoliche

- Piccola taglia: potenza nominale < 50 kW
- Media taglia: potenza nominale < 600 kW
- Taglia intermedia: potenza nominale < 1000 kW
- Grande taglia: potenza nominale > 1000 kW

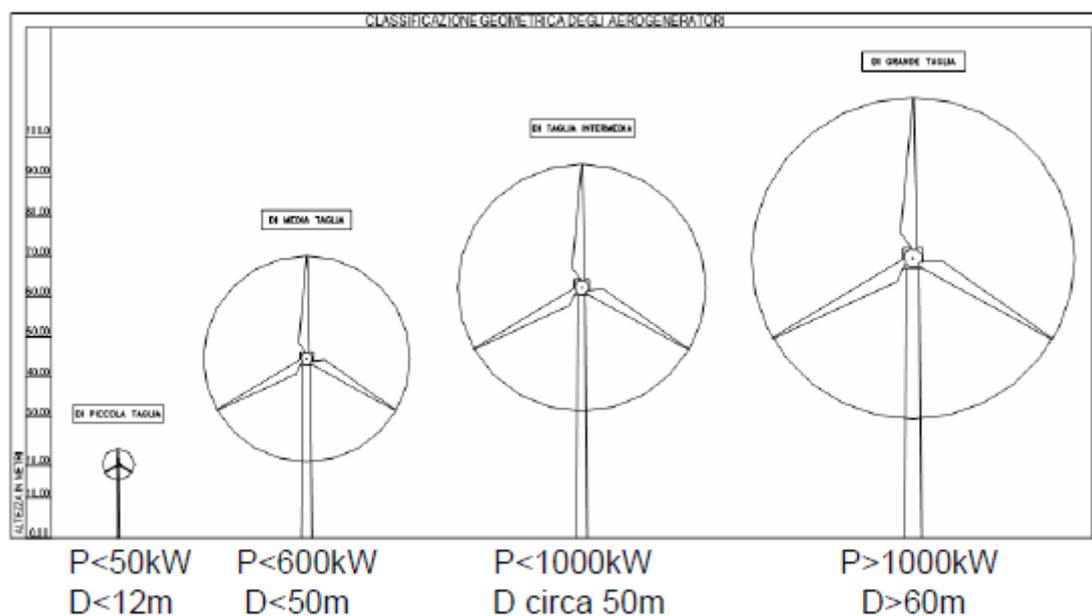


Figura 5-1: Classificazione geometrica degli aerogeneratori

5.2 Progettazione ed evoluzione delle turbine eoliche

5.2.1 Vantaggi nell'uso di grandi turbine

- Macchine più grandi sono in grado di produrre elettricità a costi minori, questo perché i costi per le infrastrutture, la connessione alla rete e di alcuni componenti del sistema sono indipendenti dalle dimensioni.
- I generatori eolici richiedono una grande quantità di spazio, quindi in aree dove è difficile trovare spazio per più di una turbina, rotor più grandi e più alti fanno un uso più efficiente della risorsa vento.

5.2.2 Vantaggi nell'uso di piccole e medie turbine

- La rete locale può non essere in grado di sostenere l'elettricità immessa da una grande turbina.
- La fluttuazione dell'elettricità prodotta da diversi aerogeneratori è inferiore a quella di una sola turbina più grande. Il rischio di guasto temporaneo si distribuisce tra tutte le turbine presenti.

Gli aerogeneratori hanno avuto una evoluzione costante negli ultimi 15 anni passando a potenze via via crescenti e di conseguenza, a dimensioni e altezze considerevoli. Le odierne turbine eoliche sono realizzate con tecnologia avanzata, sono modulari e si collocano nel sito in tempi molto brevi.

La potenza degli aerogeneratori varia da alcuni watt (micro generatori) a migliaia di watt, con dimensioni delle turbine comprese tra meno di un metro ed oltre 110 metri. Soluzioni di ingombri così elevati però, possono sussistere solo in spazi aperti; il panorama italiano è invece prevalentemente orientato sullo sfruttamento dei venti spiranti sul crinale appenninico quindi si hanno *Wind farm* costruite in siti con accessibilità difficoltosa.

5.2.3 Wind Farm

Di solito gli aerogeneratori vengono montati in gruppi per sfruttare un sito in cui la velocità media del vento sia risultata ottimale per lo sfruttamento. Vengono così costituite le cosiddette Wind Farm formate da un numero variabile di aerogeneratori raggruppati in “cluster” più o meno densamente popolati.

Esistono diversi esempi di parchi eolici, con differenze nella disposizione delle macchine e nel numero di macchine componenti ogni cluster; risultano così un gran numero di tipologie possibili in modo da poter sfruttare al meglio il campo di vento e adeguarsi all’orografia del sito. Il posizionamento delle macchine e la loro taglia in un determinato sito sono operazioni complesse condotte da società specializzate nella manipolazione dei software di “micrositing” capaci di elaborare i dati anemometrici caratteristici di un sito e di determinare secondo opportuni parametri le dimensioni ottime per i generatori da installare. La potenza erogata varia con il cubo della velocità del vento, per questo l’operazione di mappature e di progettazione è particolarmente delicata e vitale. Generalmente l’interdistanza fra gli aerogeneratori può variare da (3-5 D) a (5-7 D) a seconda se si tratti della distanza entro la fila o tra file diverse (dove D è il diametro delle pale del sistema).

Gli attuali aerogeneratori, che pure possono essere oggi ritenuti tecnologicamente maturi, soprattutto se comparati con altri sistemi di produzione di energia da fonti rinnovabili, sono oggetto di costante processo di ricerca e sviluppo, che ha come obiettivo il miglioramento dell’affidabilità, la riduzione dei costi e la compatibilità ambientale. I principali risultati dell’evoluzione tecnologica in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi (di un fattore superiore a 4 negli ultimi 25 anni) e alla simultanea crescita della potenza unitaria. Anche in Italia questa evoluzione è stata significativa; infatti, si è passati dall’installazione di macchine di produzione nazionale di potenza tra 200 e 350 kW, a quella di aerogeneratori di qualche Megawatt.

Le macchine di piccola taglia sono generalmente a servizio di un’utenza isolata. Per le macchine di media e grande taglia, invece, l’applicazione tipica è nelle “centrali eoliche”, dove sono installate in gruppi (cluster), in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale.

La tendenza degli ultimi anni dimostra come si stiano affermando sempre più sistemi di grande taglia. Tali macchine possono essere installate solo Off-shore, ma richiedono torri di sostegno adeguate e soprattutto un mezzo idoneo di sollevamento del rotore; sono allo studio soluzioni che impiegano i dirigibili come mezzo operativo per il sollevamento ed il trasporto.

5.2.4 Gli impianti Off-shore

Gli impianti Off-shore rappresentano un'utile soluzione per quei paesi densamente popolati e con forte incremento di impianti On-shore che abbiano una sufficiente potenza eolica sfruttabile sul livello del mare. Il grande problema che penalizza gli impianti off-shore è l'elevato livello dei costi. I costi unitari dei kWh prodotto da impianti eolici Off-shore, considerando gli stessi indici, lo stesso tasso di interesse e la stessa durata degli impianti, sono circa il 60% superiori rispetto a quelli degli impianti On-shore. Questo dato è imputabile al fatto che gli attuali costi di installazione e di manutenzione delle centrali Off-shore, sono doppi rispetto a quelli delle centrali On-shore. Uno dei fenomeni favorevoli alle installazioni Off-shore è la bassa turbolenza che si ha in mare dovuta principalmente al fatto che il gradiente termico dell'aria in altezza sulla superficie del mare è inferiore a quello sulla terraferma, principalmente per la maggiore capacità di assorbimento della radiazione solare del mare.

Grazie a indici di turbolenza bassi si ottengono maggiori durate della componentistica degli impianti con un ciclo di vita delle macchine Off-shore più lungo fino al 20% rispetto a macchine On-shore con un parallelo calo dei costi.

Negli ultimi anni sono state sviluppate macchine sempre più affidabili e con alte prestazioni che, unite ai costi sempre più ridotti delle fondazioni in mare, permettono una maggior redditività delle centrali Off-shore. Inoltre le operazioni di cablaggio di un impianto Off-shore sono tecnologie ormai note; normalmente i cavi subacquei sono interrati per ridurre il rischio di danno dovuto alla strumentazione di pescatori, ancore, ecc. Ma, se il fondale lo permette, la soluzione più economica è quella di appoggiare i cavi sul fondo marino in un condotto protettivo.

Tabella 5-1: Scenario futuro sulle caratteristiche delle turbine eoliche (Onshore e Offshore)

	Onshore			Offshore		
	Current average	Future		Current average	Future	
		2020	2030		2020	2030
Rated power (MW)	1.5	2	2	2-6	8	10
Rotor diameter (m)	60-80	80	80	80-129	140	150
Hub height (m)	80	80	80	100	120	120

Tabella 5-2: Scenario futuro sulla densità di potenza delle turbine eoliche (Offshore, Onshore e aree di montagna)

		2005			2020			2030		
	Unit	Offshore	Onshore	Mount.(*)	Offshore	Onshore	Mount.(*)	Offshore	Onshore	Mount.(*)
Rated power	MW	3	2	2	8	2	2	10	2	2
Power density	MW/km ²	10	8	4	12	8	4	15	8	4
Array efficiency	%	90	92.5	92.5	90	92.5	92.5	90	92.5	92.5
Availability	%	90	97	90	90	97	90	90	97	90
Load hour losses	%	19	10	17	19	10	17	19	10	17

Note: (*) Mount. = Mountainous areas.

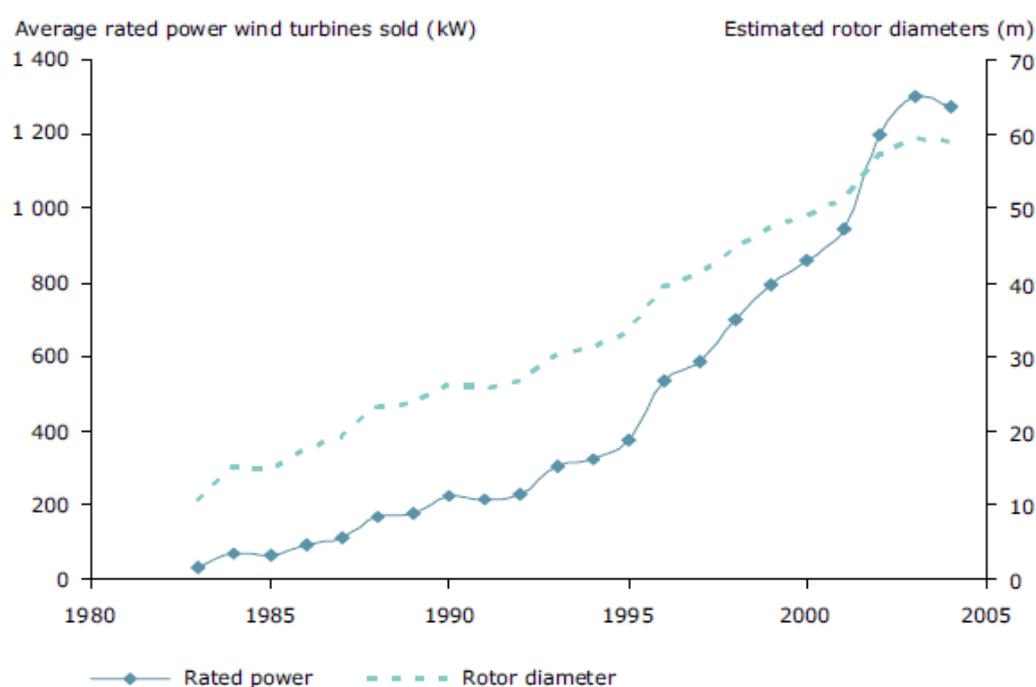


Figura 5-2: Diametro dei rotori delle turbine eoliche in funzione della potenza, nel corso degli anni, (per l'Italia questo andamento non è lo stesso)

5.3 Evoluzione della capacità eolica installata negli ultimi anni

In questi ultimi anni, la capacità eolica installata è aumentata sempre con valori accertati da "EWEA" (European Wind Energy Association):

- Nel **1999** in Europa si raggiungono i 9900 MW di potenza eolica installati;
- Nel **2000** nel mondo la capacità eolica installata arriva a 17.400 MW, di cui il 74% in Europa, con 12.880 MW installati (+30% rispetto al 1999);
- Nel **2001** nel mondo la capacità eolica installata arriva a 23.900 MW, con un aumento di 6500 MW, (+37% rispetto al 2000). Di questi 23.900 MW, il 72%, è in Europa con il 17.300 MW (+34.3%).
- Nel **2002** nel mondo la capacità eolica installata arriva a 31.100 MW con un ulteriore vigoroso aumento di 7.200 MW (+30% rispetto al 2001); in Europa sono installati 23.150 MW con un incremento ancora più forte corrispondente a (+33%);
- Nel **2003** nel mondo la capacità eolica installata aumenta ulteriormente del +26.5%, arrivando a 39.340 MW installati; in Europa la potenza disponibile arriva a 28.560 MW, con un aumento più limitato e corrispondente al (+23.3%);
- Nel **2004** la capacità mondiale arriva a 47.620 MW installati, incrementandosi più lentamente ma sempre del (+21% rispetto al 2003); a livello europeo si raggiungono 34.360 MW installati;
- Nel **2005** riprende con vigore l'installazione in tutto il mondo raggiungendo il valore di 59.235 MW installati, (+24.4% rispetto al 2004), di cui in Europa 40.490 MW, corrispondente al (68%) del valore mondiale, (+17.8%);
- Nel **2006** l'installazione a livello mondiale prosegue sempre a buoni ritmi con un (+22.5% rispetto all'anno precedente), arrivando a 72.620 MW di potenza installata, di cui 48.040 in Europa, (66%) con un ulteriore incremento del (+18.6%).

Per quanto riguarda l'Europa:

Tabella 5-3: Potenza eolica installata nella UE-27

	Potenza installata nel 2008	Potenza installata totale a fine 2008	Potenza installata nel 2009	Potenza installata totale a fine 2009
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Austria	14	995	0	995
Belgio	135	415	149	563
Bulgaria	63	120	57	177
Cipro	0	0	0	0
Repubblica Ceca	34	150	44	192
Danimarca	60	3.163	334	3.465
Estonia	19	78	64	142
Finlandia	33	143	4	146
Francia	950	3.404	1.088	4.492
Germania	1665	23.903	1.917	25.777
Grecia	114	985	102	1.087
Ungheria	62	127	74	201
Irlanda	232	1.027	233	1.260
Italia	1010	3.736	1.114	4.850
Lettonia	0	27	2	28
Lituania	3	54	37	91
Lussemburgo	0	35	0	35
Malta	0	0	0	0
Olanda	500	2.225	39	2.229
Polonia	268	544	181	725
Portogallo	712	2.862	673	3.535
Romania	3	11	3	14
Slovacchia	0	3	0	3
Slovenia	0	0	0	0
Spagna	1558	16.689	2.459	19.149
Svezia	262	1.048	512	1.560
Regno Unito	569	2.974	1.077	4.051
Total EU-27	8.268	64.719	10.163	74.767
Total EU-15	7.815	63.604	9.702	73.194
Total EU-12	453	1.115	461	1.574

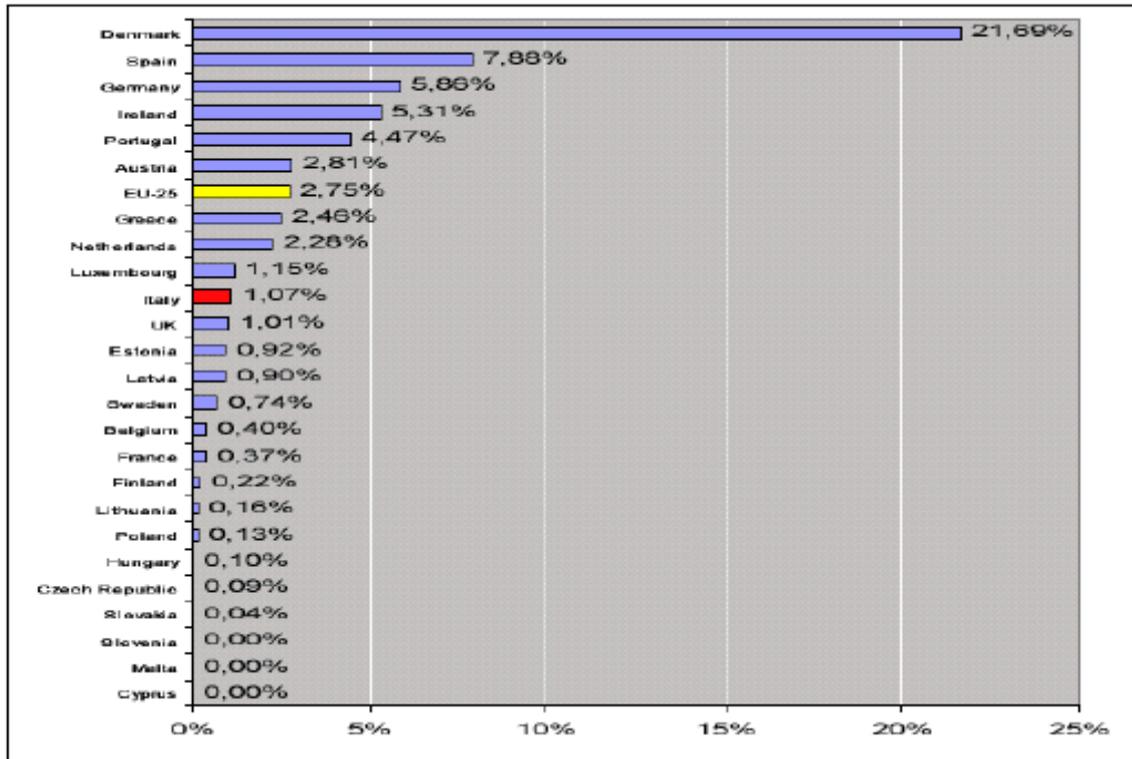


Figura 5-3: Percentuale della produzione eolica sul totale della produzione elettrica in EU-25

Nel mondo invece:

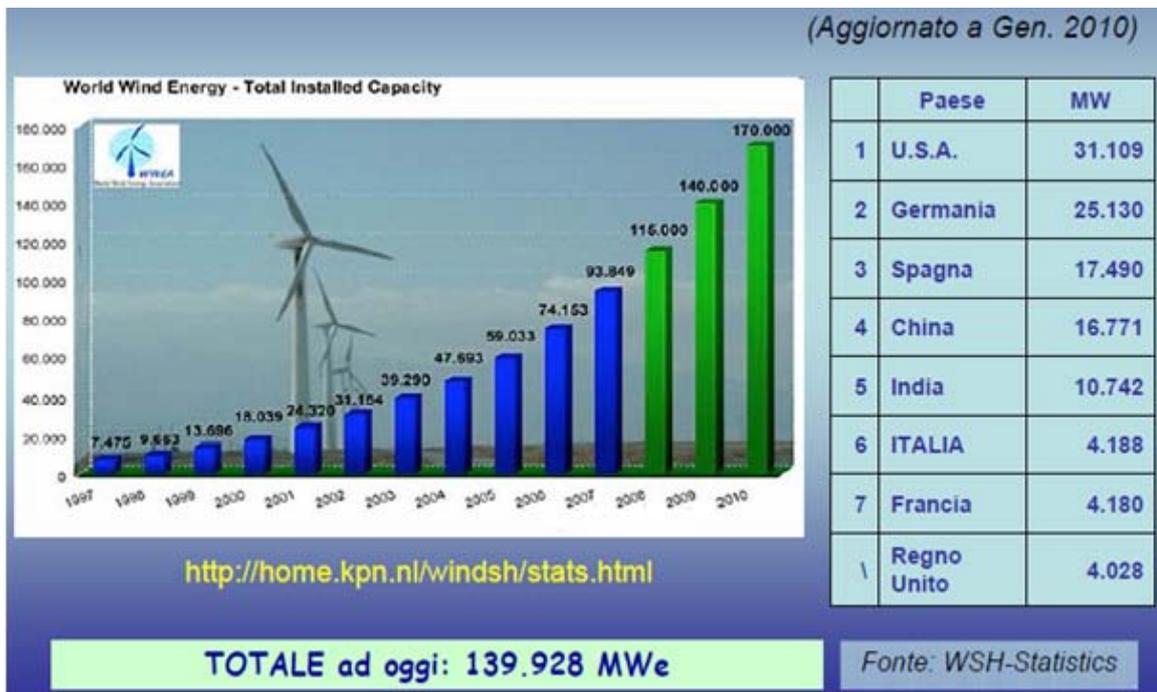


Figura 5-4: Potenza eolica installata nel mondo

Per quanto riguarda l'Italia:

Tabella 5-4: Potenza installata totale ed energia elettrica generata in Italia

	<u>1994</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>	<u>2003</u>	<u>2004</u>	<u>2005</u>	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>
<u>Potenza Installata totale (MW)</u>	12	360	660	780	870	1130	1640	2100	2700	3700	4188
<u>Energia elettrica prodotta (GWh)</u>	6	560	1180	1400	1460	1850	2350	2900	3700	6000	

5.4 Caratteristiche di alcuni generatori eolici in commercio

5.4.1 Rotori ad asse verticale

Un generatore eolico ad asse verticale (VAWT - Vertical Axis Wind Turbines) è un tipo di macchina eolica contraddistinta da una ridotta quantità di parti mobili nella sua struttura, il che le conferisce un'alta resistenza alle forti raffiche di vento e la possibilità di sfruttare qualsiasi direzione del vento senza doversi riorientare continuamente. È una macchina molto versatile, adatta all'uso domestico come alla produzione centralizzata di energia elettrica nell'ordine di kilowatt. La sostanziale minor efficienza rispetto alle macchine con asse orizzontale (30%) ne ha di fatto confinato l'impiego nei laboratori. Negli ultimi tempi, tuttavia, si è cercato di ottimizzare molto queste macchine, rendendole molto competitive.

Alcuni modelli commerciali di rotor ad asse verticale:

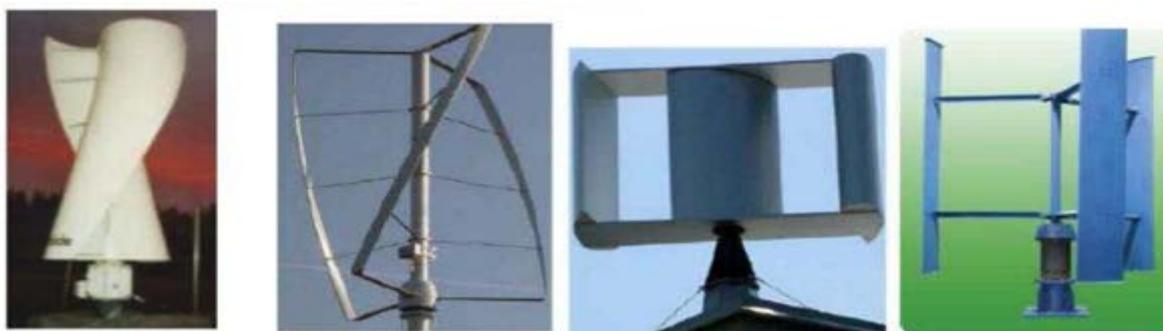


Figura 5-5: Immagini di alcuni modelli in commercio di mini eolico ad asse verticale

EVOLUZIONE DELLA POTENZA EOLICA

5.4.2 Rotori ad asse orizzontale

Gli aerogeneratori tradizionali hanno, quasi senza eccezioni, l'asse di rotazione orizzontale.

Un generatore eolico ad asse orizzontale (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbines) è formato da una torre in acciaio, sulla cui sommità si trova un involucro (gondola) che contiene un generatore elettrico, azionato da un rotore a pale lunghe, (solitamente 3 pale). La lunghezza delle pale è il limite principale alla realizzazione di macchine molto più grandi di quelle attualmente prodotte; i requisiti statici e dinamici che bisogna rispettare non consentono di ipotizzare rotor con diametri molto superiori a 100 metri e altezze di torre maggiori di 180 metri. Il mulino a vento è un esempio storico di generatore ad asse orizzontale. Come i generatori ad asse verticale anche quelli ad asse orizzontale richiedono una velocità minima di circa 3 m/s, ed erogano la potenza di progetto ad una velocità del vento intorno ai 12-14 m/s. Ad elevate velocità l'aerogeneratore viene bloccato dal sistema frenante per ragioni di sicurezza.

Alcuni modelli commerciali di rotor ad asse orizzontale:



Figura 5-6: Immagini di alcuni modelli commerciali di mini eolico ad asse orizzontale

5.4.3 Dati e prestazioni elettriche di alcuni modelli di aerogeneratore

5.4.3.1 Aerogeneratore "Field3 MK1" (piccola taglia)

Configurazione: Asse verticale
Potenza nominale [kW]: 4.2
Diametro rotore [m]: 3.27
Superficie del rotore [m²]: 21.03
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.2
Numero pale: 3
Velocita' minima di rotazione [rpm]: 70
Velocita' massima di rotazione [rpm]: 235
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 4
Velocita' del vento nominale [m/s]: 11
Altezza massima della navicella [m]: 12
Prezzo indicativo [euro] (installazione esclusa): 14500
Utilizzi principali: Generazione energia elettrica, connessa alla rete
Producibilita' annua stimata [kWh/anno]: 12000



5.4.3.2 Aerogeneratore "Ampair 6000" (piccola taglia)

Configurazione: Asse orizzontale
Potenza nominale [kW]: 6
Diametro rotore [m]: 5.5
Superficie del rotore [m²]: 23.74
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.25
Numero pale: 3
Velocita' minima di rotazione [rpm]: 70
Velocita' massima di rotazione [rpm]: 240
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 3.5
Velocita' del vento nominale [m/s]: 11
Velocita' del vento di cut-out [m/s]: 25
Velocita' del vento massima tollerata [m/s]: 65
Peso della navicella [t]: 154
Peso del rotore [t]: 38
Altezza minima della navicella [m]: 10
Altezza massima della navicella [m]: 15



5.4.3.3 Aerogeneratore "AV-7" (piccola taglia)

Configurazione: Asse orizzontale
Potenza nominale [kW]: 6.5
Diametro rotore [m]: 12.8
Superficie del rotore [m²]: 129
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.05
Numero pale: 3
Velocita' minima di rotazione [rpm]: 20
Velocita' massima di rotazione [rpm]: 66
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 2
Velocita' del vento nominale [m/s]: 6
Velocita' del vento di cut-out [m/s]: 14
Velocita' del vento massima tollerata [m/s]: 42
Peso della navicella [t]: 0.7
Peso del palo [t]: 2.1
Peso del rotore [t]: 0.587
Peso totale [t]: 3.4
Altezza navicella [m]: 18



5.4.3.4 Aerogeneratore "AIRcon 10S" (piccola taglia)

Modello: AIRcon 10S
Configurazione: Asse orizzontale
Potenza nominale [kW]: 9.8
Diametro rotore [m]: 7.4
Superficie del rotore [m²]: 39.8
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.35
Numero pale: 3
Velocita' minima di rotazione [rpm]: 60
Velocita' massima di rotazione [rpm]: 140
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 2.5
Velocita' del vento nominale [m/s]: 11
Velocita' del vento di cut-out [m/s]: 32
Velocita' del vento massima tollerata [m/s]: 52



5.4.3.5 Aerogeneratore "GEV MP 275" (media taglia)

Configurazione: Asse orizzontale
Potenza nominale [kW]: 275
Diametro rotore [m]: 32
Superficie del rotore [m²]: 804
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.52
Numero pale: 2
Velocita' minima di rotazione [rpm]: 31
Velocita' massima di rotazione [rpm]: 46
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 4
Velocita' del vento nominale [m/s]: 12.5
Velocita' del vento di cut-out [m/s]: 25
Peso della navicella [t]: 4
Peso del palo [t]: 9
Peso del rotore [t]: 7.8
Peso totale [t]: 21
Altezza minima della navicella [m]: 55
Utilizzi principali: Generazione energia elettrica, connessa alla rete



5.4.3.6 Aerogeneratore "AOC 15/50" (media taglia)

Configurazione: Asse orizzontale
Potenza nominale [kW]: 50
Diametro rotore [m]: 15
Superficie del rotore [m²]: 177
Densita' di potenza [kW/m²]: 0.28
Orientamento del rotore: sottovento
Numero pale: 3
Velocita' del vento di cut-in [m/s]: 4.5
Velocita' del vento nominale [m/s]: 12
Velocita' del vento di cut-out [m/s]: 22.4
Velocita' del vento massima tollerata [m/s]: 59.5
Altezza navicella [m]: 25
Utilizzi principali: Generazione energia elettrica, connessa alla rete



5.4.3.7 Aerogeneratore "Enercon-33" (media taglia)

Potenza nominale:	330 kW
Diametro del rotore:	33,4 m
Altezza del mozzo:	37 m - 50 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	876 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 18 - 45 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



5.4.3.8 Aerogeneratore "Enercon-44" (taglia intermedia)

Potenza nominale:	900 kW
Diametro del rotore:	44 m
Altezza del mozzo:	45 m / 55 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	1.521 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 12 - 34 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



5.4.3.9 Aerogeneratore "Enercon-48" (taglia intermedia)

Potenza nominale:	800 kW
Diametro del rotore:	48 m
Altezza del mozzo:	50 - 76 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	1.810 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 16 - 30 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



5.4.3.10 Aerogeneratore "Enercon-53" (taglia intermedia)

Potenza nominale:	800 kW
Diametro del rotore:	52,9 m
Altezza del mozzo:	60 m / 73 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	2.198 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 12 - 29 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



5.4.3.11 Aerogeneratore "Enercon-70" (grande taglia)

Potenza nominale:	2.300 kW
Diametro del rotore:	71 m
Altezza del mozzo:	57 - 113 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	3.959 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 6 - 21,5 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



5.4.3.12 Aerogeneratore "Enercon-82" (grande taglia)

Potenza nominale:	2.000 kW
Diametro del rotore:	82 m
Altezza del mozzo:	78 - 138 m
Concetto della turbina:	senza moltiplicatore di giri, numero di giri variabile, angolo delle pale a regolazione individuale
Rotore	
Tipo:	rotore sopravento con regolazione attiva delle pale
Senso di rotazione:	senso orario
Numero delle pale:	3
Area descritta:	5.281 m ²
Materiale delle pale:	fibra di vetro (resina epossidica); sistema parafulmini integrato
Velocità di rotazione:	variabile, 6 - 19,5 giri al minuto (rpm)
Sistema di regolazione delle pale:	sistema di regolazione delle pale ENERCON, un sistema di regolazione indipendente per ogni pala con alimentazione di emergenza



Enercon è tra i primi produttori a offrire al mercato turbine anche con una potenza di 5 e 6 megawatt rispettivamente. I diametri dei rotori di queste turbine sono impressionanti. Per esempio la turbina Enercon "E-126/6 MW" ha dimensioni enormi, con un diametro del rotore di 127 metri e la lunghezza delle pale di 58 metri. Si tratta di valori enormi che tuttavia non fissano un limite di quello che sarà possibile realizzare. Enercon, infatti, è già al lavoro per valutare se,

utilizzando il progetto della ‘‘E-126’’, sar  possibile realizzare una turbina con potenza di 8 MW. Altri team di progettisti stanno studiando turbine da 10, 12 e anche 15 MW, ma l’obiettivo per il 2020   di arrivare a 20 MW. Questi nuovi giganti saranno progettati per installazioni offshore, poich  si possano sfruttare venti che soffiano con pi  forza e regolarit , rispetto a installazioni sulla terraferma.

5.4.3.13 Aerogeneratori ‘‘Vestas’’

Andiamo a vedere ora nel dettaglio come sono evolute le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori nel corso degli anni, prendendo come esempio appunto il marchio Vestas.

Tabella 5-5: Evoluzione delle caratteristiche tecniche di aerogeneratori ‘‘Vestas’’ negli anni

Aerogeneratori Vestas	V15	V17	V19	V29	V25	V27	V39	V44	V47	V66	V80	V90	V112
Anno di costruzione	1981	1984	1986	1987	1988	1989	1991	1995	1997	1999	2000	2003	2010
Capacit� [kW]	55	75	90	100	200	225	500	600	660	1750	2000	3000	3000
Producibilit� [MWh/a]	217	265	301	346	481	647	1304	1581	1947	4705	6768	9152	11600
Area spazzata [m ²]	184	227	277	314	491	573	1195	1521	1735	3421	5027	6362	8000
[MWh/m ²]	1,179	1,167	1,086	1,102	0,980	1,130	1,091	1,039	1,122	1,375	1,346	1,438	1,45
Densit� di potenza [kW/m ²]	0,300	0,330	0,324	0,318	0,407	0,393	0,418	0,394	0,380	0,511	0,400	0,471	0,375
Diametro rotore [m]	15,3	17	18,8	20	25	27	39	44	47	66	80	90	112
Altezza mozzo [m]	18	22	22,5	23	30	30	41	40	65	67	68	80	112

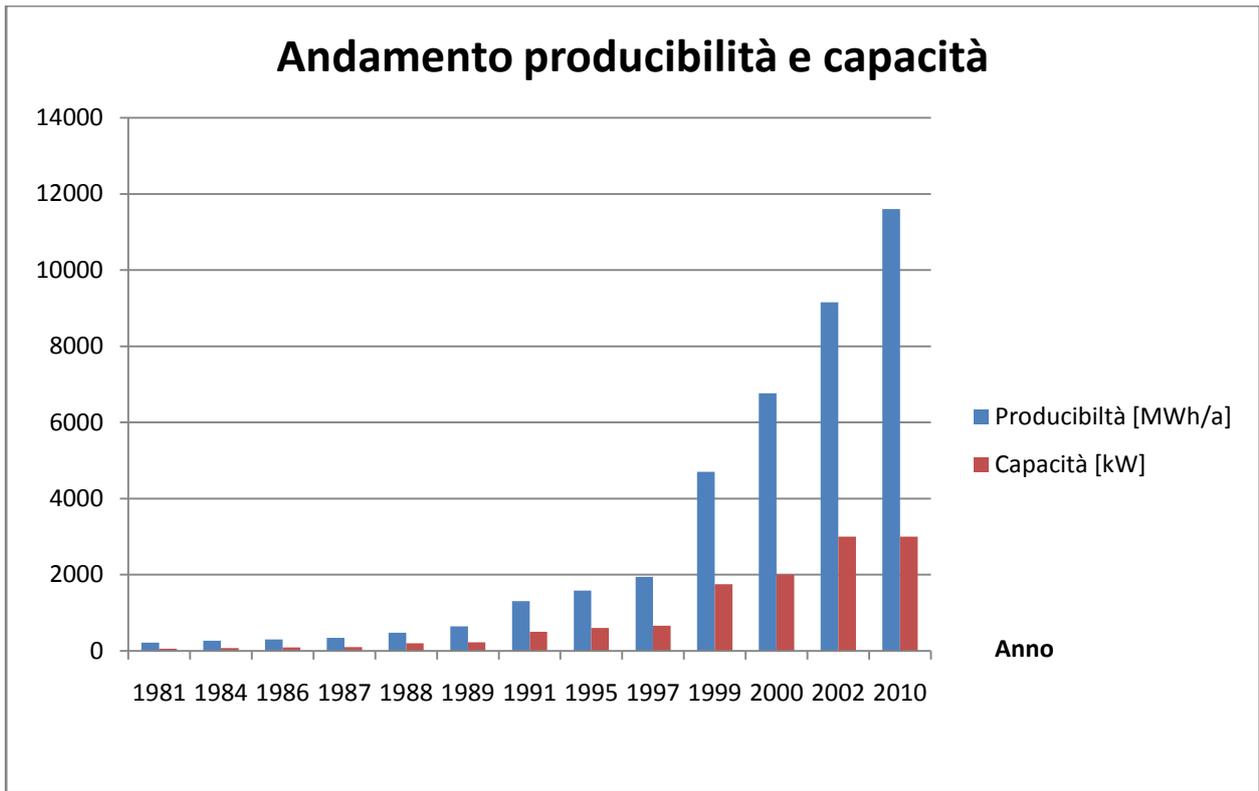


Figura 5-7: Andamento nel tempo di producibilità e capacità di alcuni modelli di aerogeneratori ‘Vestas’

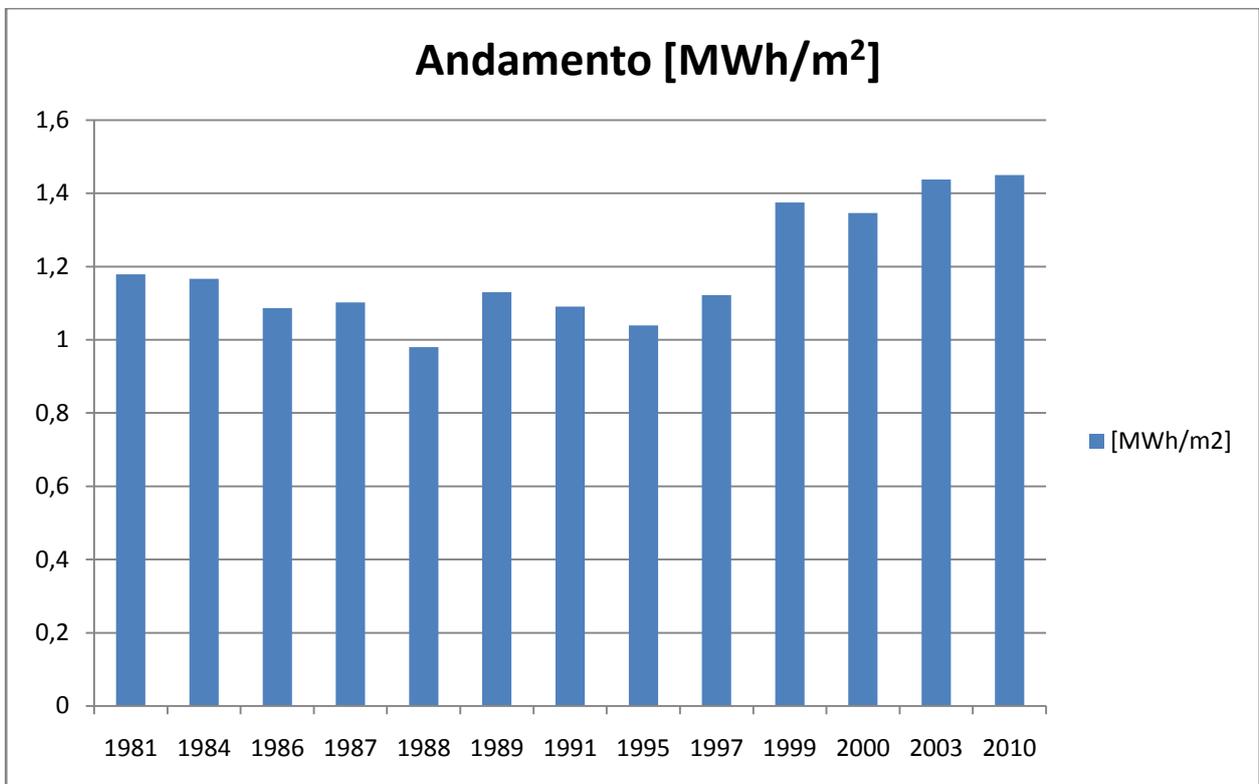


Figura 5-8: Andamento nel tempo di MWh/m² di alcuni modelli di aerogeneratori ‘Vestas’

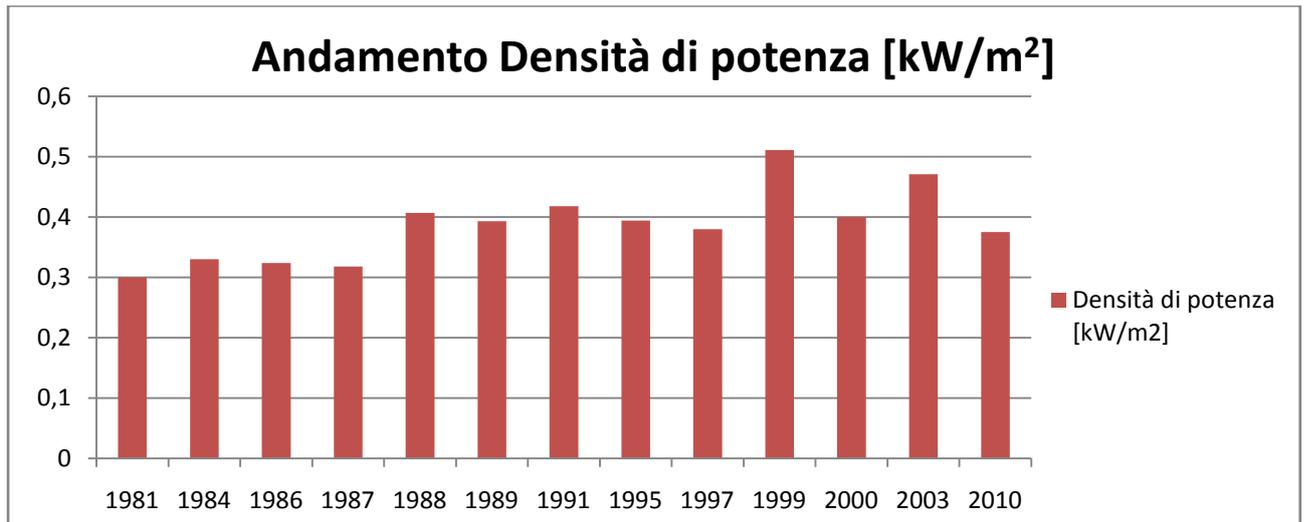
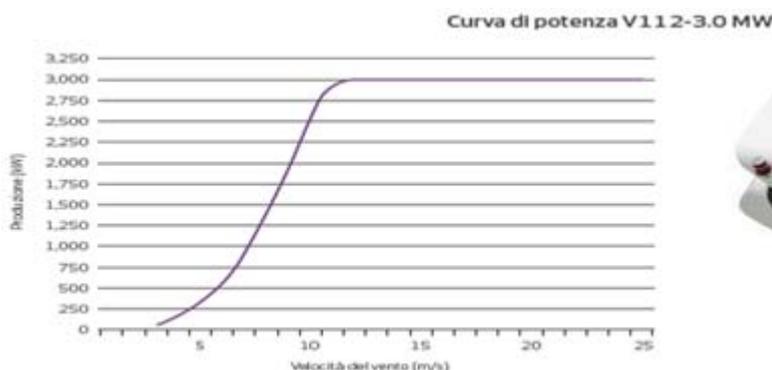


Figura 5-9: Andamento nel tempo della densità di potenza di alcuni modelli di aerogeneratori "Vestas"

Negli ultimi 25 anni, la capacità delle turbine eoliche si è centuplicata passando da 30 kW a 3 MW e Vestas si adopera costantemente per migliorare l'efficienza delle proprie turbine.

Oggi le turbine Vestas generano oltre 60 milioni di MWh/a, una quantità di energia sufficiente ad alimentare diversi milioni di abitazioni. Vestas rimane indiscusso operatore leader in Italia.

- La turbina 'V112-3.0 MW' rappresenta la più recente innovazione introdotta da Vestas sul mercato, una turbina che garantisce affidabilità ed operatività di massimo livello, progettata per l'installazioni in parchi eolici sulla terraferma con venti di bassa e media intensità. Nell'immediato futuro, queste aree rappresenteranno il maggiore sviluppo di mercato per gli impianti eolici. Tale turbina è in grado di generare più elettricità rispetto alle altre turbine da 3 MW ed offre un eccezionale rapporto "rotore/generatore" per garantire maggiore efficienza, affidabilità, resistenza e disponibilità insuperabili in tutte le condizioni meteorologiche o di vento, fissando un nuovo standard in termini di prestazioni ed efficienza delle turbine.



EVOLUZIONE DELLA POTENZA EOLICA

Regolazione di potenza	passo a velocità variabile	Torre	
		Tipo	torre in acciaio tubolare
Dati di funzionamento		Altezze mozzo	84, 94 e 119 m
Potenza nominale	3000 kW	Dati elettrici	
Velocità minima del vento	3 m/s	Frequenza	50 Hz/60 Hz
Velocità nominale del vento	12 m/s	Tipo convertitore	full scale converter
Velocità massima del vento	25 m/s	Tipo generatore	generatore a magnete permanente
Classe di vento – IEC	IIA/IIIA		
Altitudine massima	1500 m	Dimensioni	
Gamma di temperature di funzionamento	standard da -20°C a 40°C opzione basse temperature da -30°C a 40°C	Pala	
		Lunghezza	54,6 m
		Profilo alare massimo	4 m
Emissioni acustiche		Navicella	
7 m/s	100 dB(A)	Altezza per il trasporto	3,3 m
8 m/s	102,8 dB(A)	Altezza installata	3,9 m
10 m/s	106,5 dB(A)	Larghezza	3,9 m
al 95% della potenza nominale	106,5 dB(A)	Lunghezza	14 m
Rotore		Torre	
Diametro del rotore	112 m	Lunghezza massima della sezione	32,5 m
		Diametro massimo	4,2 m
Mozzo			
Altezza	3,9 m		
Diametro	3,2 m		
Peso massimo di ogni componente principale della turbina per il trasporto	70 tonnellate		

Figura 5-10: Caratteristiche tecniche della turbina Vestas “V112-3.0 MW”

Grazie alle innovative pale da 54,6 metri installate sulla turbina V112-3.0 MW, Vestas ha compiuto un altro enorme progresso nel campo dell'aerodinamica. Nonostante la larghezza delle pale sia pari a quella del vecchio modello con pale da 44 metri, l'area spazzata è però maggiore del 55%, con una produzione notevolmente più alta. Le pale, infine, sono progettate per essere meno sensibili all'accumulo di sostanze presenti nell'aria. Il risultato sono prestazioni migliori anche nei siti con atmosfera salina, con presenza di insetti o con pulviscolo.

La turbina V112-3.0 MW è molto silenziosa anche durante il funzionamento a regime, ma lo è ancora di più nella modalità di funzionamento a basso rumore. La turbina può essere infatti utilizzata in modalità configurabili, che mantengono la rumorosità all'interno di una gamma definita di decibel senza incidere negativamente sulla produttività. Questo la rende perfettamente adatta all'utilizzo dovunque siano in vigore limiti per le emissioni sonore.

6 Capitolo

Impatto ambientale

Una delle maggiori perplessità sulla installazione di centrali eoliche, da parte dei politici e delle popolazioni locali, dipende dalle preoccupazioni sul loro impatto ambientale. È quindi opportuno sottolineare le caratteristiche di questa fonte il cui impatto ambientale è limitato, specialmente attraverso una buona progettazione; l'energia eolica è una fonte rinnovabile, in quanto non richiede alcun tipo di combustibile, ma utilizza l'energia cinetica del vento (conversione dell'energia cinetica del vento, dapprima in energia meccanica e poi in energia elettrica); è pulita, perché non provoca emissioni dannose per l'uomo e per l'ambiente. Gli aerogeneratori non hanno alcun tipo di impatto radioattivo o chimico, visto che i componenti usati per la loro costruzione sono materie plastiche e metalliche.

Gli aspetti ambientali che vengono presi in considerazione sono invece correlati a possibili effetti indesiderati, che hanno luogo su scala locale; essi sono:

- Emissioni evitate
- Occupazione del territorio
- Impatto visivo
- Impatto acustico
- Interferenze elettromagnetiche sulle telecomunicazioni
- Effetti sulla flora e fauna

6.1 Emissioni evitate

Ogni unità di elettricità prodotta dal vento sostituisce un'unità di elettricità che sarebbe altrimenti stata prodotta mediante combustibili fossili, la quale comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile, dalla tecnologia di combustione e dal controllo dei fumi.

Ecco i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica:

- **CO₂ (anidride carbonica):** 860 g/kWh
- **SO₂ (anidride solforosa):** 10 g/kWh
- **NO₂ (ossidi di azoto):** 3 g/kWh

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici. La riduzione di emissioni, prodotta dall'uso dell'energia eolica, può essere calcolata usando la seguente formula:

$$\text{CO}_2 \text{ [tonnellate]} = (A * 0.3 * 8760 * 860) / 1000$$

$$\text{SO}_2 \text{ [tonnellate]} = (A * 0.3 * 8760 * 10) / 1000$$

$$\text{NO}_x \text{ [tonnellate]} = (A * 0.3 * 8760 * 3) / 1000$$

dove:

- **A:** è la stima della capacità di sviluppo dell'energia eolica in MW;
- **0.3:** è una costante che tiene in conto l'intermittente natura del vento, la disponibilità delle turbine eoliche e le ordinarie perdite;
- **8760:** è il numero di ore in un anno;

6.2 Occupazione del territorio

Il terreno necessario per realizzare un impianto eolico è complessivamente vasto, dal momento che bisogna calcolare anche la distanza fra un generatore e l'altro. Da questo punto di vista, la densità di potenza è piuttosto bassa. Se, però, si tiene conto del fatto che le macchine eoliche e le opere di supporto occupano solo il 2-3% del territorio, la densità di potenza ottenibile cresce a centinaia di watt per metro quadrato. Bisogna ricordare che la parte del terreno non occupata dalle macchine può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia.

6.3 Impatto visivo

Gli aerogeneratori per la loro configurazione sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti, in modo più o meno evidente in relazione alla topografia e all'antropizzazione del territorio. Per esempio un aerogeneratore da 500 kW di potenza ha un diametro del rotore e un'altezza della torre di circa 40 metri, mentre uno da 1500 kW misura 60 metri. L'impatto nel paesaggio tra i due tipi di macchina è moderatamente diverso, per cui aumentare la taglia delle macchine potrebbe ridurre, a parità di potenza globale installata, l'impatto visivo. L'impatto visivo è un problema di percezione e integrazione complessiva nel paesaggio; comunque è possibile ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti e gli insediamenti abitativi. Sono state individuate, inoltre, soluzioni costruttive tali da ridurre tale impatto: impiego di torri tubolari o a traliccio a seconda del contesto, di colori neutri, adozione di configurazioni geometriche regolari con macchine ben distanziate.

L'aspetto dell'impatto visivo è ormai oggetto di approfonditi studi.

6.4 Impatto acustico

Il rumore emesso da una centrale eolica non è percettibile dalle abitazioni, poiché una distanza di poche centinaia di metri è sufficiente a ridurre il disturbo sonoro. In generale, la tecnologia attuale consente di ottenere, nei pressi di un aerogeneratore livelli di rumore alquanto contenuti, tali da non modificare il rumore di fondo, che, a sua volta, è fortemente influenzato dal vento stesso, con il risultato di mascherare ancor più il contributo della macchina.

A meno che non si voglia metter su casa entro un raggio di trecento metri da una Wind farm, scopriamo che il ronzio degli aerogeneratori è ben al di sotto, in termini di decibel, del chiasso di

un ufficio pubblico o del rumore che sentiamo stando in automobile o in mezzo al traffico, senza mai arrivare a quello di molte industrie attive nelle periferie delle città. Lo stesso vento che soffia, di per sé, certe notti fa più rumore di una Wind farm.

6.5 Interferenze elettromagnetiche sulle telecomunicazioni

La macchina eolica può influenzare sia le caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo), sia la qualità del collegamento in termini di segnale-disturbo sia la forma del segnale ricevuto con eventuale alterazione dell'informazione. L'origine di disturbi elettromagnetici dovuti alla presenza di aerogeneratori è da ricercare nella interferenza delle pale, (specialmente se in materiali metallici o riflettenti, o se dotate di strutture metalliche all'interno) e dei sostegni con campi elettromagnetici supporto di telecomunicazioni, (televisione, segnali di ponti radio, mezzi di aiuto alla radionavigazione, ecc.). I risultati delle ricerche su questo tema sono in genere confortanti e mostrano che è possibile evitare del tutto le interferenze con opportuni accorgimenti, soprattutto considerando il progressivo ricorso a materiali non metallici nella costruzione delle Turbine. Una adeguata distanza degli aerogeneratori fa sì che l'interferenza sia rilevante.

6.6 Effetti sulla flora e fauna

Sulla base delle informazioni disponibili, si può affermare che le possibili interferenze di qualche rilievo degli impianti eolici con la flora e la fauna riguardano solo l'impatto dei volatili con il rotore delle macchine. In particolare, le specie più influenzate sono quelle dei rapaci; gli uccelli migratori sembrano adattarsi alla presenza di questi ostacoli. In generale le collisioni sono molto contenute;

6.6.1.1 Collisioni (impatto con l'avifauna):

- collisioni con finestre/edifici
- collisioni con linee alta tensione
- collisioni con torri di comunicazione
- collisioni con aerogeneratori

6.6.1.2 Scelte progettuali (l'avifauna):

- effettuare studi preliminari per l'individuazione delle specie presenti nel sito con particolare attenzione alle specie rare o minacciate
- utilizzo di aerogeneratori con basse velocità di rotazione
- utilizzo di sostegni tubolari, anziché torri tralicciate
- evitare 'lay-out' in doppia fila
- utilizzare cavidotti interrati
- il monitoraggio di siti "campione";

7 Capitolo

Costi di impianto e di produzione

Attualmente, nei Paesi che sono di riferimento nello sviluppo della tecnologia eolica, il costo specifico di realizzazione di un impianto si colloca nell'intervallo tra 1000 e 1200 €/kW installato. In Italia, a causa delle caratteristiche delle aree più ventose, i costi di installazione più elevati fanno crescere il costo di impianto fino a 1500-1600 €/kW. Il costo della macchina può ritenersi compreso fra i 2/3 ed i 3/4 del costo totale di installazione in funzione delle caratteristiche orografiche del sito.

Il costo annuo di esercizio e manutenzione è, in genere, pari al 3% dell'investimento, e la "disponibilità" delle macchine arriva al 98-99%. Il costo di produzione varia in funzione della ventosità del sito, della taglia delle macchine delle opere infrastrutturali. Il costo per kWh elettrico da fonte eolica si è già ridotto in modo considerevole, negli ultimi anni, grazie in particolare alla riduzione dei costi specifici di fabbricazione (€/kW) delle turbine ed all'aumento della loro efficienza, (risultati dovuti alla crescita della taglia unitaria degli aerogeneratori e dell'altezza dei sostegni, oltre che all'impiego di tecnologie avanzate).

- Tra il 1981 e il 1995, ad esempio in Danimarca il costo del kWh elettrico è passato da 16,9 a 6,15 centesimi di euro. Prendendo a riferimento i soli ultimi cinque anni, i costi si sono ulteriormente ridotti di quasi il 20%. In Italia, in un sito con una producibilità annua di 2000 ore equivalenti alla potenza nominale, il costo di produzione dell'energia può essere stimato intorno a 6-7 c€/kWh.

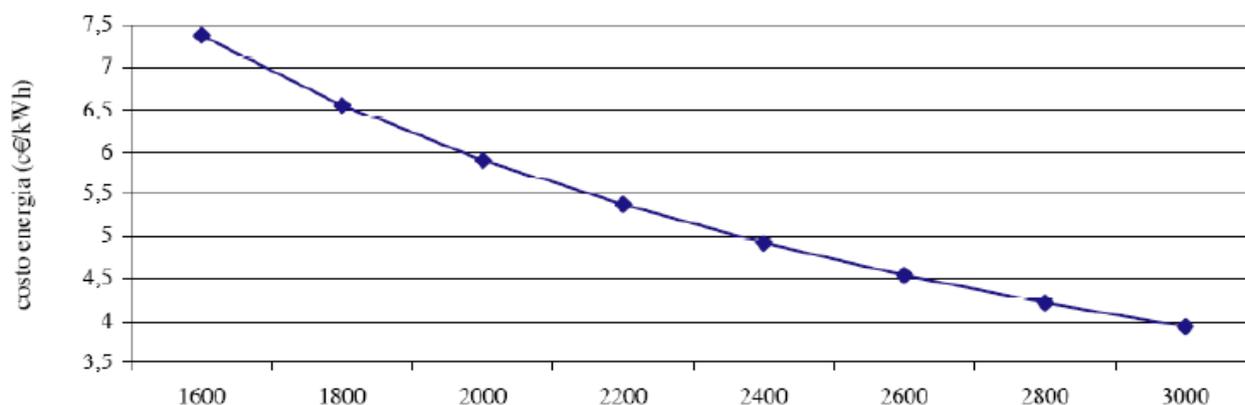


Figura 7-1: Costo di produzione dell'energia elettrica in funzione della producibilità del sito

Ad oggi la produzione di energia attraverso l'impiego del vento rappresenta una delle forme meno costose di produzione dell'energia attraverso l'impiego di fonti rinnovabili.

L'investimento annuale in Europa nel settore dell'eolico nel 2005 ha raggiunto la cifra di circa €7 miliardi. Nel periodo 2006-2010, si è verificato un turnover finanziario prossimo ai €40 miliardi, corrispondente ad un incremento nella capacità installata di circa 40 GW, di cui 3.3 GW Off-shore. Il turnover totale stimato per il periodo 2011-2020, ammonta a €145 miliardi, corrispondenti ad una capacità installata di 115 GW di cui 55 GW Off-shore.

Per quanto attiene ai principali sviluppi tecnologici che interessano il settore eolico, l'Agenda strategica della ricerca predisposta dall'Associazione Europea per l'energia eolica, identifica le seguenti prospettive:

- Risorse: miglioreranno in termini di efficacia e di riduzione dei costi, i metodi per misurare le caratteristiche della disponibilità di vento per tutte le regioni europee, anche grazie all'impiego di osservazione satellitare e tecniche di rilevamento remoto.
- Turbine: miglioreranno la qualità dei materiali impiegati nella costruzione di turbine di ultima generazione caratterizzate, come abbiamo visto, da dimensioni crescenti e da miglioramenti nel controllo della velocità di rotazione delle pale e della capacità di conversione. Miglioramenti tecnologici sono da attendersi anche nel settore delle turbine di dimensioni più piccole da impiegarsi in condizioni specifiche e nell'impiego delle tecnologie Off-shore.
- Gestione dei parchi eolici: la gestione dei parchi eolici tenderà ad assomigliare sempre di più a quella degli impianti energetici tradizionali. Sono da attendersi avanzamenti nella capacità di previsione meteorologica, limitazione dell'impatto ambientale, stoccaggio dell'energia.
- Altri sviluppi: miglioramento nell'integrazione con i parchi eolici alla rete, avanzamenti negli standard di valutazione e integrazione e nell'infrastruttura di ricerca.

Conclusioni

L'energia eolica è un settore in rapida crescita nel mercato energetico globale. Si tratta di un'energia rinnovabile che può essere prodotta su scala industriale e che pertanto è in grado di competere con le fonti di energia più sfruttate ed accreditate come il carbone, il gas, il petrolio, l'energia idroelettrica ed il nucleare. La tecnologia attuale permette di avere costi di generazione dell'energia elettrica da fonte eolica, sempre più competitivi.

Per quanto riguarda le metodologie di verifica delle prestazioni di potenza delle turbine eoliche è possibile trarre alcune considerazioni che riportiamo di seguito.

Una delle prime tipologie di verifica ad essere stata delineata è la Site Calibration, procedura caratterizzata da una certa complessità di operazioni e da requisiti nelle impostazioni di misura molto restrittivi. Possiamo oggi affermare, che la tendenza attuale sia quella di accantonare questo tipo di verifiche assai onerose su impianti eolici in sviluppo e volgere verso procedure di più facile implementazione. A questo proposito l'utilizzo dell'anemometro di navicella è risultato senza dubbio una metodologia che non richiede un elevato dispendio di risorse, semplice da applicarsi e di costi contenuti, fattori che la rendono indiscutibilmente interessante per gli sviluppatori di centrali eoliche. Resta però da indagare più accuratamente l'affidabilità dei risultati ottenuti e da approfondire ulteriormente gli studi fin qui effettuati sui modelli aerodinamici del flusso di vento attorno alla navicella.

Per quanto riguarda invece le prestazioni elettriche delle turbine eoliche si può affermare che nel corso degli ultimi anni grazie allo sviluppo di nuovi materiali e all'utilizzo di nuove tecnologie, si ha avuto un forte incremento delle prestazioni elettriche con un conseguente aumento della producibilità degli impianti eolici. Il 2009 è stato un anno di forte crescita e per quanto riguarda l'Italia, la potenza installata totale ha superato i 4 megawatt.

L'associazione Europea per l'energia eolica stima che la capacità installata raggiungerà i 180 GW nel 2020, anno nel quale la produzione di energia elettrica attraverso l'eolico coprirà il 12% del fabbisogno europeo complessivo. Questa crescita sarà accompagnata dallo sviluppo di turbine di dimensioni sempre maggiori. I prototipi attualmente allo studio o in fase di sperimentazione hanno raggiunto potenze fino a 5/6 MW con un diametro di 110-125 m, senza dimenticare che all'inizio degli anni '80 la capacità media delle turbine era di 0,022 MW.

Affinché un investimento eolico sia realizzabile, occorre che il vento sia disponibile con adeguata velocità per un numero minimo di ore/anno. Le regioni italiane con le maggiori

capacità eoliche sono quelle del Sud e le isole maggiori, in particolare Puglia, Campania, Sicilia, Sardegna. Per utilizzare al meglio questa importante risorsa è fondamentale valutare le zone in cui gli impianti eolici possano ottenere la massima efficienza.

L'eolico, però, non è l'unica fonte di energia rinnovabile e non può risolvere tutti i mali del nostro paese. Uno sviluppo selvaggio dell'eolico porterebbe a conseguenze controproducenti sia a livello ambientale sia limitando lo sviluppo e la ricerca di altre energie rinnovabili più adeguate a determinate situazioni.

Bibliografia

1. PAUL GIPE, "*Wind Power*".
2. HUNTER, PEDERSEN, DUNBABIN, ANTONIOU, FRANDBSEN, KLUG, ALBERS,LEE, "*European wind turbine testing procedure developments*".
3. ALBERS, KLUG, "*Power performance verification*". Deutsches windenergie Institut (DEWI).
4. PEDERSEN, GJERDING, INGHAM, JØRGENSEN, "*Wind turbine power performance verification in complex terrain and wind farms*".
5. SANADA, MATSUMIYA, WATANABE, "*Numerical site calibration on a complex terrain and its application for wind turbine performance measurements*".
6. AYOTTE, "*Computational methods for the wind energy industry*".
7. SMITH, RANDALL, "*Power performance testing progress in the DOE/EPRI turbine verification program*".
8. SMITH, LINK, "*Applicability of nacelle anemometer measurements for use in turbine power performance tests*".
9. ANTONIOU, PEDERSEN, "*Nacelle Anemometry on a 1MW wind turbine*".
10. SMAÏLI, MASSON, "*Numerical study of a nacelle anemometry technique*".
11. PEDERSEN, "*Power curve measurements under influence of skew airflow and turbulence*".

12. ENERCON GMBH, "Manuale d'uso E40/E1".

13. MEASNET, "Power performance measurement procedure".

Webgrafia

1. <http://www.dewi.de>
2. <http://www.sciencedirect.com>
3. <http://www.energielab.it>
4. <http://www.windpower.org>
5. <http://zebu.uoregon.edu>
6. <http://www.energia-eolica.it>
7. <http://www.vestas.com>
8. <http://www.enercon.de>

Ringraziamenti

Mi sembra doveroso iniziare con un ringraziamento al Professor Arturo Lorenzoni per avermi seguito in questa mia ultima fatica.

Un grazie particolare va al mio amico Ale, il quale nei momenti più difficili è sempre stato disponibile....senza di lui non so se ce l'avrei fatta. Particolare riguardo va ai miei compagni di corso Cresta, Vale, Zara, Henry, Formentin, Zin, Pelly, Bonfante e Boris, compagni d'avventura fantastici dai quali ho imparato molto. Un grazie va anche ai miei amici di sempre Azzo, Canton, Marz, Brendy, Stefano, Pint, Mery, Tizzo e Miotto, amici che mi hanno sempre sostenuto e capito per tutte quelle volte che non uscivo con loro, per studiare.

Un grazie va anche ai professori della scuola superiore IPSIA "Bernardi" e in particolare al professore Sabbadin e alla professoressa Lazzarini, insegnanti fantastici che mi hanno fatto capire l'importanza dello studio.

Un pensiero particolare va alla mia famiglia, per aver messo davanti i problemi di noi figli ai loro; un ringraziamento va anche a quelle persone che non credevano in questa mia avventura o che hanno sempre considerato un corso di laurea qualcosa di facile....fatelo voi e poi ne riparlamo!!

Sicuramente avrò dimenticato qualcuno quindi concludo con un grazie a tutti quelli che non ho nominato così evito di farmi dei nemici!!

Ognuno di Voi mi ha dato qualcosa

Andrea