



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA AEROSPAZIALE

MATERIALI COMPOSITI PER AEROGENERATORI

Composite Materials for Wind Turbines

RELATORE: PROF. AMEDEO MADDALENA

LAUREANDO: LUCA ACCIARRI

ANNO ACCADEMICO 2012/2013

INDICE

Sommario	iii
----------------	-----

Cap. 1 – IL VENTO E LA POTENZA IN ESSO CONTENUTA

1.1 La natura fisica del vento	pag. 1
1.2 La potenza nel vento	» 3
1.2.1 Densità dell'aria	» 3
1.2.2 Area spazzata	» 4
1.2.3 Velocità del vento	» 4
1.3 Distribuzione della velocità	» 5
1.4 Legge di Betz e coefficiente di potenza	» 9
1.5 Curva di potenza	» 12
1.6 Coefficiente di potenza e TSR	» 14

Cap. 2 – PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DI UN AEROGENERATORE E CARATTERISTICHE FONDAMENTALI

2.1 Cenni storici	» 17
2.2 Caratteristiche principali di un aerogeneratore	» 22
2.2.1 Orientazione dell'asse del rotore: orizzontale o verticale	» 22
2.2.2 Controllo della potenza del rotore	» 23
2.2.3 Posizione del rotore: upwind o downwind	» 24
2.2.4 Controllo dello yaw: free o active	» 25
2.2.6 TSR di progetto e Solidità	» 26
2.2.8 Numero di pale	» 27
2.2.9 Generatore	» 27
2.2.10 Lift o drag	» 28
2.2.11 Torre	» 29

Cap. 3 – STRUTTURE E MATERIALI

3.1 Carichi sulle strutture	» 30
3.1.1 Tipi di carico	» 31
3.1.2 Sorgenti dei carichi	» 32
3.1.3 Effetti dei carichi	» 32
3.2 Struttura di un aerogeneratore	» 33
3.2.1 Struttura (esterna e interna) di una pala eolica	» 33
3.2.1.1 Brevi considerazioni sull'orientazione dei laminati	» 39

3.2.1.2 Shells (rivestimento aerodinamico)	»	40
3.2.1.3 Modalità di cedimento	»	41
3.2.2 Struttura della torre	»	43
3.2.2.1 Tipi di torre.....	»	44
3.2.3 Le fondazioni	»	45
3.3 Materiali	»	47
3.3.1 La torre.....	»	47
3.3.2 Nacelle (Gondola).....	»	49
3.3.3 Pale.....	»	49
3.3.3.1 Selezione dei materiali per le pale.....	»	49
3.3.3.2 Materiali per le pale.....	»	51
3.3.3.3 Legno.....	»	52
3.3.3.4 Metallo (Acciaio e Alluminio)	»	52
3.3.3.5 Compositi per pale di turbine eoliche.....	»	54
3.3.3.5.1 Fibre di vetro.....	»	57
3.3.3.5.2 Fibre di carbonio.....	»	59
3.3.3.5.3 Tessuti.....	»	61
3.3.3.5.4 Carbonio vs vetro nel settore eolico	»	63
3.3.3.5.5 Fibre di basalto	»	65
3.3.3.5.6 Fibre aramidiche e naturali	»	66
3.3.3.5.7 Nanotubi di carbonio	»	66
3.3.3.5.8 Matrici polimeriche	»	67
3.3.3.5.9 Matrici polimeriche biodegradabili	»	68
3.3.3.5.10 Materiali sandwich.....	»	69
3.4 Processi di fabbricazione delle pale	»	70
3.4.1 Panoramica.....	»	70
3.4.2 Processi tecnologici principali	»	72
3.4.2.1 Wet/Hand lay-up	»	72
3.4.2.2 Utilizzo di materiale preimpregnato (Prepreg).....	»	74
3.4.2.3 RTM (Resin Transfer Molding) e VARTM (vacuum assisted resin transfer molding)	»	78
3.4.2.4 Pultrusione.....	»	82
3.4.2.5 Filament winding.....	»	84

Cap. 4 – STATISTICHE E RECORD

4.1 Statistiche europee nel 2012	»	86
4.2 Statistiche globali.....	»	90
4.3 Alcuni record.....	»	93
Conclusioni	»	96
Bibliografia e Webgrafia.....	»	97
Ringraziamenti	»	99

SOMMARIO

Nel presente elaborato di tesi verrà trattato, mediante una ricerca bibliografica e via web, l'argomento relativo all'applicazione dei materiali compositi nel settore eolico, segnatamente nella struttura degli aerogeneratori, con particolare riferimento alle pale di questi ultimi, gli elementi più esigenti e avanzati dal punto di vista della progettazione strutturale. Nel primo capitolo, di stampo introduttivo, viene fornita una breve infarinatura sulla natura fisica del vento, le sue caratteristiche fondamentali e la potenza in esso contenuta; i principi che stanno alla base della conversione dell'energia eolica in energia prima meccanica e poi elettrica operata da una turbina, e alcuni parametri di importanza capitale quali il coefficiente di potenza e il tip-speed ratio. Nel secondo capitolo si danno dei sintetici cenni storici riguardanti l'evoluzione nel corso della storia della tecnologia eolica, dalle prime rudimentali macchine concepite e costruite nell'antichità fino alle più moderne turbine dedicate alla generazione di energia elettrica; successivamente si affronta una rassegna delle caratteristiche principali di una generica macchina eolica, vengono discusse e descritte le differenti scelte tecnico-progettuali che possono essere intraprese dai progettisti.

Il terzo capitolo è concettualmente suddiviso in tre parti: nella prima vengono trattate le principali sollecitazioni cui la struttura di un aerogeneratore deve resistere nonché le modalità di cedimento più frequentemente osservate nei test di laboratorio; nella seconda parte ci si occupa dei materiali impiegati, con evidente riferimento alla categoria dei materiali compositi che rappresentano il recente passato, il presente e il futuro di strutture sempre più esasperate in termini di dimensioni e prestazioni; viene evidenziato anche lo stretto legame tra il settore eolico e quello aerospaziale e si sottolinea come i compositi ne costituiscano una sorta di anello di congiunzione. Nell'ultima parte si passano in rassegna i processi di fabbricazione adottati, con la descrizione delle principali alternative utilizzate quali lo stampaggio per trasferimento di resina e i materiali compositi preimpregnati, nonché diversi dati relativi alle potenziali prestazioni raggiungibili in termini di resistenza e rigidità del prodotto finale.

Nel quarto ed ultimo capitolo vengono riportate delle statistiche relative all'uso e alla produzione di energia elettrica da fonte eolica in Europa e nel mondo negli ultimi trent'anni per mettere in evidenza l'importanza del ruolo che un simile settore ha raggiunto e sempre più rivestirà in un prossimo futuro.

IL VENTO E LA POTENZA IN ESSO CONTENUTA

1.1 LA NATURA FISICA DEL VENTO

L'atmosfera è un enorme "motore a energia solare" che trasferisce il calore da una parte del globo all'altra. Correnti convettive su grande scala messe in moto dalla radiazione solare trasportano il calore dalle latitudini più basse fino ai climi settentrionali. I fiumi di aria che scorrono attraverso la superficie della terra in risposta a questa circolazione globale, sono ciò che chiamiamo venti, il fluido operativo in questa sorta di macchina termica atmosferica.

Il sole riscalda la superficie terrestre con intensità decrescente con la latitudine causando un gradiente termico tra i poli e l'equatore laddove l'insolazione è rispettivamente minima e massima; il ripristino dell'equilibrio termico planetario è affidato alla circolazione generale dell'atmosfera la quale può essere suddivisa in 3 grosse macrocelle di circolazione (per emisfero): la cella di Hadley che va dall'equatore ai tropici, la cella di Ferrel che copre le medie latitudini e la cella polare che staziona sui poli fino al circolo polare.

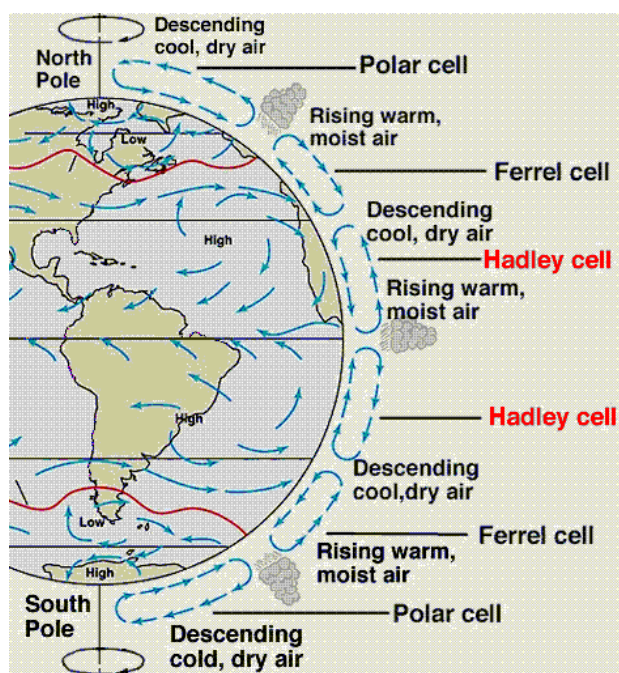


Figura 1.1 La circolazione globale dei venti, il meccanismo con cui si attua il riequilibrio termico nell'atmosfera.

I venti sono anche più forti e frequenti lungo le rive dei grandi laghi o le coste a causa del riscaldamento differenziale tra terra e acqua. Durante il giorno, il sole scalda la terra molto più velocemente di quanto faccia con la superficie dell'acqua (l'acqua ha un calore specifico superiore e può immagazzinare più energia senza una variazione sensibile di temperatura). Di nuovo, l'aria sopra il terreno è riscaldata e s'innalza. Aria fredda scorre dal mare verso terra rimpiazzandola. Di notte

questo flusso si inverte man mano che la terra si raffredda più velocemente del mare. I venti lungo le coste sono più veloci anche a causa del lungo cammino che possono percorrere, senza incontrare ostacoli al di sopra dell'acqua. Ed è per questo che, soprattutto negli ultimi decenni e sempre più in futuro, il settore eolico punterà sulla costruzione di aerogeneratori off-shore.

Anche la natura del suolo (la cosiddetta orografia, i rilievi della superficie) ha un importante effetto sulle caratteristiche del vento. Si pensi alle conseguenze della presenza di montagne, vallate, o più semplicemente ostacoli come edifici o alberi, tutti aspetti che devono essere presi in considerazione nel momento in cui si decide la collocazione di un aerogeneratore (*siting*).

Il vento è una risorsa intermittente: calmo un giorno, violento un altro. La velocità e la direzione del vento variano in modo sensibile praticamente su qualsiasi scala temporale se si consideri. Proprio per via di queste fluttuazioni, diventa necessario mediare la velocità del vento lungo un determinato periodo di tempo. Più comunemente si utilizza la velocità media lungo un intero anno, tenendo presente che nemmeno questo valore è costante, potendo variare da un anno all'altro anche del 25%. Più in generale la velocità media varia anche da una stagione all'altra, da un mese all'altro, perfino da un periodo della giornata all'altro.

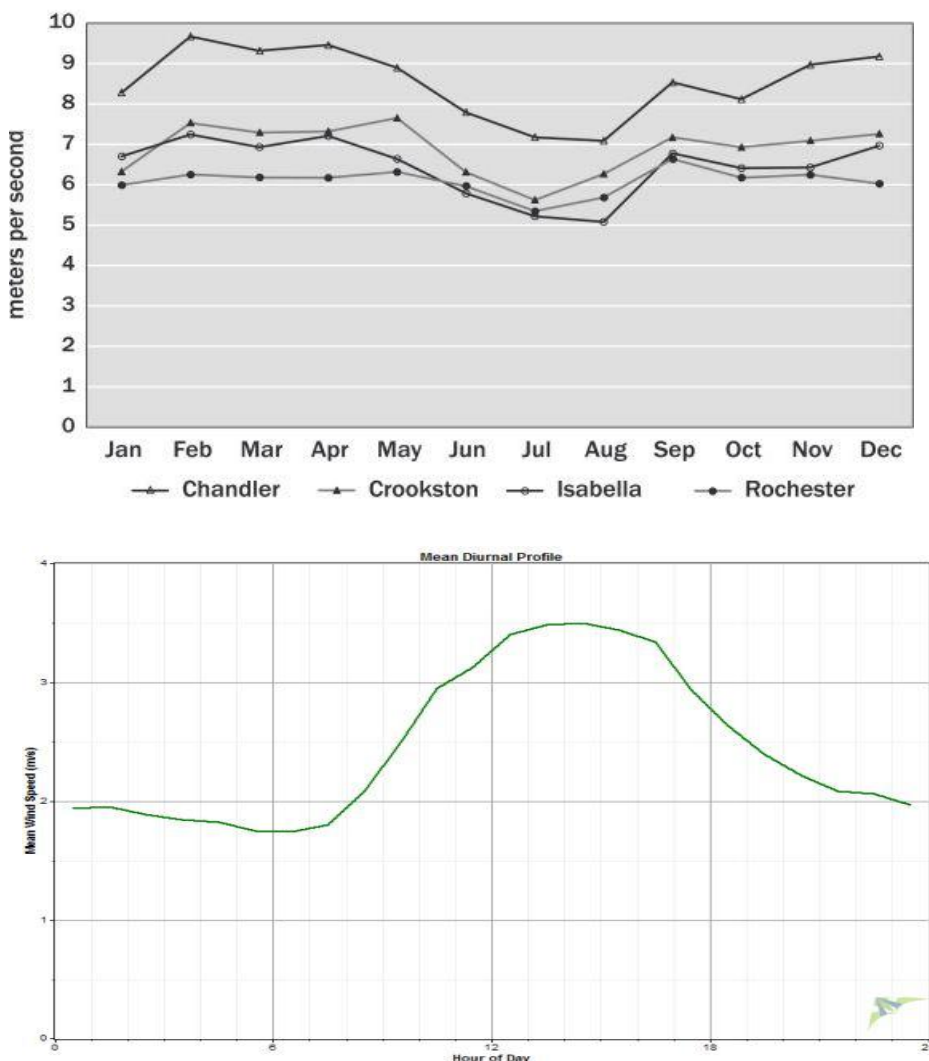


Figura 1.2 In alto è riportato un esempio di variazione annuale della velocità media del vento in quattro siti inglesi; in basso un caso di variazione giornaliera. Come si può notare la velocità media del vento è estremamente variabile e ovviamente in modo incontrollabile.

1.2 LA POTENZA NEL VENTO

Uno degli aspetti fondamentali da prendere in considerazione quando si progetti o utilizzi un aerogeneratore è la solida comprensione dei fattori che influenzano il contenuto in potenza del vento. Il vento è “semplice aria in moto” dotata di una propria massa, e quindi contiene energia cinetica ed è questa energia di movimento che dà al vento la sua capacità di compiere lavoro.

Quando il vento colpisce un oggetto, esercita una forza nel tentativo di spazzarlo via dal proprio percorso. Una parte dell'energia cinetica è ceduta o trasferita, causando il movimento dell'oggetto stesso. Quando questo succede, si dice che il vento ha compiuto lavoro. La quantità di energia nel vento è funzione della sua velocità e massa. A velocità maggiori è disponibile più energia a parità di massa, a parità di velocità una massa superiore contiene più energia. Ovviamente la relazione tra massa, velocità ed energia è data dall'equazione dell'energia cinetica dove m rappresenta la massa d'aria e V la sua velocità:

$$\text{Energia cinetica del vento} = \frac{1}{2}mV^2,$$

la massa dell'aria può essere derivata dal prodotto della sua densità ρ e del volume; e dal momento che l'aria è costantemente in moto questo può essere espresso moltiplicando V per l'area A attraverso cui il vento passa durante un periodo di tempo t .

$$m = \rho AVt.$$

Sostituendo quest'ultima espressione nella precedente si può trovare l'energia cinetica nel vento:

$$\text{Energia del vento} = \frac{1}{2}\rho AV^3t.$$

La potenza è la velocità alla quale l'energia è resa disponibile, o alla quale essa passa attraverso una data sezione nell'unità di tempo:

$$P = \frac{1}{2}\rho AV^3.$$

Questa semplice equazione mostra come la potenza nel vento dipenda dalla densità dell'aria, dall'area che intercetta il vento e dalla velocità del vento stessa. Aumentare uno qualsiasi di questi tre fattori porta ad aumentare la potenza resa disponibile dal vento e dalla quale attingere. Da sottolineare come la dipendenza dalla velocità con la terza potenza faccia sì che anche piccole variazioni di questa producano sensibili effetti sulla potenza disponibile.

1.2.1 DENSITA' DELL'ARIA

La densità dell'aria è inversamente correlata all'altitudine e alla temperatura: diminuisce con l'aumentare della quota e della temperatura. Sottovalutare gli effetti che questi due fattori hanno sulla densità può portare a clamorosi errori. Chi vive entro poche centinaia di metri sul livello del mare può permettersi di trascurare il fattore altitudine ma, se per esempio ci trovassimo sulle montagne rocciose dell'America occidentale o sui Pirenei la quota avrebbe un effetto non più ignorabile sulla densità e di conseguenza sulle prestazioni dell'aerogeneratore. La densità dell'aria a 1500

metri è 15% inferiore rispetto a quella sul livello del mare, a parità di velocità ci sarebbe nel vento semplicemente meno potenza disponibile a partire dalla quale estrarre l'output desiderato mediante il rotore della turbina.

Le variazioni nella temperatura producono effetti più piccoli sulla densità ma non meno significativi: aumentare la temperatura da 15°C – la temperatura standard usata per la stima delle prestazioni di un aerogeneratore – fino a 30°C fa diminuire la densità di un 5%, una quantità potenzialmente critica nelle applicazioni commerciali.

Pertanto è necessario esaminare la densità ogniqualvolta le condizioni del sito si discostino molto da quelle dell'atmosfera standard internazionale.

1.2.2 AREA SPAZZATA (SWEPT AREA)

La potenza è direttamente correlata all'area che intercetta il vento. Aerogeneratori con rotori grandi intercettano più vento di quelli con rotori più piccoli e, di conseguenza, catturano più energia. Raddoppiare l'area spazzata dal rotore di una turbina eolica raddoppierà la potenza disponibile. Questo è un principio fondamentale per comprendere il progetto di una macchina eolica. Ecco che, per valutare il potenziale energetico di una turbina, è sufficiente guardare alle dimensioni del suo rotore. Considerando una turbina convenzionale, con rotore ad asse orizzontale, il rotore spazza l'area di un cerchio con raggio approssimativamente pari alla lunghezza pala: $A = \pi r^2$. A causa della dipendenza dal quadrato della lunghezza della pala, aumenti anche relativamente piccoli di quest'ultima producono notevoli aumenti nell'area spazzata e quindi nella potenza eolica intercettata, per esempio, raddoppiare la lunghezza porta a quadruplicare l'area spazzata. Questo spiega perché l'industria eolica è alla ricerca sempre più spasmodica di materiali e processi che consentano di realizzare pale sempre più lunghe oltre che performanti dal punto di vista aerodinamico, cercando al contempo evidentemente di limitare l'aumento dei costi.

1.2.3 VELOCITA' DEL VENTO

Probabilmente nessun altro fattore è più importante della velocità del vento rispetto alla quantità di energia resa disponibile ad una turbina eolica. Vale ancora una volta la pena sottolineare che la dipendenza con il cubo della velocità fa sì che variazioni anche piccole di questa producano effetti ragguardevoli sulla potenza eolica. A titolo esemplificativo, si pensi a due siti con velocità di 10 e 12 (l'unità di misura non è importante). Essendo il rapporto tra le potenze disponibili: $\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^3$, si ottiene $\frac{P_2}{P_1} = 1.73$, cioè un incremento della potenza disponibile del 73% a fronte di un aumento del 20% della velocità. Anche per questo la questione della selezione dell'appropriata posizione per l'installazione dell'aerogeneratore (*siting*) è di estrema importanza: piccole differenze nella velocità dovute ad ostacoli quali edifici o alberi limitrofi possono drasticamente ridurre la potenza che la macchina può teoricamente catturare.

Riassumendo si potrebbe dire:

- La potenza può essere influenzata dalle variazioni nella densità dell'aria quando i siti differiscono marcatamente da quelli in condizioni standard sul livello del mare.
- La potenza è proporzionale all'area intercettata dalla macchina eolica. Raddoppiare l'area porta a raddoppiare la potenza.

- La potenza è una funzione cubica della velocità. Raddoppiare la velocità fa aumentare di otto volte la potenza.

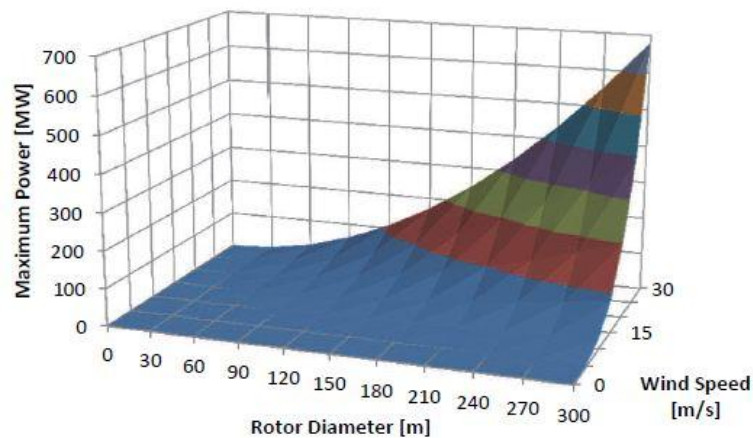


Figura 1.3 Rappresentazione della potenza contenuta nel vento, in funzione del diametro del rotore e della velocità del vento stesso.

Tuttavia a questo punto sorge un'importante questione: quale velocità del vento occorre prendere in considerazione? La velocità media? Se sì, media su quale periodo di tempo?

Bisogna infatti ricordare come la velocità del vento vari col tempo e che la velocità media è composta dai venti che spirano sopra e sotto questo valor medio. Per fare un esempio, si immagini di calcolare la densità di potenza $\frac{P}{A}$, ossia la velocità a cui l'energia passa attraverso un'area unitaria, per una velocità media annuale di 15 (ancora una volta non importa l'unità di misura): $\frac{P}{A_1} = \frac{1}{2}\rho 15^3$. Se però il vento spirasse metà del tempo a 10 e metà a 20, la media sarebbe sempre 15 (come il caso precedente, in cui però il vento spirava costantemente) ma la densità di potenza media disponibile sarebbe: $\frac{P}{A_2} = \frac{1}{2}\rho \left(\frac{10^3+20^3}{2}\right)$. Vi è una variazione tra le due pari al 33%.

In altri termini pur a parità di velocità media, i due siti hanno densità di potenza molto differenti e il motivo di questo apparente paradosso è che il singolo numero che rappresenta la media non riesce a catturare l'informazione relativa alla quantità di vento sopra e sotto questo valore. Ed è il vento sopra la media che contribuisce per la maggior parte alla potenza disponibile.

1.3 DISTRIBUZIONE DELLA VELOCITA'

Se su un diagramma riportiamo il numero di volte, ovvero la frequenza (in termini di ore/anno), con cui il vento spira alle diverse velocità durante tutto l'anno, troveremmo che in poche occasioni esso soffia con intensità da uragano o non soffia proprio; più spesso invece si collocherà nel mezzo di questi due casi estremi. La distribuzione della velocità in genere varia da località a località ma, perlopiù, segue una curva a campana tipicamente modellata matematicamente con una curva di Weibull.

Un tipico istogramma della velocità del vento è mostrato in figura 1.4. Derivato da misurazioni di lungo periodo, l'istogramma indica la probabilità, o frazione di tempo, che la velocità del vento

sia nell'intervallo definito dalla larghezza delle colonne (*bins*) solitamente “spesse” 1 m/s (i.e. 0-1, 1-2 ecc..). La somma dell'altezza delle colonne dà 1 o 100%.

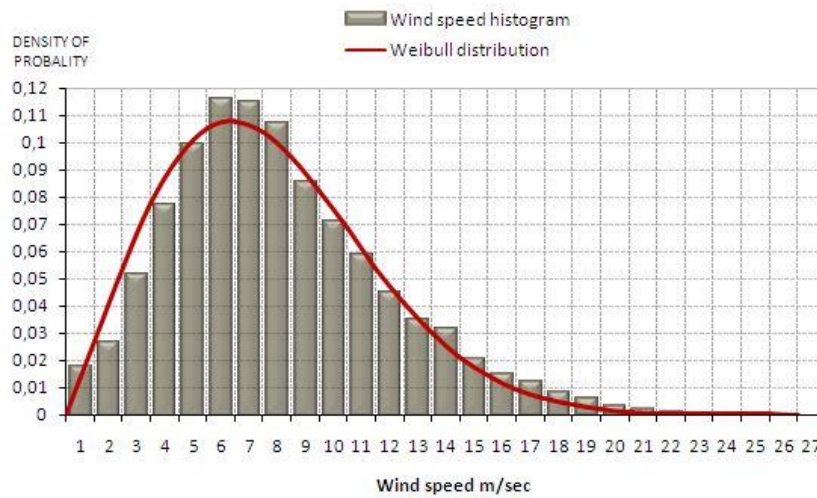


Figura 1.4 Istogramma relativo alla frequenza annuale con cui il vento spira alla corrispondente velocità e curva di Weibull approssimante.

Quando la larghezza delle colonne tende a zero l'istogramma diventa una funzione continua chiamata funzione densità di probabilità. Questa curva può essere modellata con una funzione di Weibull espressa da:

$$p(V) = \frac{k}{V} \left(\frac{V}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k}$$

Dove $p(V)$ è la frequenza con cui si verifica la velocità V , C è una velocità del vento caratteristica e k un parametro di forma. La distribuzione cumulativa di Weibull che dà la probabilità che la velocità del vento ecceda il valore V è data da:

$$p(V) = e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k}$$

Un tipico valore per k è 2; quando $k = 2$ la distribuzione prende il nome di Rayleigh.

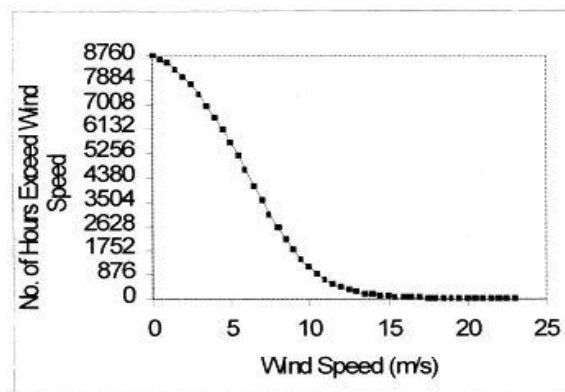


Figura 1.5 Diagramma cumulativo, rappresentante le ore annuali in cui il vento spira ad una velocità superiore al valore indicato sulle ascisse.

La relazione tra la densità di potenza calcolata a partire dalla distribuzione di Rayleigh con una data velocità media e quella calcolata (erroneamente) con la sola velocità media è definita come “cube factor” poiché è associata, come già accennato, al fatto che la media dei cubi è sempre maggiore del cubo della media e pertanto porta a risultati numerici decisamente diversi. È sempre preferibile utilizzare distribuzioni misurate effettivamente sul luogo piuttosto che approssimazioni matematiche, tuttavia, a dispetto delle sue limitazioni, la distribuzione di Rayleigh (o al più quella di Weibull, che ne rappresenta una generalizzazione) continua a essere usata con successo nella maggior parte dei casi.

A partire dalla distribuzione di probabilità della velocità del vento è possibile costruire la curva di densità di potenza disponibile per un dato sito. È sufficiente per ogni valore della velocità del vento, leggere la frequenza percentuale corrispondente e moltiplicarla per il contenuto di potenza cinetica nel vento a quella velocità.

Per calcolare quindi la densità di potenza teoricamente disponibile esistono due metodi equivalenti: sommare insieme una serie di densità di potenza calcolate per ciascuna velocità del vento e relativa frequenza percentuale (ore/anno) per la distribuzione del sito in esame; oppure si calcola la densità di potenza usando la velocità media e si moltiplica per l’opportuno “cube factor”. Ottenuta la densità di potenza $\frac{P}{A}$, è sufficiente moltiplicare per dei fattori adimensionali per calcolare la densità di energia in kWh/m². Nota poi l’area spazzata dal rotore dell’aerogeneratore si ricava l’energia intercettata dalla macchina ogni anno. Per esempio, al livello del mare con una temperatura di 15°C la densità dell’aria è 1.225 kg/m³; se il sito ha una distribuzione di Rayleigh e quindi un cube factor di 1.91, allora la densità di potenza media annuale è: $\frac{P}{A} = 0.6125V^3 * CubeFactor$, e con una velocità media di 4 m/s, si ha $\frac{P}{A} = 75 \frac{W}{m^2} \cdot \frac{E}{A} = \frac{P}{A} * 8760 \frac{ore}{anno} * \frac{1 kW}{1000 W} = 656 \frac{kWh}{m^2}$

Vi è un ultimo passo da fare. La turbina sarà montata in cima ad una torre che è tipicamente due o tre volte più alta della torre utilizzata per fare le misure della velocità del vento, è necessario pertanto stimare la velocità del vento all’altezza a cui si troverà il mozzo del rotore. Occorre descrivere e prevedere come la velocità del vento varia con la quota.

La velocità del vento, e quindi la potenza, variano con l’altezza dal terreno. Il vento che spirava attraverso la superficie terrestre incontra attrito causato dal flusso turbolento sulle montagne, colline, alberi, edifici e altri ostacoli sul suo cammino. Questi effetti diminuiscono con l’aumentare della quota finché non è ripristinato un flusso indisturbato.

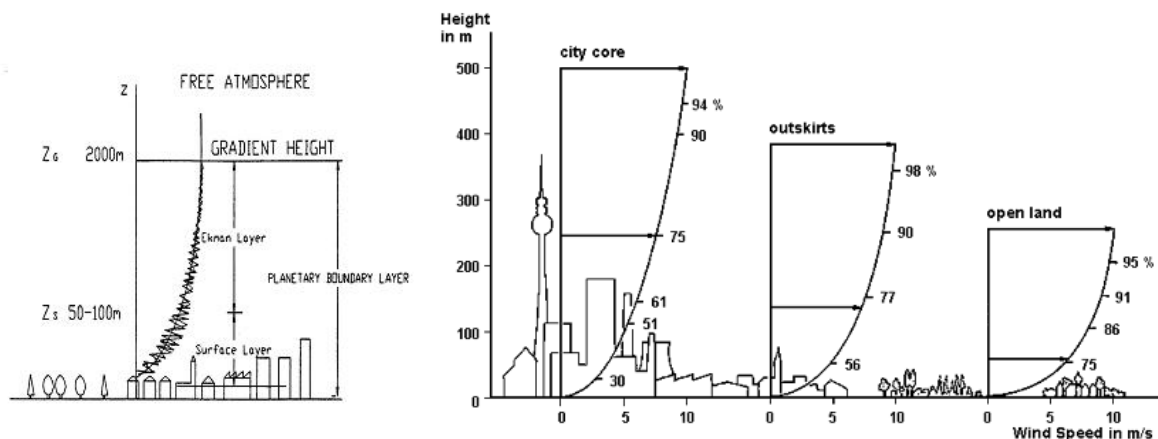


Figura 1.6 Schema rappresentante lo strato limite planetario, ossia il rallentamento che la superficie terrestre causa nel profilo di velocità del vento per effetto di edifici, ostruzioni e rugosità superficiale.

Di conseguenza man mano che turbolenza e attrito diminuiscono, la velocità del vento aumenta. Gli effetti di attrito dipendono dalla natura del terreno, dalla sua “rugosità”. L’attrito è maggiore attorno ad alberi ed edifici di quanto lo sia su superfici lisce come quella di uno specchio d’acqua. Inoltre il tasso con cui la velocità cresce varia col grado di rugosità: è maggiore su superfici montagnose. Per questo è molto più conveniente utilizzare torri alte in siti in cui il profilo di velocità cresce più rapidamente. Questo gradiente di velocità verticale che rappresenta lo strato limite atmosferico è definito *wind shear*.

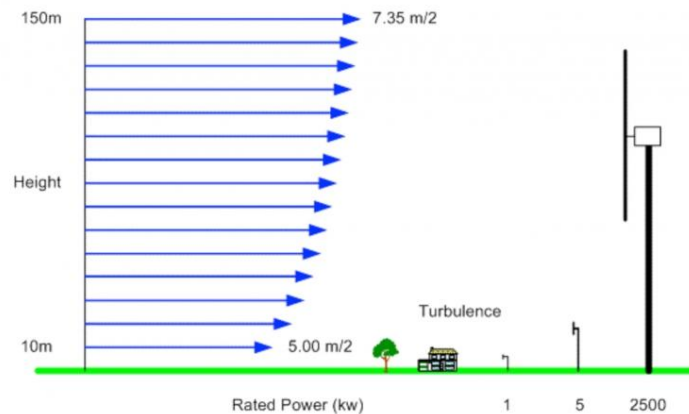


Figura 1.7 Esempio di profilo di velocità del vento mentre investe dei modelli di aerogeneratore di differenti altezze.

Due delle più comuni funzioni sviluppate per descrivere la variazione nel profilo della velocità media con l’altezza sono basate su considerazioni sperimentali e hanno un andamento esponenziale o logaritmico: $V(z) = V_r \left(\frac{z}{z_r}\right)^\alpha$, con z la generica quota, V_r la velocità all’altezza di riferimento z_r e α un esponente che dipende dalla rugosità del terreno; oppure $\frac{V(z)}{V(10)} = \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)}$, con $V(10)$ la velocità a 10 m sul livello del suolo e z_0 è una rugosità di riferimento, dipendente dal tipo di terreno.

Terreno	Rugosità di riferimento z_0 [m]	Wind shear exponent α
Ghiaccio	0.00001	0.07
Mare calmo	0.0001	0.09
Erba tagliata	0.007	0.14
Bosco	1	0.43

Si può sottolineare l’effetto della variazione di altezza con un piccolo esempio numerico, immaginando di essere in un sito dove α vale 0.14 e l’altezza di riferimento sia 10 m (come detto, spesso le torri per le rilevazioni anemometriche sono poste a questa altezza), volendo utilizzare una torre da 45 m, si otterrà usando la relazione esponenziale: $V = 1.26V_0$, ovvero la velocità media alla quota del mozzo è un 26% superiore a quella all’altezza di riferimento. Inoltre ricordando che la potenza è una funzione cubica della velocità possiamo scrivere: $\frac{P}{P_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^{3\alpha}$, e inserendo i dati si ottiene: $P = 1.99P_0$. Ovvero la potenza teoricamente disponibile raddoppia alla quota della turbina rispetto a quella in corrispondenza della quota di riferimento.

1.4 LEGGE DI BETZ E IL COEFFICIENTE DI POTENZA

Finora si è messo in evidenza come stimare, in linea di massima, la densità di potenza contenuta nel vento e disponibile per essere poi convertita in energia meccanica del rotore, in base al sito di installazione della turbina eolica e all'altezza a cui si trova il rotore. Nulla si è ancora detto sul processo di estrazione dell'energia dal vento da parte del rotore di un aerogeneratore.

La legge o equazione di Betz è analoga all'efficienza del ciclo di Carnot in termodinamica, suggerendo che una macchina termica non può convertire in lavoro tutto il calore assorbito da una data sorgente, ma deve restituirne una parte all'ambiente esterno. Mentre il ciclo di Carnot ha a che fare con sorgenti a temperatura costante, l'equazione di Betz (sviluppata dall'ingegnere tedesco nel 1919) coinvolge la velocità del vento a monte della turbina V_1 e quella a valle V_2 . Anche qualitativamente si può comprendere come l'efficienza di conversione eolica debba avere un limite considerando che è impossibile che l'intero contenuto di energia cinetica possa essere trasformato in energia di rotazione del rotore poiché questo significherebbe dover arrestare il flusso del vento ($V_2=0$) rendendo impossibile l'ulteriore arrivo di massa d'aria e di conseguenza la rotazione della turbina. Esiste pertanto un limite massimo teorico all'efficienza, e l'equazione di Betz, nell'ambito delle sue ipotesi semplificative, mira a determinarlo. Le ulteriori perdite che si registrano nel processo di conversione di un aerogeneratore reale e che diminuiscono ulteriormente gli effettivi valori dell'efficienza sono dovute agli effetti viscosi dell'aria, resistenza aerodinamica sulle pale, il moto di swirl impartito dalle pale al flusso d'aria e le perdite di potenza associate ai sistemi di trasmissione ed elettrici.

Nella teoria di Betz, il rotore è considerato un convertitore ideale di energia, ossia:

1. Non possiede un mozzo,
2. Possiede un numero infinito di pale che non offrono alcuna resistenza al flusso che le attraversa.
3. Inoltre, si fa l'ipotesi di monodimensionalità, ovvero la velocità è distribuita uniformemente sull'area spazzata dal rotore e su ogni sezione trasversale del tubo di flusso.

Considerando il modello ideale di figura 1.8, la sezione trasversale spazzata dal rotore è S , quella molto a monte è S_1 , quella a valle è S_2 . La velocità del vento che passa uniformemente attraverso il rotore è indicata con V , mentre quella a monte con V_1 e a valle con V_2 . L'estrazione meccanica di energia da parte del rotore avviene riducendo l'energia cinetica del flusso d'aria da monte a valle, cioè:

$$V_2 < V_1$$

Di conseguenza, per la conservazione della massa, la sezione trasversale del tubo di flusso deve aumentare da monte a valle:

$$S_2 > S_1$$

Considerando il flusso incomprimibile (densità costante), la conservazione della portata massica porge:

$$\dot{m} = \rho S_1 V_1 = \rho S V = \rho S_2 V_2 = \text{costante}$$

Per la conservazione della quantità di moto, la forza esercitata dal vento sul rotore è data da:

$$F = m \frac{d}{dt}(V) = \dot{m} \Delta V = \rho S V (V_1 - V_2)$$

Il lavoro incrementale eseguito sarà dato dalla forza per lo spostamento infinitesimo: $dE = Fdx$, e la potenza $P = \frac{dE}{dt} = F \frac{dx}{dt} = FV$ e sostituendo l'equazione si ha $P = \rho SV^2(V_1 - V_2)$. P può essere espressa anche come velocità di variazione dell'energia cinetica tra monte e valle: $P \cong \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{\frac{1}{2}mV_1^2 - \frac{1}{2}mV_2^2}{\Delta t} = \frac{1}{2}\dot{m}(V_1^2 - V_2^2) = \frac{1}{2}\rho SV(V_1^2 - V_2^2)$.

Eguagliando le due espressioni della potenza si ha: $P = \frac{1}{2}\rho SV(V_1^2 - V_2^2) = \rho SV^2(V_1 - V_2)$ ovvero $V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2)$.

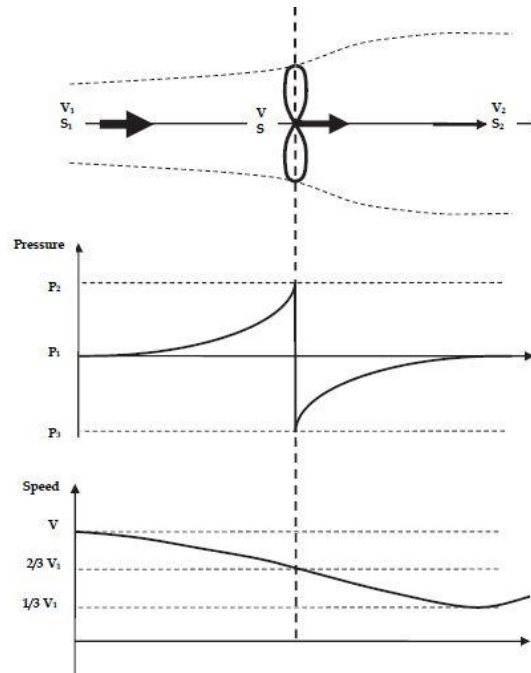


Figura 1.8 In alto: rappresentazione schematica del tubo di flusso che investe il rotore ideale di un aerogeneratore. In mezzo l'andamento della pressione: da notare il calo di pressione tra le due facce. In basso il profilo della velocità monodimensionale: l'energia eolica diminuisce ma non può essere completamente azzerata.

Questo suggerisce a sua volta che la velocità del vento al rotore può essere presa come la media delle velocità a monte e valle. Implica anche che la turbina deve agire come un freno, riducendo la velocità del vento ma non azzerarla completamente (per $V=0$ l'equazione non sarebbe più valida). Ciò dimostra che per estrarre energia dal vento, è necessario che il flusso venga mantenuto e non completamente arrestato.

Quest'ultimo risultato ci consente di riscrivere nuovamente l'espressione della forza F e potenza P in termini delle velocità V_1 e V_2 :

$$F = \rho SV(V_1 - V_2) = \frac{1}{2}\rho S(V_1^2 - V_2^2)$$

$$P = \rho SV^2(V_1 - V_2) = \frac{1}{4}\rho S(V_1 + V_2)^2(V_1 - V_2) = \frac{1}{4}\rho S(V_1^2 - V_2^2)(V_1 + V_2)$$

Introducendo il "fattore d'interferenza" b come il rapporto tra le velocità a valle e monte $b = \frac{V_2}{V_1}$, F e P si possono riscrivere in funzione di b:

$$F = \frac{1}{2}\rho SV_1^2(1 - b^2)$$

E la potenza estraibile diventa:

$$P = \frac{1}{4} \rho S V_1^3 (1 - b^2)(1 + b)$$

L'osservazione più importante relativamente alla produzione di potenza eolica è che la potenza estraibile dal vento è proporzionale al cubo della velocità a monte V_1^3 ed è una funzione del fattore di interferenza b . La densità di potenza (W/m^2) si ottiene dividendo P per la superficie di intercettazione:

$$P' = \frac{P}{S} = \frac{1}{2} \rho V^3$$

La potenza cinetica contenuta nel flusso di vento indisturbato con velocità V_1 su una superficie S è come già visto:

$$P_c = \frac{1}{2} \rho S V_1^3$$

Il coefficiente di potenza o di prestazione (power or performance coefficient) è il rapporto adimensionale tra la potenza estraibile P e la potenza cinetica contenuta nella corrente indisturbata:

$$C_p = \frac{P}{P_c}$$

Il C_p è una misura adimensionale dell'efficienza della turbina eolica nel processo di estrazione dell'energia dal flusso di vento che intercetta il rotore. In termini del fattore b si può scrivere:

$$C_p = \frac{P}{P_c} = \frac{\frac{1}{4} \rho S V_1^3 (1 - b^2)(1 + b)}{\frac{1}{2} \rho S V_1^3} = \frac{1}{2} (1 - b^2)(1 + b)$$

Dalla figura 1.9 si può vedere che, quando $b=1$ (cioè $V_1=V_2$) in sostanza il flusso è indisturbato e non venendo in nessun modo rallentato dal rotore porta a un coefficiente di potenza nullo. Quando $b=0$ ($V_2=0$), la turbina arresta completamente il flusso d'aria e il C_p vale 0.5.

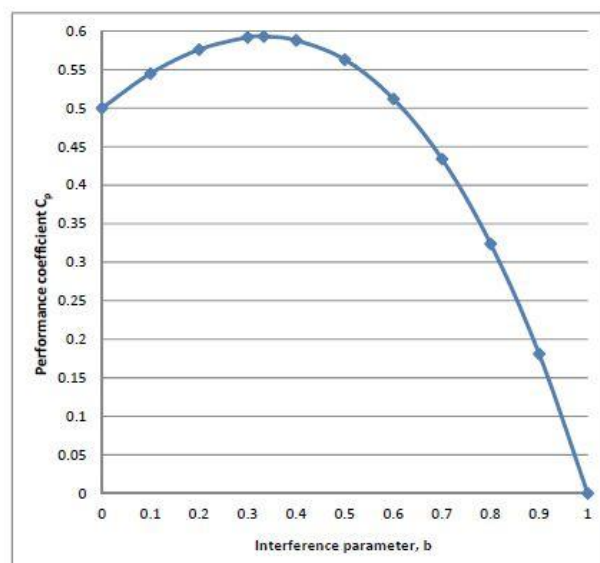


Figura 1.9 Andamento del coefficiente di potenza, misura dell'efficienza di conversione, in funzione del rapporto d'interferenza b .

Si può dimostrare facilmente (derivando l'espressione del C_P per la variabile b e ponendo uguale a zero) che il massimo si raggiunge per $b=1/3$, cioè la velocità a valle deve essere un terzo di quella di monte. Sostituendo il valore di b nell'espressione del coefficiente di potenza si ottiene il risultato fondamentale della legge di Betz:

$$C_P = \frac{16}{27} = 59.26\%$$

A questo risultato ci si riferisce come il "Criterio di Betz o Limite di Betz". Venne per la prima volta formulato nel 1919 e si applica a qualunque progetto di aerogeneratore. È la teorica percentuale di potenza contenuta nel vento che può essere estratta da una macchina eolica ideale. Come detto, a questo limite fisico, occorre sommare altre fonti di perdita quali la viscosità del fluido, lo swirl, le perdite nella trasmissione e nei sistemi di conversione dell'energia da meccanica a elettrica. I moderni aerogeneratori operano con coefficienti effettivi che possono arrivare al massimo a valori attorno a 40-45% per le macchine più efficienti.

Nel caso ottimo (C_P massimo, $b=1/3$) si ha:

$$V = \frac{1}{2}(V_1 + V_2) = \frac{1}{2}\left(V_1 + \frac{V_1}{3}\right) = \frac{2}{3}V_1$$

Dalla continuità: $\dot{m} = \rho S_1 V_1 = \rho S V = \rho S_2 V_2 = \text{costante}$, si ricava $S = S_1 \frac{V_1}{V} = \frac{3}{2} S_1$ e $S_2 = S_1 \frac{V_1}{V_2} = 3 S_1$.

Il coefficiente di potenza non è un valore unico, ma una curva, che può essere rappresentata in funzione della velocità del vento o del cosiddetto tip-speed ratio (TSR, il rapporto tra la velocità dell'estremità della pala e la velocità del vento indisturbata). Quindi l'efficienza di una turbina eolica non è la stessa per ogni velocità del vento, ma deve essere opportunamente studiata per ottenere una produzione di energia ottimale durante l'anno. Solitamente l'efficienza è maggiore per velocità del vento intermedie per un motivo molto semplice: a basse velocità c'è poca energia eolica in gioco per cui è poco importante avere alti valori del C_P , ad alte velocità avere un C_P alto sarebbe inutile, primo perché a quelle velocità solitamente la turbina non opera (venendo arrestata per motivi di sicurezza) e secondo perché esiste un limite massimo al livello di energia che un generatore può sopportare oltre il quale deve sprecare l'eccesso di energia prodotto.

1.5 CURVA DI POTENZA

Come detto l'output di potenza elettrica prodotto dal generatore è inferiore alla potenza catturata dal rotore, a causa di perdite sia nella trasmissione che nel generatore stesso, si può scrivere:

$$P_T = C_P \eta_g \eta_b \left(\frac{1}{2} A \rho V^3 \right)$$

Dove η_g e η_b sono efficienze (potenza in uscita su potenza in ingresso) per il generatore e la trasmissione. Tipicamente i rendimenti della trasmissione si aggirano attorno al 90-95%, mentre quelli del generatore spaziano dal 50% fino all'80% per alternatori a grandi prestazioni.

La curva di potenza per un aerogeneratore mostra questo output di potenza netta in funzione della velocità del vento, con tre elementi da mettere in evidenza:

1. Cut-in wind speed: la velocità del vento in corrispondenza della quale l'aerogeneratore comincia a produrre potenza (tipicamente 3-5 m/s).
2. Nominal (o rated) wind speed: questa è la più bassa velocità in corrispondenza della quale la turbina eolica raggiunge il suo output di potenza nominale. Oltre questa velocità sarebbe possibile produrre anche più potenza ma il rotore è controllato per mantenere una potenza costante per limitare i carichi e le tensioni sulle pale.
3. Cut-out wind speed: è la velocità del vento più alta alla quale la turbina produrrà potenza; oltre essa, il rotore verrà arrestato per prevenire danni alle pale.

La curva di potenza si determina tramite misurazione sul campo, nelle quali un anemometro è piazzato su un sostegno ragionevolmente vicino alla turbina (non sulla turbina stessa o troppo vicino ad essa, poiché il rotore potrebbe creare turbolenza e rendere le misure inaffidabili).

Se la velocità del vento non fluttua troppo rapidamente, si può leggere il valore della velocità del vento indicato dallo strumento e l'output di potenza prodotto dalla turbina e diagrammare i due valori su un grafico simile a quello di figura 1.10.

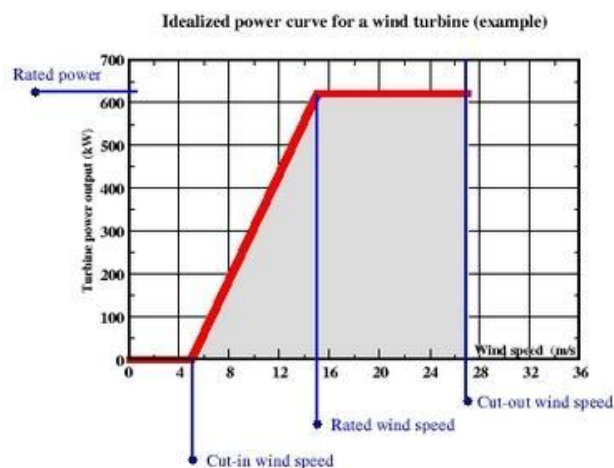


Figura 1.10 Esempio di curva di potenza idealizzata. Si nota come la turbina non produca potenza prima che il vento raggiunga una velocità minima e viene arrestata per sicurezza quando questo eccede la massima velocità consentita.

La curva di potenza combinata con quella che dà la distribuzione annuale di velocità del vento può essere usata per stimare quanta energia un aerogeneratore può produrre tipicamente in un anno. Nello specifico, la potenza prodotta in corrispondenza di ciascuna velocità del vento viene moltiplicata per il numero di ore/anno in cui il vento spira a quella velocità per calcolare quanta energia viene prodotta per ciascuna velocità del vento (figura 1.11). I risultati vengono poi sommati insieme per dare l'output di energia annuale (AEO, Annual Energy Output).

Il "Capacity Factor" di un aerogeneratore è l'energia annuale totale generata diviso per l'energia che avrebbe potuto generare se operasse ininterrottamente alla potenza nominale per 24 ore al giorno e 365 giorni all'anno. In pratica questo fattore spazia tra 20 e 70%, ma più spesso si trova nel range 25-30%.

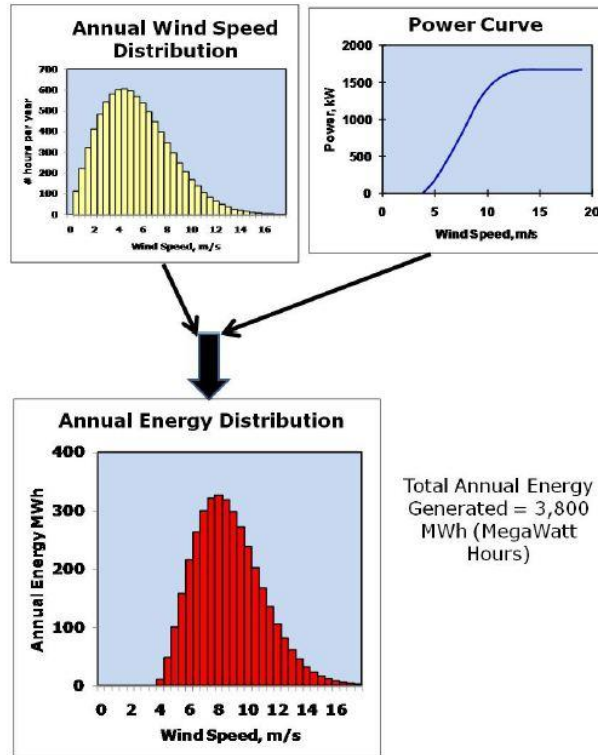


Figura 1.11 La distribuzione annuale di velocità viene combinata con la curva di potenza consentendo di calcolare l'energia annuale che può essere prodotta per ciascuna fascia di velocità (bin). Sommando poi ciascuna colonna si ottiene l'energia annuale totale prodotta dall'aerogeneratore.

1.6 COEFFICIENTE DI POTENZA E TSR

In precedenza è stato accennato come il C_p possa essere dato in funzione della velocità del vento (si ottiene facilmente applicando la definizione, sulla base della curva di potenza e sulla distribuzione di densità di potenza disponibile nel vento) oppure in funzione del tip-speed ratio, già definito come il rapporto tra la velocità dell'estremità palare e quella del vento indisturbato.

Esiste un valore ottimale per il TSR, come si può capire pensando che se il rotore ruota troppo lentamente consentirà a troppa aria di passare indisturbata (senza estrarre energia da essa) ma se ruota troppo velocemente apparirà come un disco solido creando una grandissima quantità di resistenza. In entrambi i casi il processo di conversione di energia sarà altamente inefficiente.

Il TSR dipende da diversi fattori, tra cui: il profilo palare utilizzato, il numero di pale, e il tipo di turbina. In generale per gli aerogeneratori standard (orizzontali a 3 pale) i valori ottimi si collocano tra 6 e 8, più spesso 7.

Valori alti del TSR sono solitamente desiderabili poiché comportano alte velocità di rotazione dell'albero e quindi un uso più efficiente del generatore elettrico. Tuttavia vi sono numerosi svantaggi:

1. Estremità palari che operano a 80 m/s o più sono soggette a severi problemi di erosione del bordo d'attacco per via di polvere e particelle, e richiedono speciali trattamenti,
2. Il rumore, sia udibile che non, può diventare un problema,
3. Vibrazioni, specialmente per rotori mono o bipala,
4. Aumenta il drag e le perdite d'estremità riducendo l'efficienza del rotore,

5. Rotori più rapidi necessitano di sistemi frenanti più massicci per prevenire danni o incidenti catastrofici.

$$TSR = \lambda = \frac{\text{velocità estremità pala}}{\text{velocità vento}} = \frac{v}{V} = \frac{\omega r}{V}$$

V = velocità del vento [m/s]

$v = \omega r$ = velocità dell'estremità palare [m/s]

r = raggio rotore [m]

$\omega = 2\pi f$, velocità angolare

f = frequenza di rotazione

Il valore ottimo del TSR che massimizza l'estrazione di potenza (ovvero il C_p) si ricava mettendo in relazione il tempo t_w impiegato dalla corrente disturbata a ristabilirsi e il tempo t_s richiesto affinché la pala successiva vada ad occupare la posizione di quella precedente. Il tempo t_s è inversamente proporzionale al numero di pale e alla frequenza di rotazione del rotore (maggiore è il numero di pale e la frequenza, minore sarà il tempo impiegato da una pala per occupare la posizione della precedente):

$$t_s = \frac{1}{nf} = \frac{2\pi}{n\omega} \text{ [s]}$$

Mentre t_w è dato dal rapporto tra la lunghezza s del flusso disturbato e la velocità del vento V :

$$t_w = \frac{s}{V} \text{ [s]}$$

Se $t_s > t_w$ significa che il flusso si ristabilisce prima che la pala arrivi nella posizione della precedente, una parte del flusso dunque passerà attraverso il rotore senza essere sfruttata. Se invece $t_w > t_s$ la pala dovrà fronteggiare del flusso ancora disturbato che non attraverserà il rotore. Il massimo dell'estrazione di potenza si verifica quando i due tempi caratteristici sono approssimativamente uguali:

$$t_s \approx t_w \implies \frac{n\omega}{V} \approx \frac{2\pi}{s} \implies \omega_{opt} \approx \frac{2\pi V}{ns}$$

Da cui, il TSR ottimale è:

$$TSR_{opt} = \frac{\omega_{opt} r}{V} = \frac{2\pi}{n} \left(\frac{r}{s} \right)$$

Da cui si vede come, a parità di tutte le altre condizioni, al diminuire del numero di pale, la velocità angolare del rotore deve aumentare per estrarre il massimo della potenza.

È stato empiricamente osservato che la lunghezza s del flusso disturbato è circa la metà del raggio del rotore, l'equazione si può dunque riscrivere:

$$TSR_{opt} = \frac{4\pi}{n}$$

Per una turbina bipala ($n=2$) il TSR ottimale è 6.28, mentre vale 4.19 per un rotore a 3 pale. Con un'appropriata progettazione dei profili palari, il valore del TSR ottimo può essere aumentato anche di un 30% così da poter aumentare la velocità di rotazione delle pale e di conseguenza generare più potenza. Pale progettate male portano a valori troppo bassi del TSR causando una tendenza da parte dell'aerogeneratore a rallentare e stallare. D'altro canto, se il TSR è troppo alto, come già detto, la

turbina può sperimentare sollecitazioni troppo grandi e rischiare in condizioni anomale di subire danni anche catastrofici.

La massima efficienza teoricamente raggiungibile è data dal limite di Betz, e vale circa 59%. Praticamente, le turbine operano al di sotto di questo limite. In figura 1.12 si vede come una macchina bipala, se opera al TSR ottimale, abbia un C_p di 0.45; in corrispondenza della cut-in speed, il C_p vale solo 0.10, e alla cut-out speed vale 0.22: questo suggerisce che per estrarre il massimo della potenza dal vento una turbina dovrebbe operare attorno al suo TSR ottimale.

Le moderne turbine ad asse orizzontale possiedono rotor con due o tre pale a bassa solidità. Questo implica che una piccola frazione dell'area spazzata dal rotore è occupata dalle pale. Questa configurazione serve a venire incontro ai requisiti dei moderni generatori elettrici e minimizza la dimensione e il peso della trasmissione, nonché aumenta l'efficienza. Una tale configurazione risulta in TSR relativamente alti rispetto a rotor con un numero maggiore di pale come quelli dei mulini a vento americani usati per pompare acqua.

La relazione tra il C_p e il TSR è mostrata in figura 1.12 per differenti tipologie di macchine. Si può notare come differenti tipologie di macchine raggiungano il massimo dell'efficienza per differenti valori del tip-speed ratio.

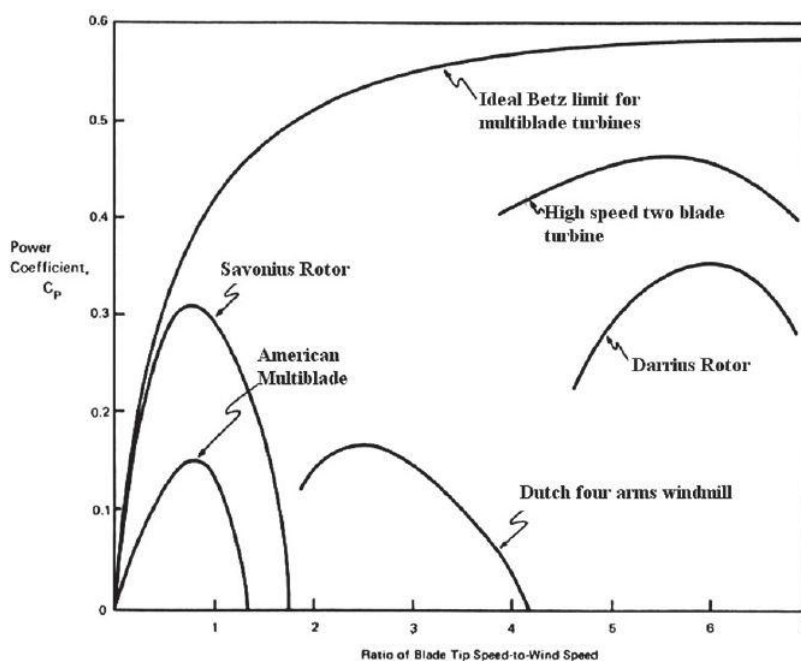


Figura 1.12 Andamento del coefficiente di potenza contro il TSR per differenti tipologie di macchina eolica.

Il massimo valore per la configurazione Darrieus e Savonius raggiunge il 30%, le storiche turbine multipala invece solo il 15%, inadatte alla produzione di potenza elettrica ma ideali per il pompaggio dell'acqua.

PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO DI UN AEROGENERATORE E CARATTERISTICHE FONDAMENTALI

2.1 CENNI STORICI

Il primo riferimento storico conosciuto a un mulino a vento è dovuto a Erone di Alessandria, nella sua opera *Pneumatica* (Woodcroft, 1851). Si crede sia vissuto nel primo secolo prima di Cristo, o il primo dopo Cristo. Nel suo lavoro descrive un dispositivo che fornisce aria a un organo per mezzo di un mulino a vento. Un'illustrazione che accompagna la descrizione di Erone è indicata in figura 2.1. Tuttavia è stato oggetto di discussione se questa macchina sia stata effettivamente realizzata o non fosse semplicemente un'intuizione mai concretizzata.

Il riferimento successivo risale al nono secolo dopo Cristo. Mulini erano senz'altro in uso nella regione persiana di Seistan a quel tempo. Sono macchine ad asse verticale, anche conosciute col termine "Panemone".

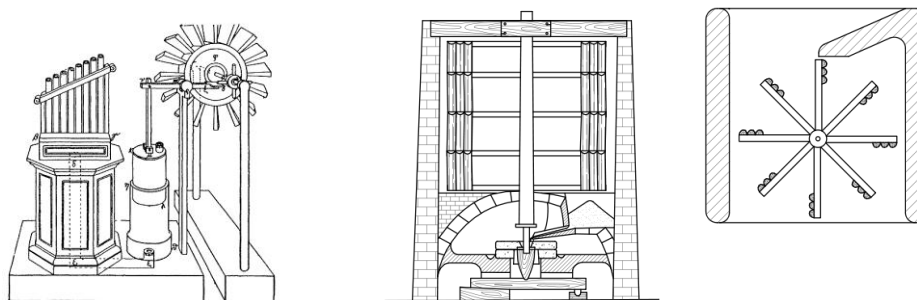


Figura 2.1 A sinistra una rappresentazione schematica di quella che secondo gli studiosi avrebbe potuto essere la macchina ideata da Erone di Alessandria. A destra il disegno di una macchina eolica di tipo "Panemone".

La prima comparsa registrata ufficialmente di una macchina eolica in Nord Europa risale al dodicesimo secolo (ma alcuni sostengono anche il decimo o undicesimo) in Inghilterra. Questi dispositivi però erano considerevolmente differenti dai loro predecessori orientali e vi è stata una grande speculazione, senza risposte definitive, circa se e come i mulini persiani abbiano influenzato quelli nordeuropei. Alcuni studiosi hanno suggerito la possibilità che popoli come i Vichinghi, che viaggiavano regolarmente tra il medio oriente e l'Europa, potessero aver contribuito a diffondere questo concetto.

La cosa significativa fu il cambiamento concettuale che sottendeva a queste macchine europee. Mentre i mulini persiani erano ad asse verticale e perlopiù usavano il drag come forza propulsiva, quelle europee erano ad asse orizzontale e sfruttavano il lift risultando più efficienti e meno suscet-

tibili di danneggiamento da parte del vento. Si ipotizza che questa evoluzione nella tecnologia eolica possa essere stata mutuata dal parallelo avanzamento nella tecnica nautica delle imbarcazioni a vela (in particolare lo sviluppo della forma e del principio su cui si basava la propulsione a vela).

I primi mulini del Nord Europa erano tutti ad asse orizzontale e utilizzati per lavori meccanici come pompare acqua, macinare il grano, segare il legno. Erano tutti costruiti su dei piedistalli attorno a cui potevano ruotare per inseguire la direzione del vento (“post mill”).



Figura 2.2 Esempio di mulino a vento di tipo “post mill”; si noti il basamento circolare attorno a cui è possibile la rotazione.

Il vento continuò ad essere la principale risorsa di energia in Europa per tutto il periodo precedente alla rivoluzione industriale, ma cominciò a recedere da allora. Il carbone possedeva molti vantaggi che il vento non aveva, poteva essere trasportato ovunque fosse necessario, usato a piacimento, immagazzinato, forniva una potenza in qualche modo controllabile.

Prima della loro dismissione, i mulini raggiunsero un alto livello di sofisticazione per esempio riguardo al meccanismo di imbardata tramite cui si orientavano rispetto al vento. Nel corso del 18esimo secolo vennero svolti numerosi esperimenti e test tramite cui si scoprirono importanti capisaldi quali:

- La velocità dell'estremità palare era idealmente proporzionale alla velocità del vento
- La massima coppia è proporzionale al quadrato della velocità del vento
- La massima potenza è proporzionale al cubo della velocità del vento

Nel 1700 i mulini europei rappresentarono il culmine di un approccio nell'usare il vento per produrre potenza meccanica e inclusero molte caratteristiche successivamente incorporate nelle prime turbine eoliche per generazione di potenza.

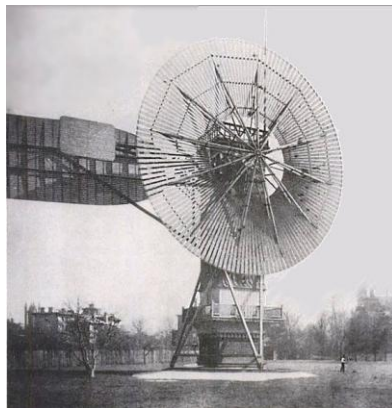


Figura 2.3 Turbina costruita da Charles Brush, 1888, Cleveland, Ohio.

Quando verso la fine del diciannovesimo secolo apparvero i generatori elettrici, fu ragionevole pensare di volerli far ruotare mediante il rotore di un mulino. Negli stati uniti, il primo esempio più notevole venne costruito da Charles Brush a Cleveland, nel 1888 (figura 2.3). Non fece scuola ma successivamente si diffusero piccole turbine per generazione elettrica, in particolare quelle dovute al pioniere Marcellus Jacobs, che avevano tre pale munite di veri e propri profili aerodinamici che rimandavano in embrione alle turbine odierne.

Anche la prima metà del ventesimo secolo vide la costruzione e l'ideazione di una quantità di turbine di dimensione maggiore che influenzarono sostanzialmente lo sviluppo di quelle dei giorni nostri. Probabilmente la sequenza più importante di turbine si ebbe in Danimarca. Tra il 1891 e il 1918 Poul La Cour costruì più di 100 turbine nella taglia 20-35 kW. Uno degli aspetti più rimarchevoli è che le turbine servivano per creare idrogeno, e l'idrogeno per l'illuminazione.

Appena dopo la seconda guerra mondiale Johannes Juul eresse una turbina Gedser da 200 kW (figura 2.4) nella Danimarca del sud. Era una macchina a tre pale particolarmente innovativa in quanto impiegava lo stallo aerodinamico per il controllo della potenza e utilizzava un generatore a induzione piuttosto che il più convenzionale (al tempo) generatore sincrono.



Figura 2.4 Turbina da 200 kW eretta da Johannes Juul a Gedser, Danimarca.

Negli stati uniti, l'aerogeneratore di grande taglia più significativo fu lo Smith-Putnam, costruito in Vermont nei tardi anni 30'. Con un diametro di 53.3 m e una potenza nominale di 1.25 MW fu senz'altro la più grande macchina eolica allora costruita e lo rimase per molti anni successivi. Era munita di un rotore bipala, ma paradossalmente era troppo grande per i tempi e il livello di conoscenza ingegneristica allora in possesso tanto che subì un cedimento alle pale nel 1945 e il progetto venne abbandonato.

La rinascita del settore eolico può essere collocata attorno alla fine degli anni 60' del ventesimo secolo. In particolare negli Stati Uniti niente di nuovo accadde circa lo sviluppo dell'energia eolica fino alla crisi del petrolio alla metà degli anni 70'. Sotto l'amministrazione Carter, fu profuso un nuovo sforzo verso lo sviluppo di fonti alternative di energia, una delle quali era proprio l'eolico. Il Dipartimento dell'Energia Americano (DOE) finanziò numerosi progetti con riferimento principalmente ad aerogeneratori di grande taglia con risultati alterni. Queste macchine spaziavano dal MOD-0 della NASA (100 kW, 38 m di diametro) al MOD-5B della Boeing (3.2 MW, 98 m di diametro, vedasi figura a pagina successiva), ma nessuna condusse a progetti di tipo commerciale.



Figura 2.5 Mod-5B della Boeing. Potenza nominale 3.2 MW, rotore con 98 m di diametro.

Diversi piccoli costruttori cominciarono a diffondersi ma non vi fu un'alacre attività prima della fine degli anni 70', precisamente nel 1978 quando un provvedimento del governo americano (Public Utility Regulatory Policy Act) stanziò una serie di incentivi e sgravi fiscali per il settore eolico. Da quel momento investire sull'eolico cominciò ad avere un senso anche economico. La California fu il principale teatro di questa riscossa, anche grazie alla ventosità del suo territorio. In pochi anni vennero erette migliaia di aerogeneratori fino a raggiungere una capacità installata totale di 1500 MW. Quando nei primi anni 80' l'amministrazione Reagan operò dei tagli ai finanziamenti al settore, la rincorsa all'eolico conseguentemente conobbe un arresto piuttosto repentino. Durante gli anni 90' il centro dello sviluppo e della produzione di aerogeneratori si spostò dagli Stati Uniti all'Europa e nello specifico Danimarca e Germania. Preoccupazioni circa il riscaldamento globale e apprensioni relative all'energia nucleare comportarono una forte richiesta di fonti alternative di approvvigionamento di energia. Nell'ultima decade vi è stata un'espansione anche verso l'Oriente, verso paesi emergenti come India e soprattutto Cina. In tempi recenti la taglia degli aerogeneratori più grandi ha raggiunto livelli da 25 kW a 6 MW, con macchine fino a 10 MW attualmente in progettazione. La totale capacità installata mondiale fino al 2012 è stata di 282000 MW con la maggior parte delle installazioni in Europa. Sistemi eolici off-shore hanno conosciuto un grande sviluppo con circa 1100 MW installati nel 2012 nella sola Europa. Nuovi standard di progettazione e procedure di certificazione hanno fatto sì che l'affidabilità e le prestazioni siano attualmente di gran lunga superiori a quelle delle macchine degli anni 70' 80'.



Figura 2.6 Enercon e-126. Il modello di aerogeneratore con potenza nominale maggiore attualmente: 7.58 MW. Ha un rotore di 126 metri di diametro.

Il costo dell'energia eolica è crollato al punto in cui in molti siti è quasi competitivo con le altre fonti convenzionali di energia, anche senza l'adozione di incentivi da parte delle amministrazioni locali.

La tecnologia eolica per molti anni dormiente si è risvegliata alla fine del ventesimo secolo, aprendo a un mondo di vaste opportunità; questo principalmente grazie al contributo degli sviluppi in aree quali la scienza dei materiali, informatica, aerodinamica, metodi di progetto e analisi, monitoraggio e rilevazione. In particolare la scienza dei materiali che ha fornito nuovi materiali compositi per le pale e leghe per le componenti in metallo e i metodi di progettazione aerodinamica mutuati dal settore aerospaziale, assieme agli altri miglioramenti, hanno consentito agli aerogeneratori di ruotare a maggior velocità, produrre più energia, ridurre i danni a fatica, facilitare le operazioni in reti piccole e isolate e trasferire energia per l'immagazzinamento.

Nonostante la grande evoluzione degli ultimi trent'anni (evoluzione che si manifesta in modo più visibile nelle dimensioni e nella potenza nominale, come mostrato in figura 2.7) l'opinione di molti è che il periodo di sviluppo non sia terminato, basti pensare al mondo dell'off-shore ancora pieno di notevoli opportunità da sfruttare. Via via che il settore eolico si espanderà, occorrerà rivisitare problematiche quali l'intermittenza, la trasmissione e l'immagazzinamento dell'energia, vi sarà una continua richiesta ai progettisti di migliorare l'economicità e l'efficienza dei progetti e dei metodi; in ogni caso l'avanzamento nel settore eolico rappresenterà un'opportunità e una sfida per molte discipline quali, la meccanica, i materiali, l'aeronautica, l'informatica, i controlli e l'ingegneria civile e marittima.

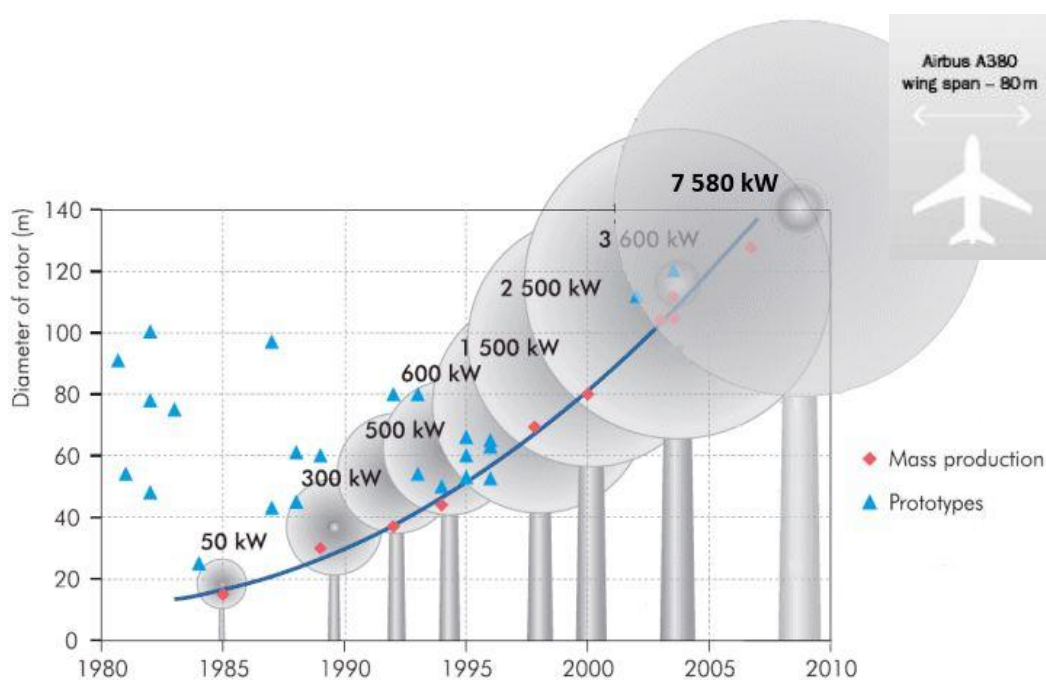


Figura 2.7 Evoluzione negli ultimi trent'anni nella dimensione e potenza nominale degli aerogeneratori in commercio; confronto con l'apertura alare di un Airbus A380.

2.2 CARATTERISTICHE PRINCIPALI DI UN AEROGENERATORE

Questa sezione vuole fornire un breve riassunto degli aspetti chiave relativi alle scelte più comunemente incontrate nella tecnologia delle moderne turbine eoliche.

Gli aerogeneratori sono sistemi che raccolgono e convertono l'energia cinetica nel vento che fluisce attraverso il rotore provocandone una rotazione. La potenza all'albero risultante può essere utilizzata per generare lavoro meccanico (come nel caso del pompaggio dell'acqua) o per movimentare un generatore per produrre potenza elettrica.

Gli aerogeneratori coprono un vasto range di taglie, da piccole turbine domestiche in grado di generare meno di 100 kilowatts fino a grandi turbine commerciali che producono potenza nell'ordine dei megawatts, molte delle quali operano in gruppi chiamati "parchi eolici".

In questo capitolo si analizzerà lo stato dell'arte di questa tecnologia e perché certe soluzioni progettuali si sono affermate più di altre. Si farà riferimento anche alla differenza tra le macchine che usano il lift e quelle che usano il drag, al motivo per cui le moderne turbine hanno perlopiù tre pale, ai tipi di controlli usati per proteggere la turbina e ai tipi di trasmissione e generatori utilizzati.

2.2.1 Orientazione dell'asse del rotore: orizzontale o verticale

È la decisione più importante da prendere in fase di progetto. Nella maggior parte delle moderne turbine l'asse di rotazione è orizzontale (parallelo al terreno). Si parlerà di "Horizontal Axis Wind Turbine" (HAWT), i due principali vantaggi sono:

1. La solidità del rotore (rapporto area pale su area spazzata) è più bassa, e questo tende a mantenere bassi i costi per kW prodotto.
2. L'altezza media dal suolo del rotore è maggiore, e questo aumenta la produttività per kW.

Le turbine ad asse verticale (VAWT) hanno invece il vantaggio di non aver bisogno di un sistema di yaw poiché il rotore può "accettare" il vento da qualunque direzione (caratteristica definita come omnidirezionalità). Un altro vantaggio è che le pale possono avere una corda costante e non è necessario lo svergolamento per cui possono essere prodotte in modo più semplice ed economico mediante, per esempio, la pultrusione di alluminio. Il terzo vantaggio è che il grosso del sistema di trasmissione (gearbox, generatore, impianto frenante) può essere collocato vicino al suolo con facilità di accesso.

Le turbine ad asse verticale possono essere suddivise in due categorie principali: quelle che utilizzano la resistenza aerodinamica per estrarre potenza dal vento e quelle che usano la portanza. Si possono ulteriormente suddividere le VAWT's che utilizzano profili in quelle munite di pale piatte e pale curve. La configurazione più semplice utilizza due o più pale piatte attaccate alle estremità di un braccio trasversale orizzontale dando la caratteristica forma ad "H". Tuttavia questa configurazione fa sì che le forze centrifughe inducano severe sollecitazioni alle pale in corrispondenza del loro punto di attacco.

Durante gli anni 20' del secolo scorso, l'inventore francese Darrieus brevettò una macchina che ovviava a questo problema. Invece di usare pale piatte e diritte, attaccò pale curve al rotore. Quando la turbina era operativa assumeva la classica forma di una corda oscillante attorno alle estremità (forma a "troposkein") grazie alla quale le forze centrifughe venivano dirette ai punti di innesto al rotore sotto forma di tensioni piuttosto che flessioni e dal momento che i materiali sono più resistenti a trazione che a flessione, questo consentì di realizzare pale più leggere e operanti a velocità

perfino superiori. Benché la configurazione a “frullino” sia la più diffusa, Darrieus concepì altre forme incluso quella a Delta, a Diamante o a Y (fig. 2.8).

L’idea di Darrieus presto cadde in disgrazia, oggigiorno sono pochissime le turbine Darrieus in servizio e la tecnologia su questo fronte si è praticamente fermata. Questo perché si riteneva generalmente che gli aerogeneratori di questo tipo fossero poco affidabili e avessero scarse prestazioni. Infatti le forze di lift, che spingono le pale, cambiano direzione ad ogni rivoluzione stressando gli attacchi delle pale alla radice, inoltre quando il rotore è fermo le pale flettono sotto il loro stesso peso sollecitando ulteriormente le connessioni. Infine il vantaggio di alloggiare le trasmissioni vicino al suolo veniva dilapidato dai grandi cuscinetti e dai cavi di supporto necessari nella parte superiore del rotore. Un altro svantaggio notevole è che turbine di questo tipo non possono avviarsi autonomamente. Infatti le loro pale ad angolo di pitch fisso non riescono a portare il rotore alla velocità operativa partendo da fermo a meno che le pale non siano disposte proprio nella posizione corretta rispetto alla direzione del vento, per cui occorre accelerare il rotore mediante un apposito motore.

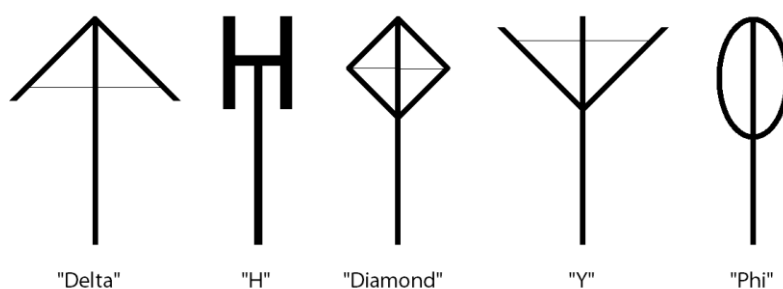
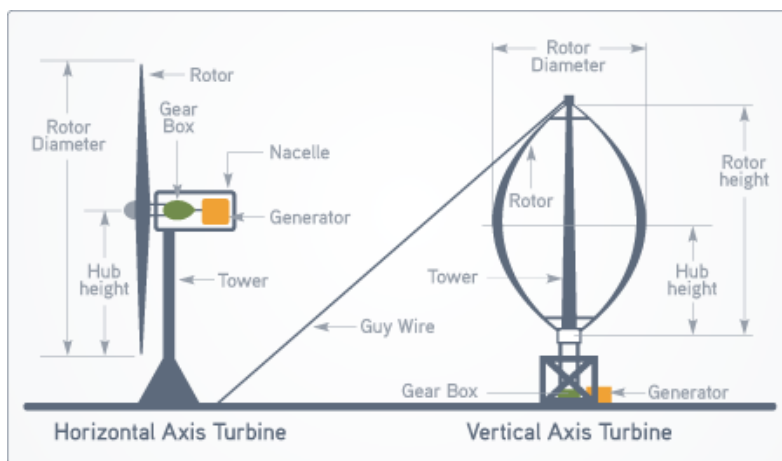


Figura 2.8 In alto uno schema della tipica configurazione di aerogeneratori ad asse orizzontale e verticale. Da notare la disposizione del generatore elettrico a livello del suolo nel caso di una turbina VAWT's. Sotto esempi schematici delle possibili configurazioni del rotore di una turbina ad asse verticale.

2.2.2 Controllo della potenza del rotore

Ci sono numerose opzioni per controllare aerodinamicamente la potenza. Lo si può fare mediante il controllo dello stallo (stall control): le pale hanno un angolo di pitch fisso e all’aumentare della velocità del vento l’angolo di attacco tra la corda del profilo e la corrente relativa aumenta facendo-

lo entrare in stallo riducendo di conseguenza il lift e quindi la coppia sul rotore. È un meccanismo passivo, che si basa esclusivamente su un opportuno disegno dei profili palari. Per ridondanza tuttavia, è sempre incorporato un sistema di frenaggio separato per assicurarsi che il rotore possa essere arrestato in ogni eventualità.

Un'alternativa è munire le pale di angolo di pitch variabile, potendole ruotare attivamente attorno all'asse longitudinale. In questo modo è possibile variare l'angolo di attacco analogamente al caso precedente ma con più opzioni di controllo essendo un meccanismo attivo. L'aspetto negativo è che il mozzo è molto più complesso poiché è necessario prevedere dei cuscinetti e dei sistemi di attuazione per consentire la variazione dell'angolo di pitch. È possibile anche far variare il pitch della sola parte esterna di una pala, in questo caso si parla di *partial span pitch control*.



Figura 2.9 A sinistra mediante frecce rosse si mette in evidenza il moto di pitch che consente alle pale di ruotare attorno al proprio asse longitudinale; a destra un esempio di partial span pitch control, con solo la parte esterna della pala libera di ruotare.

Una terza possibilità è fornire le pale di superfici aerodinamiche per controllare o modificare la potenza. Queste superfici possono assumere diverse forme ma in ogni caso la pala deve essere progettata per poterle alloggiare e deve essere previsto qualche meccanismo per movimentarle. Nella maggior parte dei casi servono per frenare il rotore mediante alettoni o appendici simili agli ipersostentatori di cui sono munite le ali degli aerei.

Un altro metodo per controllare la potenza è il controllo dello yaw: il rotore è distolto dalla corrente incidente riducendo la potenza. Questo metodo richiede un robusto sistema di yaw, il mozzo deve essere in grado di sopportare i carichi giroscopici dovuti al moto di yaw.

2.2.3 Posizione del rotore: upwind o downwind

Il rotore di una macchina HAWT può essere sia upwind (sopravvento) che downwind (sottovento) rispetto alla torre. In altri termini nel primo caso il rotore viene colpito prima dal vento rispetto alla torre, nel secondo caso dopo. Un rotore downwind consente in principio alla turbina di avere un meccanismo di yaw passivo (free yaw) che è più semplice da implementare di uno yaw attivo benché non sempre sia desiderabile (vedi sezione successiva). Un altro vantaggio della configurazione downwind è che è più semplice ridurre le sollecitazioni flettenti alla radice della pala “usando” la forza centrifuga prodotta dalla rotazione stessa. Questo perché normalmente le pale sono

disposte a cono (ossia leggermente inclinate sottovento di 1 o 2 gradi per pale pesanti anche fino a 10 gradi per pale leggere, formando la figura di un cono con il vertice verso la torre) cosicché i momenti centrifughi tendono a compensare quelli dovuti alla spinta.

D'altro canto la torre produce una scia nella direzione sottovento e le pale devono passare attraverso quella scia ad ogni rotazione. Questa scia è una sorgente di carico periodico, la quale potrebbe produrre danni per fatica e fluttuazioni nella potenza prodotta. Il passaggio della pala nella scia è anche una fonte di rumore. Gli effetti della scia (nota anche come "tower shadow") potrebbero essere in certo modo ridotti grazie al progetto di una torre che minimizzi l'ostacolo offerto al vento.

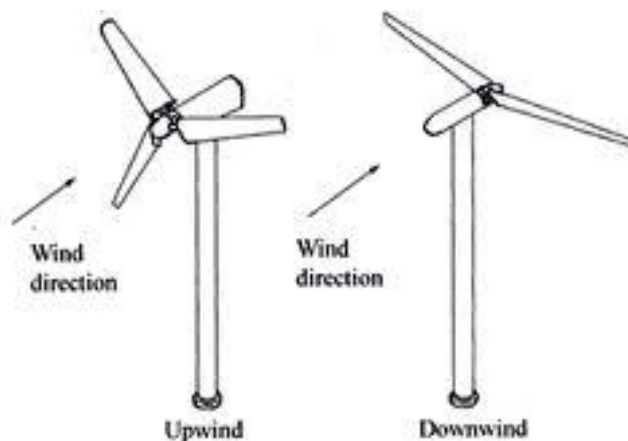


Figura 2.10 Schema di rotore upwind e downwind. Nel primo caso il vento colpisce prima il rotore e poi la torre.

2.2.4 Controllo dello yaw: free o active

Tutte le turbine ad asse orizzontale devono essere munite di un sistema che consenta di variarne l'orientazione via via che cambia la direzione del vento. Nelle macchine downwind il moto di yaw è stato storicamente sempre passivo. La turbina segue il vento come una banderuola. Affinché il meccanismo di yaw funzioni efficacemente le pale, come detto, sono disposte a cono. Spesso questo tipo di macchine incorporano smorzatori per limitare le velocità di yaw e quindi l'entità delle forze giroscopiche sul mozzo.

Per contro, le macchine upwind sono invariabilmente munite di un sistema attivo del controllo dello yaw. Solitamente questo include un motore, una trasmissione e un freno per mantenere il rotore nella corretta direzione. Le torri che supportano turbine con yaw attivo devono essere capaci di resistere ai carichi torsionali conseguenti.

2.2.5 Velocità rotore: costante o variabile

Storicamente la maggior parte dei rotori degli aerogeneratori connessi alla rete hanno sempre operato a velocità angolari pressoché costanti, determinate dai requisiti del generatore elettrico e della trasmissione. Tuttavia, oggi, in molti casi la velocità di rotazione può variare. Questi tipi di macchine possono operare in corrispondenza del tip speed ratio ottimale per massimizzare la conversione di potenza per basse velocità del vento e a bassi TSR per velocità del vento superiori in modo da ridurre le sollecitazioni sulla trasmissione. Lo svantaggio dei sistemi a velocità variabile è che richiedono un equipaggiamento elettrico e meccanico più complicato e costoso.

2.2.6 TSR di progetto e Solidità

Il TSR di progetto di un rotore è quel particolare TSR tale che il coefficiente di potenza C_P è massimo. La selezione di questo valore ha un impatto fondamentale sul resto del sistema. Infatti, in primo luogo, vi è una diretta relazione tra il TSR e la solidità del rotore (l'area delle pale rispetto all'area spazzata) come già visto. Un rotore con TSR alto avrà meno area occupata dalle pale di un rotore più lento dello stesso diametro. Quindi a parità di numero di pale, la corda e gli spessori diminuiranno via via che la solidità diminuisce. Ma a causa di limiti strutturali vi è un limite inferiore su quanto sottile può essere una pala. Pertanto al diminuire della solidità solitamente decresce pure il numero di pale.

Vi sono diversi motivi per cui utilizzare alti TSR. Ad esempio, ridurre il numero di pale o il loro peso riduce i costi, inoltre velocità angolari superiori comportano una coppia minore per una data potenza e questo consentirebbe di alleggerire anche il sistema di trasmissione e il generatore opera più efficientemente ad alte velocità di rotazione; per contro vi sono anche degli aspetti negativi (come già elencato nella sezione 1.6) su tutti, alti TSR implicano rotori più rumorosi.

2.2.7 Mozzo: rigido, oscillante, pale incernierate, gimballed

La maggior parte degli aerogeneratori impiegano rotori rigidi. Ciò significa che le pale non possono muoversi nelle direzioni flapwise e edgewise. Il termine rigido tuttavia include quei rotori muniti di pale ad angolo di pitch variabile.

I rotori bipala invece sono spesso oscillanti (teetering). Una porzione del mozzo è montata su supporti ed è in grado di oscillare avanti, dentro e fuori dal piano di rotazione del rotore. Le pale a loro volta sono rigidamente connesse alla porzione oscillante del mozzo, cosicché durante l'oscillazione una pala si muove nella direzione sopravvento e l'altra sottovento. Un vantaggio di questa soluzione è che si possono minimizzare i momenti flettenti sulle pale.

Alcuni rotori bipala utilizzano cerniere sul mozzo. Le cerniere consentono alle pale di muoversi fuori e dentro dal piano di rotazione indipendentemente l'una dall'altra. Poiché i pesi delle pale non si bilanciano reciprocamente, occorre prevedere delle strategie per mantenerle nella corretta posizione quando la turbina non è in funzione o è in fase di avviamento o arresto. Vi è poi una variante, detta "gimballed turbine" che utilizza un mozzo rigido ma l'intera gondola del rotore è montata su sospensioni orizzontali tali che la macchina può piegarsi rispetto all'orizzontale. Questo movimento aiuta ad ammortizzare gli sbilanciamenti nelle forze aerodinamiche.

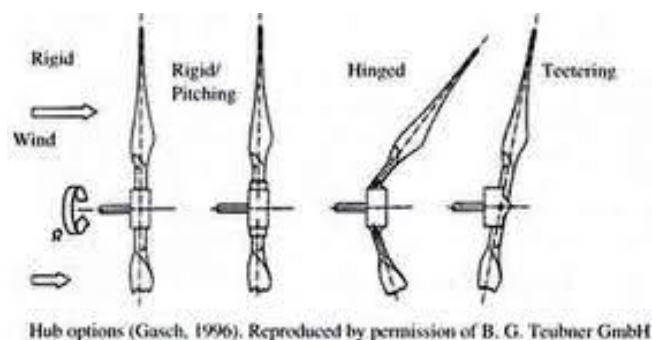


Figura 2.11 Possibili opzioni per il mozzo di un aerogeneratore: rigido, con o senza pitching delle pale; pala incernierata e mozzo oscillante.

2.2.8 Numero di pale

La maggior parte delle moderne turbine usate per la generazione di elettricità ha tre pale, benché alcune ne abbiano due o una. Tre pale hanno il vantaggio che il momento d'inerzia polare rispetto allo yaw è costante e indipendente dalla posizione azimutale del rotore. Questa caratteristica contribuisce a operazioni relativamente dolci anche durante lo yaw. Un rotore bipala invece ha un momento d'inerzia minore quando le pale sono verticali che quando sono orizzontali. Questo sbilanciamento è una delle ragioni per cui la maggior parte dei rotori bipala usa un mozzo teetering. Usare più di tre pale è molto raro, principalmente per via dei costi addizionali associati.

Una considerazione chiave nella scelta del numero di pale è che le tensioni alla radice della pala aumentano all'aumentare del numero di pale, fissata una certa solidità. Perciò, a parità di tutti gli altri fattori, aumentare il TSR di progetto implica il diminuire del numero di pale. Qualche turbina monopala è stata costruita negli ultimi trent'anni, il suo presunto vantaggio consiste nel fatto che la turbina può ruotare a TSR relativamente alti e che il costo è inferiore per via del ricorso ad un'unica pala; per contro occorre prevedere un contrappeso per bilanciare il peso della singola pala.



Figura 2.12 A sinistra esempio di rotore monopala con il contrappeso caratteristico; a destra un rotore bipala. La configurazione comunque più diffusa è quella tripalare.

2.2.9 Generatore

Tutte le turbine eoliche connesse alla rete elettrica movimentano generatori trifase a corrente alternata (AC) per convertire energia meccanica in elettrica. I generatori si dividono in due categorie principali. Un generatore sincrono, detto anche alternatore, opera esattamente alla stessa frequenza della rete a cui è connesso. Un generatore asincrono, detto spesso generatore a induzione, opera ad una frequenza leggermente superiore a quella della rete.

Entrambe queste due tipologie hanno una parte non rotante detta statore, simile per entrambi i generatori. Infatti entrambi sono connessi alla rete ed entrambi consistono di un avvolgimento trifase su un nucleo di ferro laminato; producono un campo magnetico rotante a velocità costante. Tuttavia i loro rotori sono molto differenti. In un generatore sincrono il rotore ha un avvolgimento attraverso cui passa una corrente continua (DC); è il cosiddetto avvolgimento di campo, che crea un campo magnetico costante che si concatena al campo rotante creato dagli avvolgimenti di statore. Pertanto il rotore ruota sempre a velocità costante “in sincronia” con il campo di statore e la fre-

quenza della rete. In alcuni progetti il campo magnetico del rotore è prodotto da magneti permanenti ma non è una soluzione comune per generatori di grandi dimensioni.

Il rotore di una macchina a induzione è molto differente. Consiste di barre disposte a “gabbia di scoiattolo” cortocircuitate a entrambe le estremità. Non c'è una connessione elettrica sul rotore, e le correnti di rotore sono indotte dal moto relativo tra il rotore e il campo rotante dello statore. Se la velocità del rotore fosse esattamente uguale a quella del campo rotante non ci sarebbe moto relativo e quindi nessuna corrente indotta. Perciò un generatore a induzione opera ad una velocità che è leggermente maggiore di quella del campo di statore. Questa differenza di velocità prende il nome di “slip” e si aggira attorno all' 1% in condizioni normali.

Alcuni dei primi prototipi di aerogeneratori erano muniti di generatori sincroni. Tuttavia, un generatore sincrono è “bloccato” alla frequenza della rete e questa connessione può essere pensata usando l'analogia meccanica di una molla. Ora, le turbine ad asse orizzontale producono una coppia pulsante alla frequenza con cui le pale passano la torre. Se queste pulsazioni di coppia fossero corrispondenti alla frequenza naturale del sistema massa-molla creato dalle pale e la loro connessione tramite il generatore sincrono, vi sarebbe risonanza e la possibilità di pericolose oscillazioni del sistema di trasmissione. Benché sia possibile prevedere smorzamenti, oggi i generatori sincroni non sono normalmente usati in turbine a velocità fissa.

Viceversa un generatore a induzione non è bloccato alla frequenza della rete, invece “scivola” operando a una velocità un po' superiore. Pertanto le fluttuazioni di coppia cicliche al rotore della turbina possono essere assorbite da piccoli cambiamenti nella velocità di scivolamento. Ecco che la connessione di un generatore a induzione con la rete può essere pensata come uno smorzatore piuttosto che come una molla.

2.2.10 Lift o drag

Tutte le moderne turbine eoliche di medio-grandi dimensioni usano la portanza aerodinamica per movimentare le pale investite dal vento. Queste macchine sono caratterizzate da un basso valore della solidità (poche pale, due o tre, molto affusolate) e pale rotanti a velocità parecchie volte superiore a quella del vento che le colpisce. Le moderne pale per turbine sono formate da profili proprio come le ali di un velivolo o le eliche di un elicottero (significativamente, in danese, la patria dell'eolico, per definire la pala si usa il termine “vinge” che significa “ala”). Questi profili tipicamente hanno un rapporto lift-to-drag molto elevato, una misura delle loro prestazioni. I dispositivi che si basano puramente sulla resistenza aerodinamica sono macchine più semplici che utilizzano pale piatte o a forma di conca che ruotano attorno ad un asse verticale semplicemente spinte dal vento. Vi sono svantaggi intrinseci per questa tipologia che ne limitano la diffusione per la generazione di elettricità: al meglio solo il 15% della potenza nel vento può essere catturata (il limite massimo teorico per un dispositivo basato sul lift è 59%, quasi quattro volte più efficace relativamente all'area spazzata dal rotore), inoltre richiedono un maggior uso di materiale.

Per migliorarne le prestazioni è necessario incorporare una qualche forma di sfruttamento della portanza come accade nei rotori di tipo Savonius dove è consentita una certa ricircolazione del flusso.

Nel 1924 l'inventore finlandese Sigurd Savonius sviluppò una macchina ad asse verticale a forma di S. Benché sia principalmente un dispositivo basato sul drag, Savonius ne migliorò le prestazioni tramite una ricircolazione di parte del flusso d'aria tra le due metà del rotore. L'aria che colpi-

sce una pala è diretta attraverso la separazione tra le due metà della S contro l'altra pala. In condizioni favorevoli si sono misurate efficienze attorno al 30% ma in pratica valori in media con le altre macchina a drag sono più plausibili, ed è uno dei motivi per cui macchine Savonius non si trovano nel mercato del settore eolico.

Un altro approccio è rappresentato dallo sfruttamento dell'effetto Magnus. È il lift o spinta prodotta quando l'aria si muove sulla superficie di un oggetto che ruota su se stesso. L'inventore tedesco Anton Flettner costruì diversi modelli basati su questo concetto: nel 1926 costruì una HAWT dal diametro di 20 metri munita di quattro cilindri rotanti. Anche questa soluzione fu abbandonata soprattutto per l'impiego eccessivo di materiale richiesto.

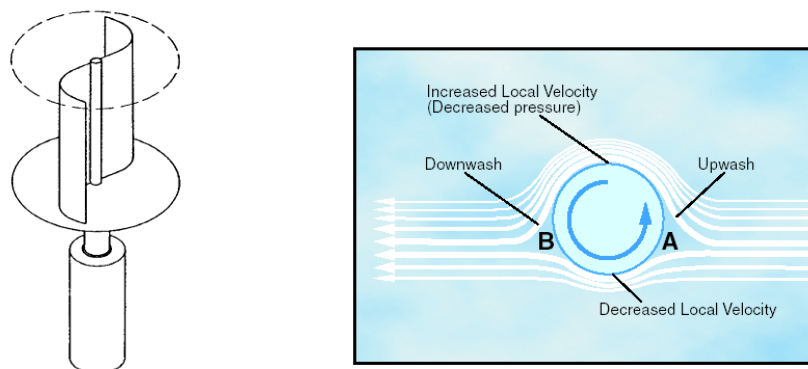


Figura 2.13 A sinistra un disegno schematico di una tipica turbina verticale di tipo Savonius. A destra una rappresentazione dell'effetto Magnus: il corpo ruota immerso in un fluido e a causa del moto relativo tra la superficie e il flusso incidente si crea una differenza di velocità e quindi di pressione tra le due facce che genera una forza “di portanza”.

2.2.11 Torre

I più comuni tipi di torre sono il traliccio e il tubolare costruiti a partire da acciaio e calcestruzzo; torri più piccole ed economiche possono essere supportate da cavi. La maggior parte delle turbine eoliche di medio e grande taglia hanno torri tubolari che consentono un accesso dall'interno alla gondola durante avverse condizioni meteorologiche. La torre deve essere progettata per sopportare carichi dovuti al vento e al peso proprio. La gondola è collocata in cima alla torre e il meccanismo di imbardata consente alla stessa di orientarsi nella direzione del vento. La torre deve essere montata in una resistente fondazione nel terreno e progettata in modo tale che o le sue frequenze naturali non coincidano con quelle indotte dal rotore oppure possano essere smorzate.

Una torre rigida è una le cui frequenze proprie siano superiori alla frequenza di passaggio della pala (davanti alla torre), vale il contrario per una torre “soffice”. Queste ultime sono più leggere ed economiche ma consentono più movimento e sperimentano tensioni maggiori.

STRUTTURE E MATERIALI

3.1 CARICHI SULLE STRUTTURE

La mutua interazione delle forze provenienti dall'ambiente esterno, dovute in primo luogo al vento, e al moto delle varie componenti dell'aerogeneratore, produce non solo il desiderato output energetico ma anche sollecitazioni nei materiali costituenti. Questi stress sono di primaria importanza in fase di progettazione, dal momento che da essi risulta influenzata la resistenza e la durata nel tempo della turbina eolica. In altri termini, il progetto non deve essere solo funzionale dal punto di vista dell'estrazione dell'energia ma deve essere anche strutturalmente solido così da sopportare i carichi che esperirà durante tutta la sua esistenza, senza dimenticare che i costi per renderlo strutturalmente resistente devono essere commisurati al valore dell'energia che verrà prodotta. Ecco che, in quest'ottica, diventa necessario prendere in considerazione la resistenza, il comportamento dinamico e le proprietà a fatica dei materiali e dell'intera struttura.

Le turbine eoliche sono costruite con lo scopo di catturare l'energia cinetica del vento; ci si potrebbe dunque chiedere come mai le moderne macchine non siano caratterizzate da numerose e larghe pale come i classici e quasi proverbiali mulini a vento americani, in altri termini da rotori con elevata *solidità* (rapporto tra l'area occupata dalle pale e l'area complessivamente spazzata dal rotore). Il motivo è che queste sarebbero soggette a forze estremamente intense specie quando il vento spira a velocità da uragano (indicativamente 25-30 m/s, ricordando che l'energia contenuta nel vento dipende dal cubo della sua velocità). I costruttori di turbine eoliche devono certificare che i loro prodotti possano sopportare condizioni estreme di vento che si verificano, ad esempio, per una durata di 10 minuti una volta ogni 50 anni. Da ciò, la preferenza dei costruttori per rotori con pale più snelle e meno numerose. Per compensare questo aspetto si preferisce lasciare che la turbina ruoti a velocità relativamente alte.

Gli aerogeneratori sono soggetti a venti fluttuanti, e di conseguenza forze fluttuanti. Il discorso vale a maggior ragione in zone molto turbolente in questo senso. Le componenti soggette a flessioni ripetute, proprio come le pale per esempio, potrebbero alla lunga sviluppare cricche che nel peggiore dei casi potrebbero portare alla rottura del componente. Un esempio storico è la turbina tedesca GROWIAN (il cui rotore aveva un diametro di 100 metri) che dovette essere messa fuori servizio dopo sole tre settimane di vita operativa. La questione della fatica nei metalli è un noto problema in molti settori ingegneristici, ecco perché in genere il metallo non è il materiale d'elezione per le pale eoliche. Quando si progetta una turbina eolica è compito della dinamica strutturale calcolare e prevedere come le diverse componenti vibreranno, sia individualmente che in relazione le une alle altre, e le sollecitazioni connesse a queste deformazioni.

Il più volte citato famigerato caso del Tacoma Bridge insegna come sia fondamentale analizzare il comportamento dinamico di una struttura. Per esempio, immaginiamo una torre alta 50 metri con

una tendenza ad oscillare avanti e indietro ogni 3 secondi. La frequenza con cui la torre oscilla è nota anche come frequenza propria della torre e dipenderà dalla sua altezza, lo spessore delle pareti, il tipo di materiale, e il peso della gondola e del rotore. Ora, ogniqualvolta una pala attraversa la “*wind shade*” della torre (la zona a bassa velocità del vento proprio a causa dell’ostacolo offerto dalla presenza della torre, anche detta “*tower shadow*”), il rotore spingerà un po’ meno contro di essa. Se il rotore possiede una velocità di rotazione tale che una pala passi davanti alla torre ciascuna volta in cui questa è in una posizione estrema della sua oscillazione ecco che l’ampiezza di tali oscillazioni potrebbe risultare smorzata o anche amplificata con risultati pericolosi per l’integrità della struttura. Le stesse pale sono flessibili e hanno una tendenza a vibrare, per cui è evidente l’importanza di conoscere le frequenze proprie di tutte le componenti dell’aerogeneratore.

3.1.1 Tipi di carico

Il termine “carico” si riferisce alle forze e i momenti che possono agire sulla turbina. I carichi che una turbina può sperimentare sono di primaria importanza per valutare i requisiti strutturali della turbina stessa. Sostanzialmente si possono dividere in cinque gruppi: stazionari (statici e rotanti), ciclici, transitori (incluso quelli impulsivi), stocastici e indotti dalla risonanza.

I carichi stazionari sono quelli che non variano lungo un periodo di tempo relativamente lungo e possono essere sia statici che rotanti. Gli statici sono quelli che agiscono su strutture non in movimento. Per esempio, un vento stazionario che spira su una turbina il cui rotore è fermo induce carichi statici sulle varie parti. Nel caso di carichi stazionari rotanti, le strutture possono essere in movimento. Lo stesso vento stazionario ma agente su un rotore in movimento mentre genera potenza indurrà sempre carichi stazionari sulle pale e le altre parti della turbina.

I carichi ciclici sono quelli che variano secondo schemi regolari o periodici; il termine si applica particolarmente a quei carichi dovuti alla rotazione del rotore. Essi derivano da fattori quali il peso proprio delle pale, lo *wind shear* (il gradiente verticale della velocità del vento) e dal moto di *yaw* (imbardata, rotazione attorno all’asse della torre).

I carichi transitori sono carichi variabili nel tempo dovuti alla risposta del sistema a degli eventi esterni temporanei. Potrebbero esserci delle oscillazioni in conseguenza di questa risposta transitoria che tuttavia decadono col passare del tempo. Esempi di carichi transitori includono quelli nella trasmissione dovuti all’applicazione di un freno. I carichi impulsivi sono carichi transitori di durata relativamente breve ma di intensità significativa; un esempio è quello sperimentato da una pala di un rotore *downwind* (rotore sottovento rispetto alla torre, colpito cioè dal vento successivamente alla torre stessa) quando passa dietro alla torre, attraversando la cosiddetta “*tower shadow*”. Non a caso, i rotor bipala sono spesso ideati secondo una configurazione “*teetered*” (oscillante) per permettere al rotore di dondolare avanti e indietro riducendo le sollecitazioni sull’albero di trasmissione, con l’ausilio di opportuni smorzatori. La forza su questi smorzatori quando il normale range di oscillazione viene superato è un altro esempio di carico impulsivo.

I carichi stocastici sono tempovarianti esattamente come quelli ciclici, transitori o impulsivi. In questo caso tuttavia i carichi variano in un modo apparentemente casuale. In molti casi il valore medio può essere relativamente costante, ma ci possono essere significative fluttuazioni attorno a questa media. Un esempio di carichi di questo genere sono quelli dovuti alla turbolenza nel vento.

I carichi indotti dalla risonanza sono carichi ciclici che derivano dalla risposta dinamica di qualche parte della turbina che viene eccitata in corrispondenza di una delle sue frequenze naturali.

Possono raggiungere elevate intensità. Essi sono da evitare ogniqualvolta sia possibile, ma possono presentarsi in circostanze inusuali o a causa di una scarsa progettazione, producendo anche conseguenze disastrose.

3.1.2 Sorgenti dei carichi

Vi sono quattro sorgenti primarie da considerare nel progetto di una turbina eolica: aerodinamica, gravitazionale, interazioni dinamiche e controllo meccanico.

Per quanto riguarda l'aerodinamica, i carichi di particolare riguardo nel progetto strutturale sono quelli associati a venti di elevata velocità o quelli che possono generare severe sollecitazioni a fatica. Quando un aerogeneratore è fermo mentre viene colpito da venti ad elevata intensità le forze da prendere in maggior considerazione sono quelle di *drag* (resistenza aerodinamica), mentre se è operante è il *lift* (portanza aerodinamica) a dover essere preso in esame primariamente.

La gravità è una importante fonte di carico specie sulle pale di turbine di grande taglia, meno su quelle di taglia inferiore. In ogni caso, il peso che grava in cima alla torre è un fattore significativo nel progetto della torre stessa e nell'installazione della macchina.

Il moto indotto dalle forze aerodinamiche e gravitazionali a sua volta induce carichi in altre parti della macchina. Per esempio, virtualmente tutte le turbine ad asse orizzontale (*HAWT's, horizontal axis wind turbines*) permettono un qualche tipo di moto attorno all'asse di *yaw*. Quando ciò si verifica contestualmente alla rotazione del rotore nasceranno delle forze giroscopiche, che possono raggiungere anche alti livelli se la velocità di *yaw* è elevata (e infatti si cerca sempre di mantenerla a livelli bassi).

Il controllo dell'aerogeneratore può talvolta essere una fonte di carichi significativi. Infatti, ad esempio, avviare una turbina che utilizza un generatore a induzione o arrestarla applicando un freno può generare carichi sostanziali in tutta la struttura.

3.1.3 Effetti dei carichi

Le sollecitazioni sperimentate da un aerogeneratore sono importanti soprattutto in due aree: resistenza meccanica e fatica.

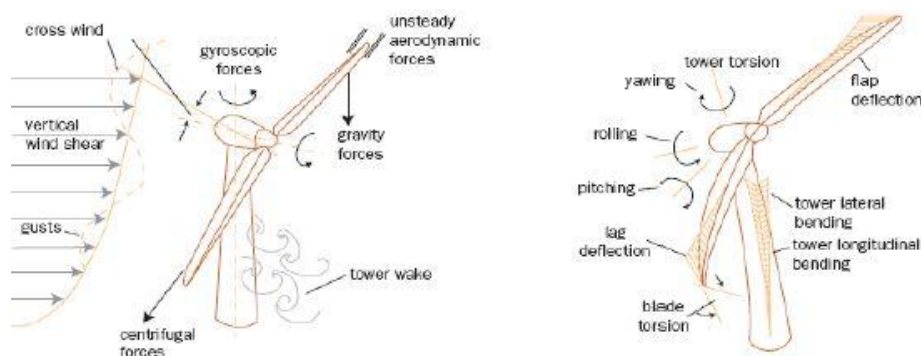


Figura 3.1 Schema dei carichi e delle sollecitazioni cui è soggetta una turbina eolica durante la fase operativa.

Gli aerogeneratori possono occasionalmente esperire carichi molto elevati e devono essere in grado di sopportarli. Le normali fasi operative sono caratterizzate da carichi grandemente variabili

a causa, per esempio, dell'avviamento, l'arresto, il moto di *yaw*, il passaggio delle pale attraverso venti continuamente mutevoli. Tali carichi variabili possono creare un danneggiamento a fatica nelle componenti della macchina, causando un deterioramento tale che un componente potrebbe cedere sotto carichi molto più bassi di quanto farebbe all'inizio della propria vita operativa, avendo presente che la vita media prevista di una moderna turbina eolica è di 20 anni ovvero centinaia di milioni di cicli di carico e scarico.

Considerando la figura 3.1, si può notare come le forze aerodinamiche, gravitazionali, giroscopiche ed inerziali causino deformazioni, statiche e non, di varia natura. La torre è soggetta a torsione e flessione a causa delle rotazioni possibili di "*pitch*" e "*roll*" (mutuando termini come "beccheggio" e "rollio" dalla dinamica d'assetto), risultando in possibili criticità quali l'instabilità a carico di punta (*buckling* locale e globale); le pale possono torcersi e flettersi in direzione ortogonale (*flapwise deflection*) e parallela alla corda dei profili che la costituiscono (*edgewise deflection*), sono inoltre soggette a trazione per effetto dell'accelerazione centripeta e conseguente forza centrifuga (solitamente non preponderanti per turbine di grande taglia in cui si limitano le velocità di rotazione a valori attorno 10-20 rpm).

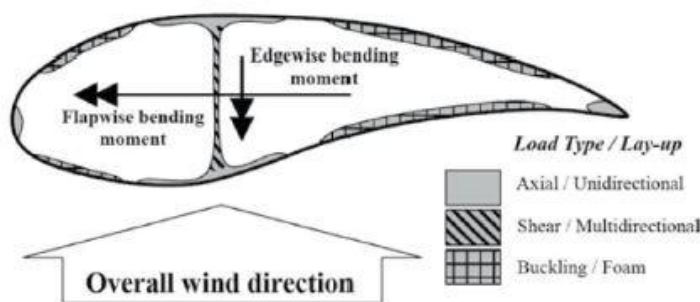


Figura 3.2 Momenti flettenti "flapwise" e "edgewise" agenti su una generica sezione trasversale.

3.2 STRUTTURA DI UN AEROGENERATORE

In questa sezione si analizzano e descrivono le caratteristiche strutturali delle principali componenti di un aerogeneratore a cominciare dalla pala, passando per la torre e concludendo con le fondazioni.

3.2.1 Struttura (esterna e interna) di una pala eolica

È stato messo in evidenza che per intercettare una maggior quantità di energia contenuta nel vento che investe il rotore di una turbina, è necessario che l'area che esso spazza sia la più grande possibile. Ecco perché la tendenza che si può registrare nelle ultime decadi di sviluppo è quella di progettare e realizzare pale sempre più lunghe, rotor con diametri sempre maggiori (si pensi alla pala da 75 metri della Siemens 6 MW SWT 6.0-154, attualmente la più lunga esistente a livello commerciale, o quella da 61.5 metri prodotta dalla LM WindPower che a lungo ha detenuto il record prima di essere battuta dalla precedentemente citata, figura 3.2).



LM 61.5 m (17.7 tons)



Figura 3.2 A sinistra la pala da 61.5 metri della LM Wind Power. A destra la pala da 75 metri della Siemens durante il trasporto al sito di installazione.

È evidente che con queste dimensioni e questi pesi (figura 3.3), benché in questo senso con l'utilizzo di nuovi materiali e tecniche di produzione si cerchi di minimizzare il guadagno in peso, le sollecitazioni sulla pala siano molto intense e che questa debba garantire resistenza e sufficiente rigidità, sia per evitare il drammatico caso in cui possa colpire la torre sia per mantenere la opportuna forma dei profili aerodinamici al fine di garantire l'efficienza aerodinamica desiderata in tutte le condizioni. Sotto questo aspetto una pala eolica può essere paragonata all'ala di un velivolo o al rotore di un elicottero, soprattutto nelle moderne turbine *lift-based*.

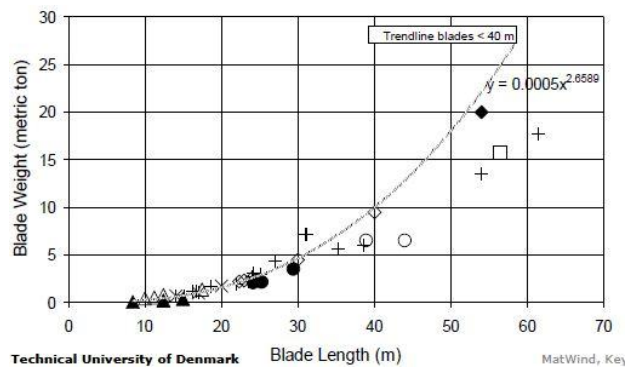


Figura 3.3 Andamento del peso di una pala vs la lunghezza. Si può notare la curva approssimata e alcuni punti che giacciono sotto di essa. Con l'impiego di nuove tecnologie e nuovi materiali si riesce ad aumentare la lunghezza arginando il guadagno in peso.

La forza di lift sulla pala, che fa ruotare la turbina (almeno nelle macchine lift-based), è distribuita lungo la pala approssimativamente in proporzione al raggio locale, cioè alla distanza dal mozzo, in pratica c'è più portanza vicino all'estremità che vicino alla radice.

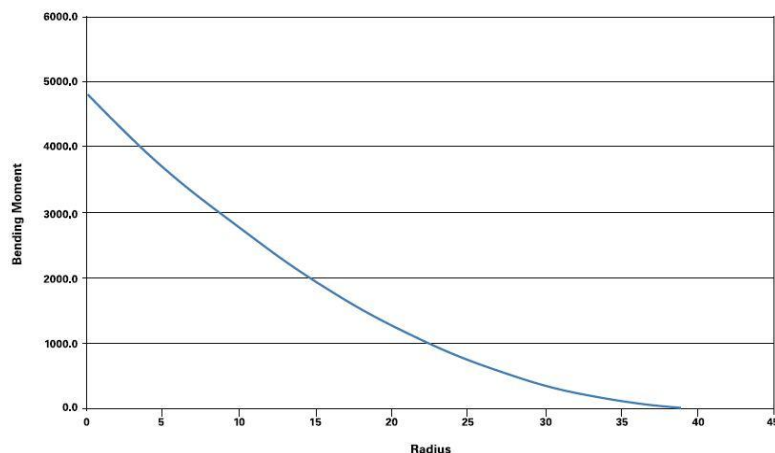


Figura 3.4 Andamento qualitativo del momento flettente vs la distanza dal mozzo. Massimo alla radice, nullo all'estremità, come per una normale trave a sbalzo.

La portanza tende a piegare la pala. Se guardiamo ad una generica sezione della pala, tutta la portanza da quel punto verso l'esterno avrà una sorta di effetto cumulativo e contribuirà alla flessione, con i contributi più distanti più significativi poiché dotati di una "leva" maggiore. L'effetto è come si sa, il momento flettente. Esso è massimo in corrispondenza della radice perché ovviamente in quel punto l'effetto cumulativo di portanza sull'intera lunghezza è maggiore; all'estremità è nullo (figura 3.5). Da cui è intuitivo che la pala debba essere più spessa, i.e. più resistente, in corrispondenza della radice e possa assottigliarsi verso la punta dove il momento flettente è minore. Questo va incontro anche alle esigenze aerodinamiche: la pala necessita di una sezione più sottile all'estremità dove la resistenza aerodinamica è più critica e la corda locale (la larghezza della pala) è piccola. Inoltre, per le turbine che si affidano allo stallo per il controllo della potenza durante forti venti, una sezione sottile stalla più facilmente e quindi è vantaggioso averla all'estremità palare. Nelle vicinanze della radice la corda è più larga, ma per evitare di produrla troppo larga (e quindi troppo costosa) la pala deve essere inspessita per generare sufficiente portanza data l'inferiore velocità del vento in prossimità del mozzo (profili più spessi possono generare una maggiore portanza massima prima di stallare).

Sfortunatamente lo spessore necessario per rendere la pala rigida e resistente è maggiore di quello richiesto per un'aerodinamica efficiente, pertanto è necessario un compromesso tra il peso e i costi strutturali e la perdita di efficienza aerodinamica. Altra peculiarità attinente la struttura esterna della pala è lo svergolamento che ha giustificazioni prettamente aerodinamiche. La velocità del generico profilo palare varia ovviamente con la distanza dal mozzo; profili più vicini all'asse di rotazione hanno velocità inferiori, anche nettamente, ai profili più estremi ($v = \omega r$). Assumendo in prima approssimazione che la velocità del vento sia la medesima, risulta chiaro come il vento relativo (dato dalla composizione vettoriale della velocità assoluta del vento con la componente della velocità dovuta alla rotazione del profilo) inciderebbe il profilo stesso con un angolo d'attacco diverso (e non ottimale) a seconda della posizione lungo la pala; per ovviare a questo inconveniente, si adotta lo svergolamento che consente, almeno in condizioni nominali, ad ogni profilo di essere investito dal vento all'ottimale angolo d'attacco (figura 3.5).

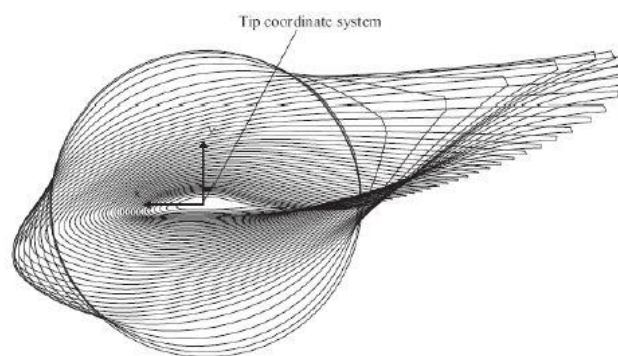


Figura 3.5 Svergolamento palare visto dalla radice. Si nota la rotazione delle differenti sezioni e la variazione di lunghezza della corda.

Se la pala fosse solida piuttosto che cava, il richiesto spessore in ciascun punto lungo la pala sarebbe semplicemente determinato dal momento flettente in quel punto. Ma considerando come il materiale in questa ipotetica pala solida sta lavorando, quando la pala si flette controvento per esempio, il materiale sulla faccia sopravvento si metterà in tensione, mentre il materiale sull'altra faccia si comprimerà. Quello tra le due facce, cioè la porzione di materiale in mezzo alla pala, non

sarà né in tensione né in compressione, in sostanza non svolgerà una significativa funzione strutturale. Pertanto, per ridurre i costi della pala, è ragionevole risparmiare parte del materiale nel mezzo, rendendo la pala cava, o meglio a sezione in parete sottile (aperta o a scatola a seconda della configurazione scelta).

Estremizzando il concetto uno potrebbe essere tentato di rimuovere integralmente il materiale nel mezzo, limitandosi a due “strisce” di materiale come facce della pala senza alcun collegamento tra di loro. Ovviamente ciò non sarebbe possibile sia da un punto di vista aerodinamico (occorre un involucro continuo per dare la desiderata forma aerodinamica) sia da un punto di vista strutturale: non ci sarebbe la necessaria resistenza al taglio, poiché le due “strisce” scorrerebbero l’una rispetto all’altra e agirebbero come fossero due pale separate molto sottili. Perderebbero tutta la resistenza a flessione che si sta cercando di mantenere. Pertanto perché operino propriamente è necessario che vi sia un collegamento strutturale: questo elemento di connessione è chiamato “*shear web*”. Questo concetto è classicamente rappresentato da una trave a I.

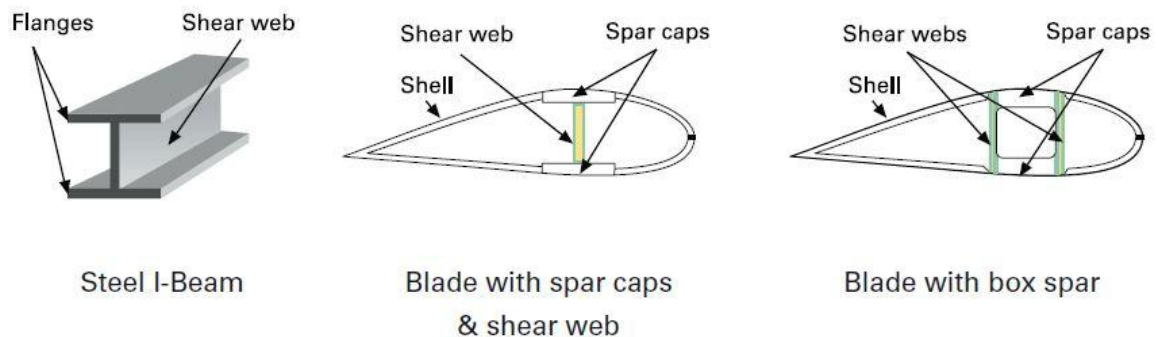


Figura 3.6 Trave (in acciaio) a I con le flange e l’anima in evidenza. Sezioni trasversali di una pala.

L’aspetto chiave da capire circa questa configurazione è che gli elementi di materiale che reggono i carichi a flessione (detti *spar caps*) devono essere il più lontani possibile ma al contempo uniti insieme da una *shear web*. La pala della turbina lavora più o meno allo stesso modo di una trave ad I, eccetto per il fatto che vi sono gusci esterni a formare le superfici aerodinamiche. Queste danno un qualche contributo alla resistenza a flessione ma la maggioranza di essa è fornita dagli *spar caps*, equivalenti alle flange della trave a I.

Ci sono due comuni modi per realizzare la connessione tramite *shear web*: o gli *spar caps* sono costruiti come parte dell’involucro esterno e una *shear web* separata è in qualche modo collegata tra di essi, oppure *shear webs* e *spar caps* sono costruiti insieme come in una trave a scatola e incollati alle superfici aerodinamiche. Dunque si può affermare che la maggior parte delle pale delle moderne turbine siano progettate contemplando un “*main spar*”, ossia un elemento strutturale portante che percorre la pala nel senso della sua lunghezza dalla radice all’estremità, e che può essere raffrontato per aspetto e funzione al longherone di un’ala o di una fusoliera d’aereo. Questo componente supporta l’involucro o guscio aerodinamico esterno (*outer aerodynamic shell*) che ha la funzione di garantire il voluto profilo aerodinamico e in parte offrire una certa resistenza strutturale. Infatti, come detto, i requisiti che devono essere assicurati sono, da un punto di vista globale, che la pala sia sufficientemente rigida per non collidere con la torre se soggetta a sollecitazioni anche estreme (si deve mantenere sempre un gioco, o *clearance* tra pala e torre) e da un punto di vista locale che lo *spar* insieme con la rigidità del guscio esterno mantengano più stabile possibile la forma dei profili aerodinamici. Come già accennato precedentemente le condizioni di carico agenti

sulle pale contemplano importanti momenti flettenti dovuti alle pressioni (*flapwise* e *edgewise bending*), carichi gravitazionali che cambiano direzione durante la rotazione delle pale (i quali generano principalmente carichi a flessione nella direzione della corda dei profili, *edgewise* appunto), carichi torsionali (infatti i carichi di taglio derivanti dalle flessioni non attraversano il centro di taglio delle sezioni palari), carichi normali dovuti alla rotazione delle pale (forze di inerzia) e carichi relativamente piccoli dovuti alle accelerazioni e decelerazioni conseguenti per esempio al controllo del *pitch* della pala.

Lo *spar* supporta la maggior parte della flessione *flapwise*, mentre quella *edgewise* è retta principalmente dal bordo d'attacco e d'uscita del profilo aerodinamico (*leading* e *trailing edge*).

Come già accennato le pale sono soggette a severe sollecitazioni a fatica; l'analisi a fatica è eseguita per tutte le sezioni critiche della pala, compresa la radice che si innesta nel mozzo. I momenti flettenti *flapwise* e *edgewise* sono responsabili per la gran parte dei danni e, in genere, è sufficiente eseguire le analisi a fatica prendendo in considerazione questi due momenti.

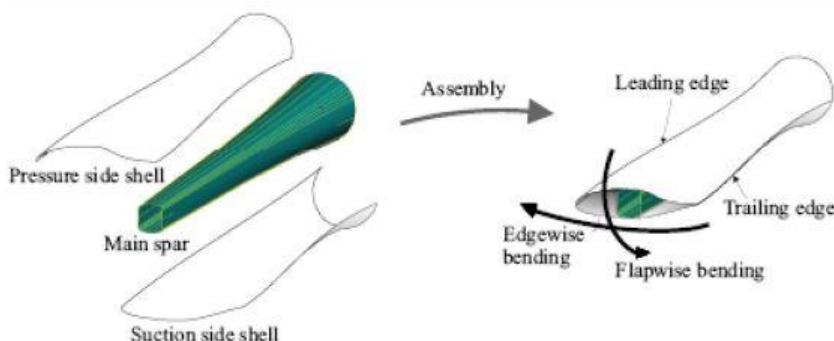


Figura 3.7 Direzione del momento flettente edgewise e flapwise e elementi fondamentali di una pala eolica.

Nella figura 3.8 si può notare l'elemento portante avente una configurazione a trave a sezione chiusa e cava (trave a scatola, ossia *box beam* o *box girder*) unita in qualche modo, perlopiù mediante opportuni adesivi alle due superfici aerodinamiche (in figura ribattezzate lato in pressione e lato in aspirazione); questo è uno dei due concetti strutturali fondamentali sui quali la struttura di una pala può essere fondata.

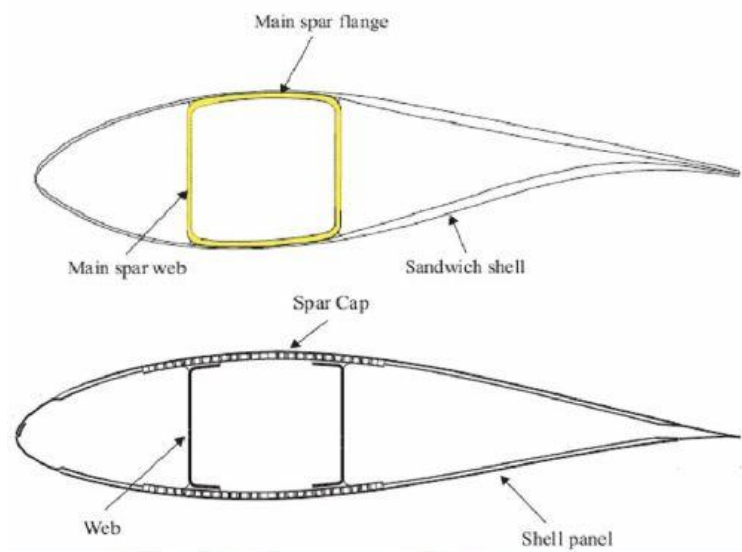


Figura 3.8 Configurazioni possibili per quanto riguarda la struttura interna della pala. Con trave a scatola (in alto) e soluzione con internal webs indipendenti.

Infatti un concetto analogo ma alternativo può vedere sostituita alla “*main spar*” a scatola, una struttura simile, che ne fa le veci, ma costituita da due “*spar caps*” integrate nel guscio esterno e da due anime o irrigidimenti interni detti “*internal webs*” o “*internal stiffeners*”. La figura 3.9 illustra questa duplice possibilità.

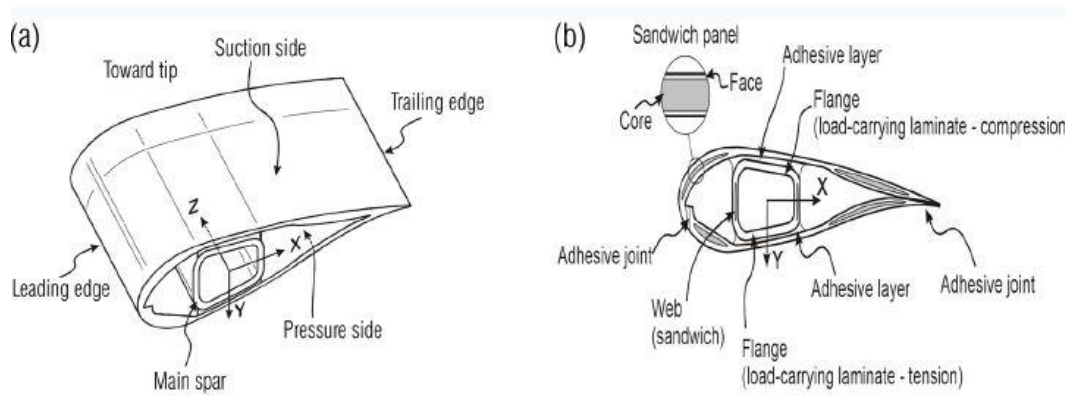


Figura 3.9 a) concio di pala secondo il concetto costruttivo che prevede il main spar. b) vista del profilo con i principali elementi messi in evidenza.

In particolare, per quanto riguarda il primo concetto (quello a trave a scatola, rappresentata in giallo) possiamo dire che in linea di massima le superfici aerodinamiche esterne (*wing shell* o *outer aerodynamic shell*) sono costituite da laminati sandwich nelle zone in prossimità del bordo d’attacco e d’uscita del generico profilo, e da laminati in composito monolitici (ossia non con la classica struttura tipica del pannello sandwich) nelle aree in cui i gusci esterni si uniscono alla “*main spar*”. Quest’ultima ha come funzione primaria quella di sopportare i carichi (normali e di taglio) generati dalla flessione *flapwise*, in particolare le flange sorreggono le tensioni normali, mentre le anime (*webs*) quelle tangenziali. Le flange, gli elementi orizzontali della sezione trasversale della trave, sono solitamente costituite di spessi laminati in composito monolitico (per alcune pale di maggiori dimensioni fatti di un ibrido fra GFRP e CFRP, ossia *glass-fiber* o *carbon-fiber reinforced plastic*, polimeri rinforzati con fibre di vetro e carbonio); possono includere anche strati unidirezionali per conferire rigidità a flessione come pure strati con fibre orientate secondo differenti angolazioni (spesso biassiali) per fornire resistenza al buckling sotto carichi di compressione specie in riferimento al lato in aspirazione del profilo.

Le anime sono solitamente costituite da pannelli in composito sandwich con materiali core di schiuma o balsa e sottili facce in composito ($\pm 45^\circ$ rispetto alla direzione longitudinale della pala). Circa la seconda configurazione possibile, concettualmente le funzioni assolte dalle diverse parti sono simili. Mancando una vera e propria trave a scatola, le funzioni delle flange vengono svolte da elementi strutturali detti “*spar caps*” che reggono il momento flettente *flapwise*, costituiti anch’essi da spessi laminati in composito monolitici di fibre di vetro o carbonio, o talvolta con la presenza di legno. Gli elementi chiamati “*internal webs* o *stiffeners*” sostituiscono in questa soluzione le anime della trave, reggono le forze tangenziali generate dal momento flettente *flapwise*, e sono costituite da laminati in composito o pannelli sandwich con core in schiuma o legno di balsa e facce sottili in composito con fibre variamente orientate a seconda delle esigenze strutturali. La soluzione con pannelli sandwich è privilegiata quando si vuole migliorare la resistenza contro il buckling dovuto a tensioni complanari.

In linea di principio non esiste una configurazione migliore. Entrambe consentono alla pala di assolvere efficacemente la sua funzione. Spesso dipende anche dalla tradizione, dal know-how sviluppato da una determinata azienda nel corso degli anni circa una configurazione strutturale piuttosto che un'altra; ad esempio, la più grande azienda mondiale produttrice di pale eoliche, LM Wind Power, adotta dalla fine degli anni 70', cioè da quando ha iniziato la produzione, lo stesso principio progettuale "two shells and two webs" qui presentato come seconda soluzione possibile (fig. 3.10).

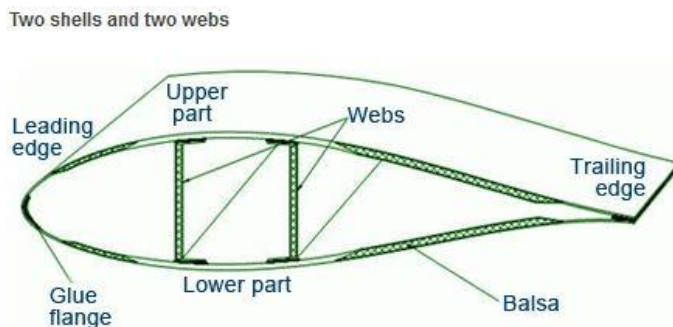


Figura 3.10 Schema del principio costruttivo adottato dall'azienda LM Wind Power fin dagli anni 70', detto "two shells and two webs".

3.2.1.1 Brevi considerazioni sull'orientazione dei laminati

Come appena accennato, le moderne pale eoliche sono costituite di plastiche rinforzate con fibre a causa, tra le altre, di superiori qualità in termini di resistenza e rigidità specifica di queste rispetto ai metalli o al legno. Le FRP sono particolarmente adatte a strutture lunghe e affusolate come le pale di turbina poiché il grosso degli stress si sviluppano in una direzione preferenziale e le fibre possono essere allineate di conseguenza. È abbastanza evidente che la maggior parte delle fibre negli *spar caps* dovranno essere orientate nel senso della lunghezza palare, dal momento che quella è la direzione dei carichi generati a flessione (tensione sul lato *upwind*, e compressione su quello *downwind*). È forse meno ovvio che le fibre nelle *shear webs* debbano essere posizionate diagonalmente, cosicché incontrino gli *spar caps* diagonalmente a 45° in entrambe le direzioni. Per spiegare brevemente questa disposizione si pensi ad una struttura reticolare, costituita di tre barre incernierate alle estremità.

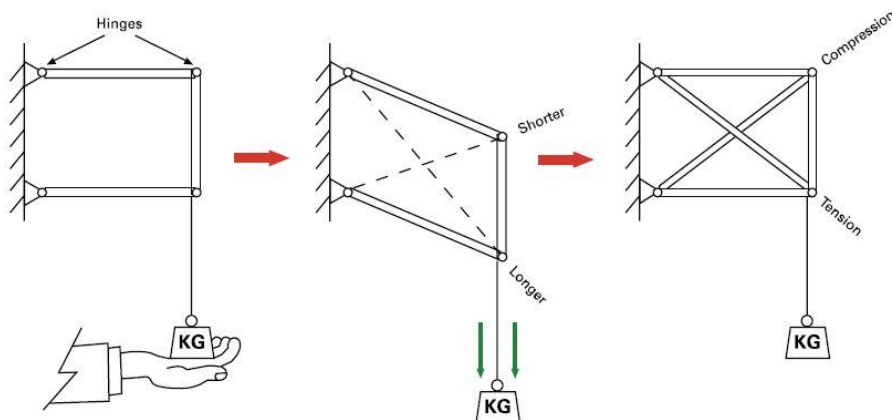


Figura 3.11 Schema qualitativo di una struttura reticolare soggetta a un carico di taglio e relativa deformazione.

Se si applica un carico come in figura 3.11, la struttura si deformerà “a rombo” (deformazione a taglio). L’aspetto chiave da notare è che le barre hanno conservato la medesima lunghezza ma le diagonali no, una si è accorciata, l’altra allungata. Perciò il modo migliore per irrigidire la struttura consiste nell’aggiungere delle barre diagonali.

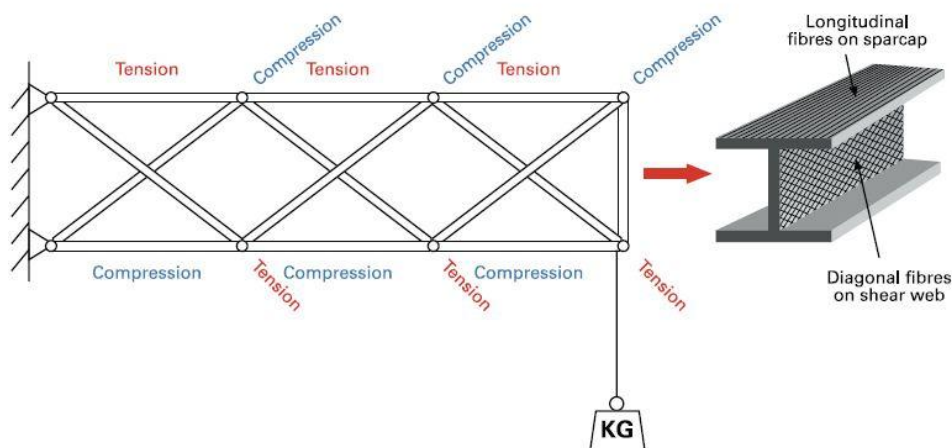


Figura 3.12 Disposizione qualitativa delle fibre dei laminati negli spar caps e nella shear web.

Entrambe le diagonali sono necessarie, una lavora in tensione e l’altra in compressione; queste forze si bilanciano in direzione trasversale mantenendo gli *spar caps* ad una distanza costante. Longitudinalmente il loro effetto cumulativo è quello di prevenire che gli *spar caps* scorrano (a taglio) l’uno rispetto all’altro.

Per produrre gli *spar caps* e le *shear webs*, tipicamente vengono utilizzati due tipologie di tessuto differente: laminati unidirezionali sono il modo migliore per ottenere l’alto contenuto assiale in fibra necessario negli *spar caps*, mentre tessuti biassiali $\pm 45^\circ$ vengono usati per le *shear webs*. Per la verità, gli *spar caps* solitamente incorporano una certa percentuale di tessuto biassiale per trasferire i carichi tra le fibre unidirezionali.

3.2.1.2. Shells (rivestimento aerodinamico)

Si è detto che la funzione primaria delle *shells* è fornire la forma aerodinamica, ma non è l’unica. Esse giocano un ruolo strutturale nell’irrigidire e rafforzare il longherone, in particolare per resistere a carichi a torsione. Come per la flessione, una sezione più grande resiste meglio a torsione di una più piccola e le *shells* sono significativamente più grandi (in sezione trasversale) della *main spar*, pertanto sono molto utili da questo punto di vista. Le strutture sollecitate a torsione sperimentano puri carichi di taglio, perciò proprio come le *shear webs*, le *shells* hanno un’alta proporzione di fibre disposte diagonalmente. Hanno anche fibre che corrono per tutta la lunghezza della pala. Per una certa parte questo aiuta gli *spar caps* a supportare la flessione *flapwise* ma la ragione principale è conferire maggiore resistenza nei confronti della flessione *edgewise* dal momento che le travi strutturali lavorano meglio quando la distanza che separa gli elementi che reggono il carico è la maggiore possibile. Guardando alla sezione trasversale sotto, le *shells* sono significativamente più ampie della *spar*, perciò sono il modo più efficace per fornire rigidità alla flessione *edgewise*.

La flessione *edgewise* è primariamente dovuta al peso proprio della pala. Il massimo momento in questo senso si sperimenta alla radice. Pertanto, mentre le *shells* possono supportare queste tensioni

per la maggior parte della lunghezza della pala, spesso sono necessari dei rinforzi extra al trailing edge in vicinanza della radice.

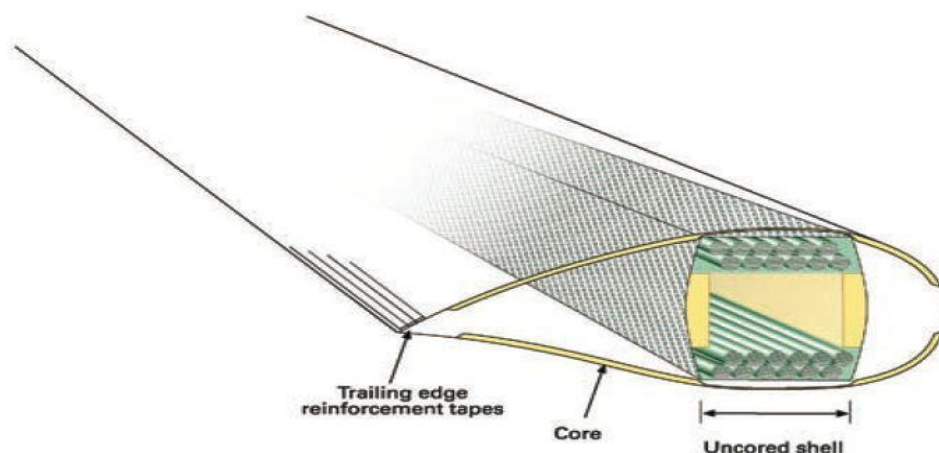


Figura 3.13 Sezione palare con in evidenza il rinforzo longitudinale in corrispondenza del bordo di uscita, le parti del guscio aerodinamico con o senza core irrigidente.

Se le *shells* fossero fatte semplicemente di FRP lo spessore richiesto per renderle sufficientemente resistenti sarebbe molto piccolo, solo pochi millimetri. Tuttavia, dal momento che possono esserci anche diversi metri di *shell* tra lo *spar cap* e il trailing edge, questa sarebbe troppo flessibile se fosse così sottile. E questa flessibilità sarebbe un problema sia per mantenere la forma aerodinamica sia per resistere al buckling (la tendenza delle strutture flessibili a deflettere sotto carichi di compressione). Renderle più spesse usando una maggior quantità di FRP aggiungerebbe una considerevole quantità di peso e costi perciò le *shell* sono costituite di sandwich in cui gli FRP sono le facce o pelli in mezzo a cui vi è un core a bassa densità (solitamente schiuma rigida o legno di balsa). Questa struttura funziona sulla falsa riga della trave a I o a scatola, con il core che regge sollecitazioni a taglio e le pelli che forniscono rigidità flessionale. Il core di schiuma può essere omesso nella zona in cui la *shell* è supportata dagli *spar caps*, anzi è bene fare così poiché permette di separare ulteriormente gli *spar caps* tra di loro e aumentare la capacità di resistere ai carichi flessionali.

3.2.1.3 Modalità di cedimento

Il carico più critico al quale la pala è studiata per resistere è probabilmente il momento flettente *flapwise* che si verifica quando la turbina è arrestata a causa del forte vento e le pale sono investite da un vento teorico definito come *50-year extreme gust wind*, ossia un vento che si assume soffiare per dieci minuti ogni 50 anni. Questa sollecitazione è sorretta principalmente dal *main spar* o da una struttura simile ad esso (a seconda della configurazione concettuale utilizzata) costituita come si è visto dagli *spar caps* e da *internal stiffeners*, che si estende dalla radice della pala a una posizione vicina all'estremità.

Le flange portanti di questa struttura sono solitamente fatte di laminati in composito monolitico e pertanto le pale di turbina di grande taglia hanno ampie aree del rivestimento aerodinamico costituite di materiale relativamente sottile e poco irrigidito il quale è suscettibile a cedere per buckling locale.

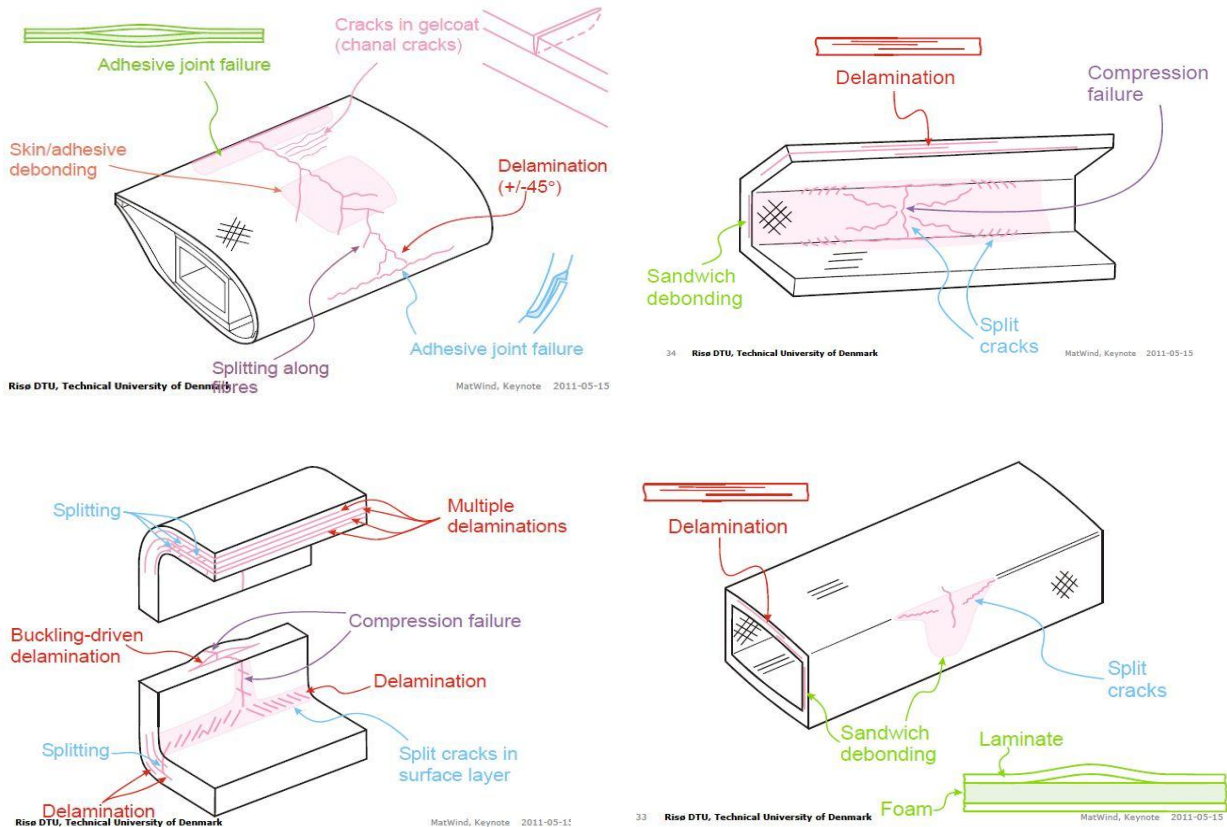


Figura 3.14 Principali meccanismi di cedimento osservati sperimentalmente sugli elementi della pala quali guscio esterno, main spar e giunti adesivi.

Il buckling locale è di gran lunga la modalità di cedimento che governa i laminati monolitici delle flange del *main spar*. Questo meccanismo è fortemente influenzato dalla presenza di imperfezioni, che si riscontrano a causa, per esempio, della variabilità delle strutture e dei metodi di fabbricazione. Qualche esempio di imperfezione di fabbricazione può essere rappresentato dalle variazioni di spessore nel materiale del “core” nelle anime (*webs*); da disallineamenti angolari degli strati di composito per le flange; dalle imperfezioni geometriche dovute a variazioni della sezione. In figura 3.14 vengono riportate delle immagini che esemplificano diversi casi di cedimento come osservati in laboratorio durante test e ricerche condotte dal “Riso National laboratory for sustainable Energy” (Technical University of Denmark).



Figura 3.15 Pala portata a rottura dopo un test a flessione.

Si può notare come siano molteplici le possibilità di fallimento della struttura osservate. Può cedere il giunto adesivo che unisce le due facce aerodinamiche in corrispondenza del *trailing edge* o del *leading edge* (“adhesive joint failure” nell’immagine); si può registrare uno scollamento tra le flange e l’adesivo in corrispondenza del *main spar* (skin/adhesive debonding); cricche nel gelcoat esterno a sviluppo longitudinale (chanal cracks in gelcoat); delaminazione che si sviluppa secondo percorsi a $\pm 45^\circ$; separazione tra fibra e matrice nella direzione delle fibre. In figura 3.15 un esempio di rottura per sollecitazione a flessione.

3.2.2 Struttura della torre

Le torri sono fondamentali per le prestazioni di un sistema eolico tanto quanto la turbina stessa. Senza l’appropriata torre, una macchina eolica può perdere gran parte della propria efficacia nella produzione dell’energia e, nei casi peggiori, addirittura costituire un pericolo per la sicurezza e l’incolumità. Le torri sono uno dei pochi componenti in cui il progettista ha un certo grado di libertà nella scelta, specie per aerogeneratori di media o piccola taglia; vi sono diverse tipologie di torri tra cui scegliere ed è possibile selezionare l’altezza che meglio si confà alle caratteristiche ventose del sito di installazione. Le torri sono supporti per innalzare la parte principale della turbina (quella che cattura l’energia eolica, il rotore) rispetto al livello del suolo, là dove l’intensità media del vento risulta maggiore per effetto dello strato limite atmosferico. Normalmente è alta quanto il diametro del rotore ma per turbine di taglia più piccola essa può essere anche più alta. Generalmente l’altezza non dovrebbe essere inferiore ai 24 metri poiché la velocità del vento è più bassa e turbolenta così vicino al suolo.

I requisiti cui una torre deve soddisfare per poter assolvere con successo la propria funzione sono diversi: deve essere sufficientemente resistente da supportare il peso delle pale, del generatore e della gondola; deve resistere ai carichi fluttuanti del vento e ai carichi derivanti dalla rotazione della turbina, il che significa che la torre deve essere rigida e resistente. Non deve essere necessariamente particolarmente leggera se collocata on-shore (quantomeno non è l’assoluta priorità come per esempio è nel caso di una pala), benché tutto il complesso delle fondazioni sarà più economico se si riuscisse a garantire un peso complessivo inferiore. Il trasporto nel sito di installazione è una questione che comporta delle problematiche e, specie per turbine di grande taglia, si fa in modo di suddividere la torre in sezioni da assemblare poi successivamente in situ; ancora una volta, il peso è una questione importante da valutare ma non prioritaria.

Se tuttavia un aerogeneratore è installato off-shore, allora la questione peso assume maggior importanza poiché si riverbera sui costi delle fondamenta e delle gru necessarie a installare la turbina. Anche la corrosione è una problematica da affrontare soprattutto per le turbine off-shore.



Figura 3.16 Sezione di una torre tubolare durante il trasporto.

3.2.2.1 Tipi di torre

La torre di un aerogeneratore regge la gondola e il rotore. Le torri possono essere a tubolare in acciaio, a traliccio, o in calcestruzzo. Le torri tubolari munite di cavi (*guyed*) sono utilizzate soltanto per turbine di piccole dimensioni (caricatori di batterie ecc..). La maggior parte delle turbine di grande taglia sono caratterizzate da torri tubolari in acciaio, fabbricate in sezioni di 20-30 metri con flange a entrambe le estremità e imbullonate insieme in loco. Esse sono rastremate o coniche (il diametro aumenta verso la base) con lo scopo di aumentare la resistenza e al contempo risparmiare nel materiale. Le torri a traliccio sono prodotte utilizzando profilati di acciaio saldati insieme. Il vantaggio fondamentale del traliccio è il costo, dal momento che un traliccio richiede praticamente la metà del materiale di una torre tubolare *freestanding* di rigidità analoga. Lo svantaggio principale tuttavia è il loro impatto visivo/estetico (benché evidentemente sia una questione influenzata da una certa soggettività e quindi piuttosto discutibile) che costituisce la ragione principale per la scomparsa di questo tipo di struttura per turbine di grandi dimensioni.

Moltissime turbine di piccola taglia sono costruite con sottili torri a palo supportate da cavi tiranti. Il vantaggio è il risparmio di peso e quindi il costo. Lo svantaggio è soprattutto la difficoltà di accesso attorno alla torre che le rende meno adatte ad aree frequentate da persone e più soggette ad atti di vandalismo. Alcune torri sono una sorta di ibrido, costituite da differenti combinazioni delle tecniche menzionate precedentemente. Come accennato prima, le torri si possono classificare in due ampie categorie: *freestanding* (senza supporti) e *guyed* (munite di cavi o tiranti di supporto).



Figura 3.17 In senso orario dall'alto: Torri tubolari in acciaio, a traliccio, torri a palo guyed, traliccio guyed.

Le torri *freestanding*, come dice la parola stessa, sono torri che si supportano da sole, dipendono da una profonda o massiccia fondazione che impedisce alla torre di soccombere a venti anche estremi e devono essere resistenti internamente per tollerare le forze che tendono ad abbatterla al suolo. Le torri *guyed* invece, per contro, utilizzano ancore e cavi per ottenere lo stesso risultato. Le prime sono più costose delle seconde ma hanno il vantaggio di occupare meno spazio.

Vi sono due tipi di torri *freestanding*. Il più comune è la torre a traliccio (truss o lattice); la torre tubolare è un'altra tipologia di torre *freestanding*. Il primo tipo è tipicamente più rigido del secondo. Le torri possono essere progettate per resistere a qualsiasi sollecitazione. Tuttavia man mano che le dimensioni della macchina aumentano parimenti fanno il peso e i costi della torre che deve supportarla. Stessa cosa vale se è la torre che aumenta in altezza: le componenti diventano più pesanti, difficili da muovere, è più costose da trasportare. In Nord America le torri a traliccio per turbine di piccola taglia vengono assemblate a partire da una serie di sezioni da 6 metri. Le sezioni possono anche essere preassemblate e saldate insieme prima della consegna ma più spesso vengono trasportate in parti "coricate" e devono essere assemblate in loco. Una volta issata per mezzo di gru la struttura viene imbullonata alle fondamenta.

Le enormi dimensioni delle odierne turbine di media e grande taglia, nonché motivazioni estetiche, hanno portato al quasi esclusivo utilizzo di torri tubolari lievemente rastremate come le colonne degli antichi templi greci.

Storicamente, torri a traliccio *freestanding* vennero usate più diffusamente fino alla metà degli anni 80'. Da allora però, le torri tubolari sono le più frequentemente utilizzate. A parte qualche notevole eccezione le torri *guyed* non sono mai state una configurazione comune per macchine di medio-grande taglia.

Le torri tubolari hanno diversi vantaggi: al contrario del traliccio, non si affidano a molte connessioni imbullonate che necessitano di revisione e controllo periodico. Inoltre forniscono un'area protetta per accedere al rotore (scale o ascensori interni alla torre stessa). Infine, da non sottovalutare, è l'aspetto estetico. Le torri tubolari sono considerate dai più esteticamente e visivamente più gradevoli rispetto ai tralicci. Le torri *guyed* sono, di gran lunga, la soluzione strutturale più comune per turbine di piccola taglia; offrono un buon compromesso tra resistenza, costi, facilità di installazione. Per contro, sono più ingombranti e soffrono del potenziale pericolo che un cavo di supporto possa cedere e la torre cadere rovinosamente. Una torre *guyed* include un'asta, cavi tiranti, e ancoraggi al terreno. L'asta stessa può essere costituita da un traliccio, un palo pieno oppure a parete sottile. Un altro vantaggio è che l'altezza di tali torri è virtualmente illimitata, potendo essere estesa secondo le esigenze semplicemente imbullonando una sezione sull'altra. Queste torri possono utilizzare tre o quattro cavi per ciascun livello e spesso richiedono due o più livelli. I carichi che possono rompere un cavo o estrarre un'ancora dal terreno devono essere attentamente valutati. Sono determinati dalla spinta sulla torre e dalla distanza tra la torre e le ancore. Quando le ancore sono posizionate troppo vicine alla torre questa potrebbe cedere per instabilità se soggetta a forti venti; per questo motivo, vi è una regola generale, per cui la distanza non dovrebbe mai essere inferiore alla metà dell'altezza della torre.

3.2.3 Le fondazioni

Le turbine eoliche, per loro natura, sono strutture molto alte e snelle, ciò può comportare una quantità di problematiche nel momento in cui si affronta la progettazione strutturale delle fonda-

menta. Per una struttura ingegneristica convenzionale le fondamenta sono progettate principalmente per trasferire i carichi verticali (pesi morti) al terreno, e questo consente di utilizzare sistemi relativamente poco complessi. Tuttavia nel caso di un aerogeneratore, a causa degli intensi venti e dei carichi ambientali sperimentati c'è un significativo carico orizzontale dinamico che deve essere vincolato in modo appropriato. La fondazione è proprio l'elemento di unione tra la torre e il terreno e scarica tutti i carichi statici e dinamici dell'aerogeneratore.

Questo regime di carico fa sì che alle fondazioni siano applicate elevate sollecitazioni (momenti) ed è necessaria una attenta progettazione per assicurare che la turbina sia sufficientemente vincolata da operare efficientemente e in sicurezza

Le fondazioni di una turbina eolica devono essere sufficienti a tenere la turbina in posizione e stabile anche sotto le più severe condizioni di progetto. Nella maggior parte dei siti, le fondamenta sono costruite come basamenti di calcestruzzo rinforzato. Il peso del calcestruzzo è scelto per fornire resistenza al rovesciamento sotto tutte le condizioni. Talvolta le turbine sono installate su terreni rocciosi. In questo caso le fondamenta possono essere costituite da aste inserite in fori scavati in profondità nella roccia. Si potrebbe trovare un cuscinetto di calcestruzzo per fornire un basamento ma ogni tensione viene in ultima analisi presa in carico dalle aste.

Spesso la loro struttura è a forma circolare (esempio ENERCON) con, tra gli altri, i seguenti vantaggi: le forze sono uguali per tutte le direzioni del vento mentre in quelle a croce e a poligono si verificano pressioni sul terreno che causano carichi relativamente alti nelle zone degli angoli; il volume di calcestruzzo e acciaio per l'armatura si riduce grazie alla forma circolare.



Figura 3.18 Tipica fondazione circolare (Enercon).

Discorso a parte meritano le fondazioni per turbine off-shore. Infatti mentre i progetti on-shore (o land-based) possono prevedere l'uso di fondazioni in calcestruzzo convenzionali, i progetti off-shore devono prevedere l'uso di fondazioni adatte all'ambiente sottomarino e che possano essere installate off-shore. A seconda della geologia del fondale marino si possono distinguere sostanzialmente tre tipologie di fondazione: una lunga struttura tubolare ("monopile") conficcata nel fondale in acque fino a profondità di 25 metri; "gravity foundation", ossia imponenti basamenti di calcestruzzo che per semplice gravità mantengono stabile ed eretta la torre in acque fino a 30 metri; in ultimo una struttura "tripod/jacket" che utilizza un numero (spesso tre) di pali più piccoli per fornire supporto in acque più profonde tra 30 e 40 metri. Per profondità superiori, dove non è fattibile costruire fondazioni di questo tipo, si parla di turbine flottanti (floating wind turbine) ossia di turbine montate su strutture galleggianti ancorate secondo diverse configurazioni tramite cavi al fondale.

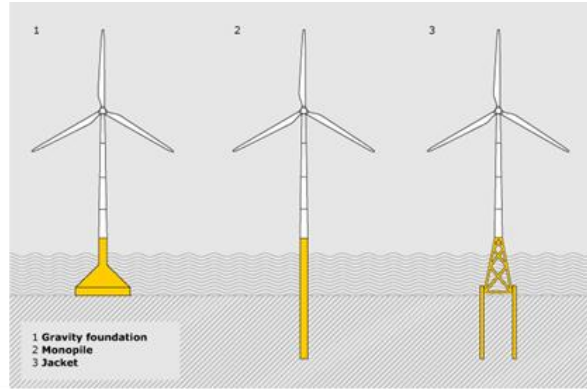


Figura 3.19 Tipologie principali di fondazioni off-shore, per acque di profondità non superiori a 30 metri.

3.3 MATERIALI

Molti tipi di materiali vengono usati nelle turbine eoliche, come riassunto sinteticamente in tabella. Due dei più importanti fra questi sono l'acciaio e i compositi. I compositi comprendono tipicamente fibre di vetro, di carbonio, o legno insieme con una matrice polimerica di resina poliestere (insaturo) o epossidica. Altri materiali comuni includono rame e calcestruzzo. Nel seguito verranno approfonditi gli aspetti relativi ai materiali impiegati nelle principali componenti di un aerogeneratore, con particolare riferimento alle pale, per le quali vi è un variegato utilizzo di materiali differenti.

Sottosistemi o componenti	Categoria del materiale	Sottocategoria del materiale
Pale	Compositi	Fibre di vetro, di carbonio, laminati in legno, resine poliesteri, epossidiche
Mozzo	Acciaio	
Trasmissione	Acciaio	Varie leghe, lubrificanti
Generatore	Acciaio, Rame	Magneti permanenti basati su terre rare
Dispositivi meccanici	Acciaio	
Gondola	Compositi	Fibre di vetro
Torre	Acciaio	
Fondazioni	Acciaio, Calcestruzzo	
Sistemi di controllo ed elettrici	Rame, Silicio	

3.3.1 La torre

Le torri sono solitamente costituite di acciaio, benché talvolta possa essere utilizzato il calcestruzzo rinforzato. Se si utilizza acciaio, è spesso galvanizzato o verniciato per proteggerlo dalla corrosione, quando non si utilizzi direttamente acciaio Cor-Ten® intrinsecamente resistente alla corrosione, che rappresenta una problematica notevole specie per le turbine off-shore.

L'acciaio è economico, rigido e resistente e di fatto rappresenta il materiale d'elezione per le torri degli aerogeneratori commerciali (siano esse tubolari o a traliccio), sebbene gli spessori delle pareti costantemente in aumento (nelle torri tubolari) determinano delle difficoltà di saldatura di questo materiale non trascurabili. La maggior parte delle torri per moderne turbine eoliche è tubolare in acciaio a forma rastremata. Pertanto occorre laminare opportunamente le piastre di acciaio per ottenere la forma conica. È piuttosto insidioso realizzare ciò dal momento che la tensione (pressione) dei rulli di acciaio deve essere diversa ai due lati della piastra per farla piegare propriamente.

Le torri sono assemblate a partire da queste sezioni coniche e poi saldate insieme, solitamente con pezzi di 20-30 metri essendo il limite massimo costituito dal trasporto su strada o rotaia (per rendere l'idea, una torre da 50 metri può pesare 40 tonnellate, una di 60 metri anche 80 tonnellate). Anche per queste difficoltà di produzione all'aumentare della taglia, si sta andando alla ricerca di alternative.

Si possono vedere tralicci in materiale composito (a base di fibre di vetro), ma limitatamente a turbine di piccole dimensioni, ma soprattutto torri in calcestruzzo rinforzato (precompresso).

Sono state anche sperimentate soluzioni ibride calcestruzzo-acciaio, o calcestruzzo-fibre di vetro.

È stato un passo naturale utilizzare il calcestruzzo rinforzato per aerogeneratori. Sin dai tardi anni 70' le turbine eoliche, dai modelli europei di grande taglia a quelli americani di portata domestica, sono state montate su torri di calcestruzzo. La Grumman Aerospace (famosa azienda aeronautica statunitense) installò parecchie delle sue turbine sperimentali su torri in calcestruzzo negli anni 70'. E il costruttore tedesco Enercon ha costruito la sua reputazione attorno alle qualità di abbattimento dei rumori delle torri in calcestruzzo che utilizza. Questa azienda ha installato turbine di diametro fino a 70 metri su torri di questo genere. Accedere alla gondola richiede una scala esterna, e anche il trasporto di queste massicce sezioni presenta qualche difficoltà ma non tanto più di quanto sarebbe necessario con torri tubolari di grande diametro che altrimenti sarebbero richieste.

Una citazione a parte la merita il legno. Chiaramente riservato a turbine a dimensione "familiare", il legno è un materiale che offre buone capacità di resistenza, rigidità, a fronte di costi molto bassi; possono aumentare anche le loro prestazioni se supportati con cavi tiranti in una struttura *guyed*.

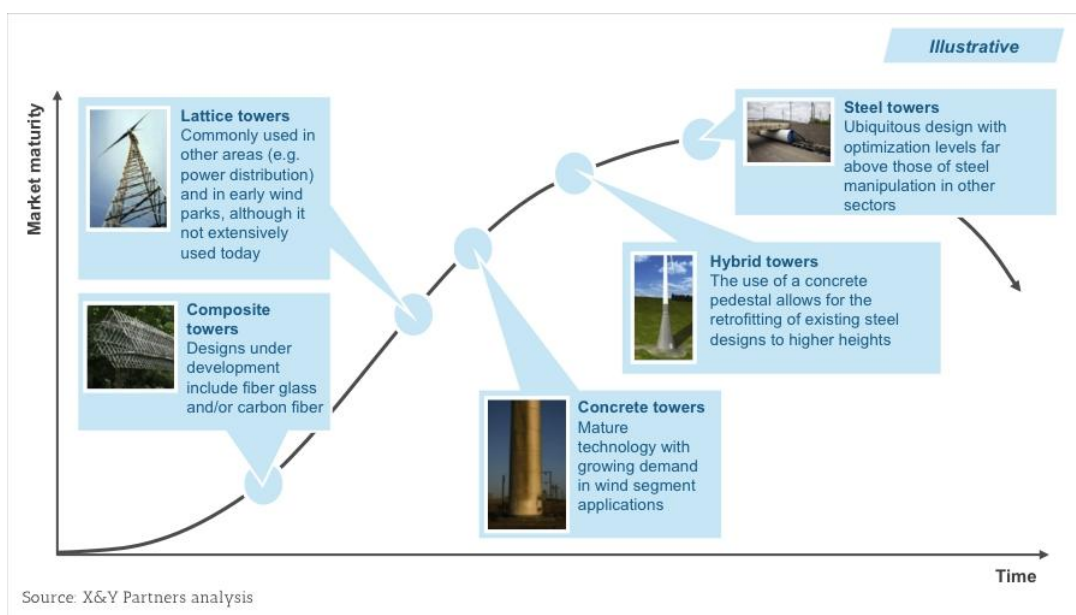


Figura 3.20 Diagramma che illustra le diverse possibilità di impiego dei materiali e loro livello di maturità nel mercato. Si vede come le torri in calcestruzzo e in acciaio siano di gran lunga le soluzioni più utilizzate oggi.



Figura 3.21 Turbina eolica con torre a traliccio in legno.

3.3.2 Nacelle (Gondola)

La gondola è un involucro che fornisce protezione dalle intemperie alle componenti della turbina che alloggiato al suo interno. Tra queste vi sono, in particolare, componenti elettriche e meccaniche quali generatore e trasmissione che potrebbero essere negativamente influenzate dalle radiazioni solari, pioggia, ghiaccio e neve.

Esse sono normalmente costituite da un materiale leggero, un requisito fondamentale per la gondola al di là del tipo di materiale, per evidenti ragioni: tipicamente compositi con fibre di vetro che sono facili da stampare, leggeri, resistenti alla corrosione.

3.3.3 Pale

3.3.3.1 Selezione dei materiali per le pale

Il materiale per una pala eolica deve avere i seguenti requisiti relativamente alla rigidità, densità, e vita a fatica:

- Alta rigidità è necessaria per mantenere una ottimale performance aerodinamica e limitare le deformazioni,
- Bassa densità per ridurre carichi gravitazionali e inerziali,
- Lunga vita a fatica per ridurre il degrado del materiale nel corso della vita operativa.

I requisiti di elevata rigidità, basso peso, e lunga vita a fatica possono essere utilizzati per guidare la selezione dei materiali più appropriati a partire da tutti quelli possibili.

In termini semplificati, il diagramma rigidità vs densità di figura mostra la procedura qualitativa da utilizzare. Il progetto meccanico di una pala corrisponde nominalmente a una trave, e l'indice di merito è in questo caso $M_b = E^{1/2}/\rho$ dove E è il modulo di elasticità del materiale e ρ è la densità.

Le linee a M_b costante sono sovrapposte al diagramma, e i materiali che soddisfano il criterio (parzialmente o completamente) sono sulla linea o al di sopra e a sinistra di essa.

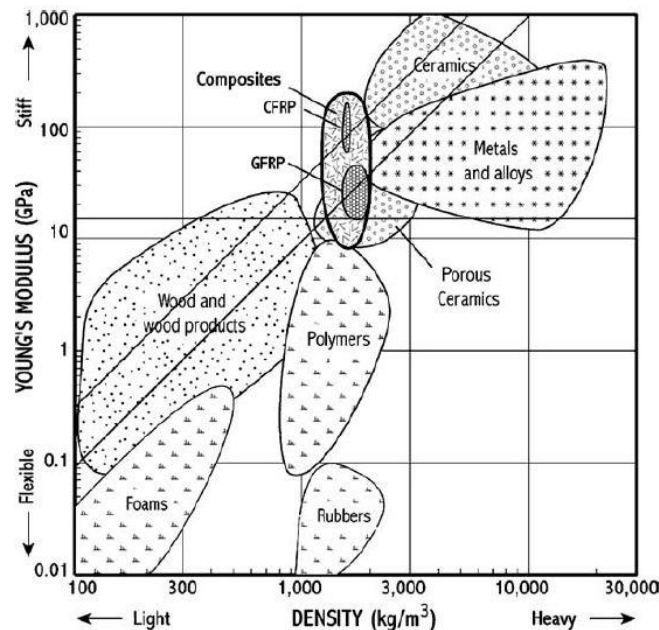


Figura 3.22 Diagramma E vs densità per la selezione preliminare dei materiali adatti alla costruzione di una pala eolica.

Le due linee (inclinate) mostrate in figura sono arbitrarie e illustrano linee di materiale che sono egualmente idonee in termini di rigidità e densità per una trave a sbalzo. L'inferiore delle due linee indica che potenziali materiali candidati sono legno, compositi, ceramiche porose, metalli e ceramiche. La linea inferiore ha un indice di merito $M_b = 0.003$ con E in GPa e ρ in Kg/m^3 . La linea superiore corrisponde a un valore $M_b = 0.006$. Questa linea indica invece il legno, compositi e ceramiche come candidati possibili.

Un secondo criterio è la rigidità su una scala assoluta; un materiale rigido causa una deflessione minore su una trave a sbalzo rispetto a un materiale flessibile. Nel diagramma di figura, un criterio di rigidità corrisponde a una linea orizzontale. Le considerazioni riguardo alla deformazione sono relative alla geometria e alle dimensioni della pala, come pure al progetto complessivo di pala e rotore, in particolare quando la pala passa davanti alla torre. Un ragionevole livello di deflessione richiede una rigidità attorno a 10-20 GPa (in figura la linea orizzontale corrisponde a $E = 15$ GPa). I materiali in corrispondenza o sopra questa linea soddisfano il criterio (da cui si vede che legno, alcuni compositi e alcune ceramiche porose sono escluse). In termini di resistenza del materiale, cioè resistenza contro carichi a fatica e di elevata intensità, è importante considerare la tenacità a frattura (capacità di assorbire energia durante il processo di frattura). La tenacità in relazione alla densità è rappresentata in un diagramma simile (Ashby MF. 1992. *Materials Selection in Mechanical Design*. Oxford, UK: Pergamon. 312 pp.).

I criteri combinati per le proprietà dei materiali identificano i candidati per le pale nei legni e nei compositi. I legni sono potenzialmente interessanti per via della loro leggerezza, ma la loro piuttosto bassa rigidità rende complicato limitare le deformazioni (elastiche) per pale molto grandi. Anche materiali legnosi con fibre di cellulosa tutte allineate nella direzione del carico principale sono vicini alle massime prestazioni raggiungibili per un legno. Inoltre, il legno è un materiale naturale e pertanto attraente da un punto di vista ecologico, ma allo stesso tempo difficile da ottene-

re con riproducibilità e alta qualità, il che è un requisito fondamentale per una produzione stabile ed economica delle pale. Anche per questi motivi, l'utilizzo dei compositi si è diffusamente esteso. Per una data resistenza e rigidità, la pala deve essere più leggera possibile per minimizzare i carichi inerziali e giroscopici che contribuiscono al fenomeno della fatica.

Pale di acciaio e alluminio soffrono di eccessivo peso e scarsa vita a fatica rispetto ai moderni compositi. A causa di queste limitazioni, durante i passati 10 anni quasi tutte le pale sono state fabbricate a partire da materiali compositi, solitamente fibre di vetro. Benché le fibre di carbonio forniscano più altri valori di resistenza e rigidità specifica non sono largamente utilizzate anche a causa dei costi. Comuni resine usate nei compositi sono la poliestere, vinilestere ed epossidica. Le prime due sono state le più diffuse per via dei costi limitati benché la terza sia sempre più utilizzata per le sue migliori proprietà meccaniche. La resina epossidica soffre meno del problema del ritiro durante il raffreddamento, non diventa fragile con il tempo e fornisce migliori caratteristiche a fatica.

3.3.3.2 Materiali per le pale

Storicamente, le pale per turbine eoliche erano di legno, talvolta coperto con del tessuto. Fino alla metà del 900', le pale di turbine eoliche di maggiori dimensioni erano di acciaio. Alcuni esempi sono la Smith-Putnam 1250 kW (1940s) e la turbina da 200 kW costruita dall'olandese Juul, a Gedser (Danimarca, 1950s).



Figura 3.23 A sinistra la turbina anni 50' a Gedser (Danimarca) da 200 kW. A destra la Smith-Putnam da 1.25 MW (anni 40').

Dagli anni 70', la maggior parte delle pale per turbine ad asse orizzontale sono costituite da compositi. Come detto, i compositi più comuni consistono di fibre di vetro in una resina poliestere, ma sono stati utilizzati anche vinilestere e laminati legno-epossidica. Più recentemente è aumentato l'uso di fibra di carbonio, non necessariamente in sostituzione della fibra di vetro ma anche in sinergia.

Alcune turbine vedono utilizzare alluminio per le pale. Una scelta molto popolare per turbine ad asse verticale, poiché queste normalmente hanno una corda costante senza svergolamento per cui si prestano a essere prodotte mediante pultrusione di alluminio. Anche alcune turbine ad asse orizzontale hanno utilizzato pale di alluminio ma non è una scelta comune per questo tipo di aerogenerato-

ri. Un importante questione, specie per il prossimo futuro, è la riciclabilità della pala. Via via che il numero di aerogeneratori sparsi per il pianeta aumenta, e man mano che vecchie turbine vengono rimpiazzate da più nuove, la questione dello smantellamento e dell'accaparramento di materiali grezzi per nuove pale diventa sempre più significativa. Un modo per affrontare almeno parzialmente queste problematiche è rivolgersi a materiali riciclabili per le pale. È un argomento di studio relativamente nuovo ma sempre più impellente.

3.3.3.3 Legno

Le pale sono una delle componenti più critiche e visibili di un aerogeneratore. Esse possono essere costituite da pressoché qualsiasi materiale e lo sono state. I mulini a vento europei erano muniti di pale di legno e tela e questa tradizione sopravvisse ampiamente fino a tutto il diciannovesimo secolo. Il legno è sempre stato popolare ed è ancora utilizzato in macchine di taglia piccola. È resistente, facilmente disponibile, facile da lavorare, relativamente economico e ha buone caratteristiche a fatica. Le pale di legno per piccole turbine sono costruite o da singole assi di peccio di Sitka o da laminati di legno. Successivamente vengono sottoposte a lavorazioni per ridurle alla forma desiderata e rivestite con una finitura superficiale dura e resistente alle intemperie. Il costruttore poi copre il bordo d'attacco con nastri di poliuretano per proteggerlo da erosione e danni da grandine, gli stessi utilizzati per le pale di elicotteri, resistenti alla luce ultravioletta e all'abrasione senza i quali una pala di legno in pochi anni subirebbe un severo deterioramento. Benché solide assi di legno lavorino bene per piccole macchine fino a 5 metri di diametro, i costruttori preferiscono legno laminato per dimensioni superiori. I laminati lignei offrono un miglior controllo sulla resistenza e rigidità palare, come pure limitati effetti di contrazione e incurvatura. Nel processo di laminazione, fogli di legno sono legati insieme con una resina e il blocco risultante può essere lavorato nella forma desiderata. Variando il tipo di legno, la direzione dei suoi grani e la resina, può essere prodotto un materiale che è più resistente di una singola asse della stessa dimensione. Lo stesso processo è utilizzato per realizzare le impiallacciate. Sottilissimi fogli vengono posti l'uno sull'altro, strato dopo strato inframmezzati da resina e stampati nella forma del profilo. Il processo è largamente usato per realizzare gli scafi di barche a vela ad alte prestazioni ed è stato adattato con successo per pale di turbine eoliche in Europa e negli Stati Uniti.



Figura 3.24 Esempio di pale eoliche realizzate interamente in legno su turbina di piccola taglia.

3.3.3.4 Metallo (Acciaio e Alluminio)

Alla fine dell' 800' i costruttori di mulini a vento cominciarono a rimpiazzare le pale di legno con acciaio galvanizzato. Sottili lamine di acciaio sono state usate sin da allora, è un materiale

resistente e le sue proprietà sono ben note. Questi i motivi che spinsero gli ingegneri Boeing a sceglierlo per i due esemplari di turbina Mod-2 e Mod-5B con diametro superiore ai 90 metri. Le pale erano costruite con acciaio strutturale, lo stesso usato nei ponti. Ma l'acciaio è pesante. Il mozzo, la trasmissione, la torre devono essere più massicce che in una macchina con un rotore più leggero. Sia la Boeing che la Dutch incontrarono numerosi problemi con i rotori di acciaio e gli alberi che dovevano supportarli.

L'alluminio è più leggero e, per il suo peso, più resistente (per questo motivo è così largamente usato nel settore aeronautico). Si possono fabbricare pale di alluminio con le stesse tecniche usate per le ali dei velivoli: formare uno scheletro di centine che sorreggono i rivestimenti aerodinamici di alluminio. La pala del modello Mod-0A della Nasa fu costruita in questo modo.



Figura 3.25 Dall'alto a sinistra, in senso orario: Mod-0A (pale in alluminio), Mod-5b, Mod-2, Mod-1 (tutte e tre con pale in acciaio)

L'alluminio può anche essere estruso, eliminando così parecchie fasi nel processo di fabbricazione. Diversi costruttori un tempo pensavano che le pale potessero essere prodotte in massa estrudendole nello stesso modo in cui vengono attualmente prodotte, per esempio, le grondaie, i tubi di scarico, gli staggi di una scala, cioè facendo passare un blocco di alluminio caldo attraverso uno stampo. Alcoa e il costruttore canadese DAF-Indal svilupparono pale di alluminio estruso per turbine verticali di tipo Darrieus. Ritenevano che il rotore Darrieus fosse l'applicazione ideale per i loro estrusi di alluminio poiché le forze d'inerzia sulle pale di una macchina Darrieus si traducono pre-

valentemente in tensioni. Le pale sperimentano meno stress in un rotore Darrieus rispetto a quello di una macchina convenzionale, inoltre possono essere munite di corda e larghezza costante, il che s'adatta perfettamente alla produzione per estrusione. L'alluminio tuttavia ha due debolezze: è costoso ed è soggetto alla fatica propria dei metalli. Esso è un eccellente materiale finché utilizzato entro i propri limiti ma sulle turbine eoliche non ha avuto grande successo. Infatti, la maggior parte dei problemi che le centinaia di turbine Darrieus un tempo operative in California incontrarono erano dovuti al fenomeno della fatica nei punti in cui le sezioni della pala erano collegate insieme; vennero tutte dismesse e il materiale venduto come scarto (la lattina d'alluminio di una birra potrebbe essere stata una volta parte di una turbina eolica!).

L'unico caso in cui si può affermare che l'impiego di alluminio sia stato almeno parzialmente un successo è per le pale di alluminio estruse per impianti a dimensione domestica durante gli anni 50'. Al tempo Wincharger passò da pale di legno a quelle di alluminio estruso e alcuni esemplari possono ancora essere trovati con le loro pale intatte. Inoltre, pale metalliche, sia acciaio o alluminio, possono anche causare interferenze radio e televisive. Il metallo riflette i segnali televisivi e ciò può provocare immagini "fantasma" nelle apparecchiature delle eventuali vicine zone abitate. Tuttavia questo fu il minore dei problemi. Oggigiorno nessun costruttore produce pale a partire da materiali metallici.

3.3.3.5 Compositi per pale di turbine eoliche

Per assicurare i requisiti relativi alla stabilità della forma aerodinamica, resistenza e tenacità delle pale, queste vengono prodotte a partire da laminati di polimeri rinforzati con fibre lunghe o pannelli sandwich. In questi compositi, le fibre lunghe conferiscono rigidità e resistenza longitudinale, mentre la matrice di resina è responsabile della tenacità a frattura, resistenza alla delaminazione e rigidità fuori dal piano. Il modo con cui questi materiali vengono arrangiati nella pala è già stato trattato nel paragrafo relativo alla struttura.

L'aerospaziale, l'eolico e i materiali compositi

Vi è un legame molto più stretto di quanto si potrebbe pensare tra il settore eolico e quello aerospaziale quando ci si riferisce alle applicazioni più avanzate verso cui inevitabilmente il mercato esige di andare nel prossimo futuro. E si può dire che il trait d'union sia rappresentato dai materiali compositi e tutti i processi di progettazione e fabbricazione ad essi associati. Per essere competitivi nel sempre più esigente settore eolico, i produttori devono consegnare prodotti affidabili e sempre più velocemente, i relativamente alti tassi di cedimento (20%) delle pale negli ultimi tre anni fanno pensare che essi dovrebbero rivedere l'approccio di progetto e di produzione ispirandosi al settore aerospaziale a partire dalla considerazione che le pale eoliche abbiano molto in comune con il rotore di un elicottero o con altre strutture come le ali di un velivolo. Possono dunque sfruttare le soluzioni trovate in decenni di ricerca e sviluppo nel settore aerospaziale. Ed è qui che entrano in scena i materiali compositi. Sono ideali, possiedono migliori caratteristiche a fatica, rapporto rigidità/peso e resistenza/peso, si prestano alla fabbricazione di geometrie complesse e su misura (tailoring), adattandosi a carichi specifici e altri requisiti, aumentando per contro la complessità del progetto, l'ottimizzazione e la fabbricazione.

In sostanza la commistione con il settore aerospaziale ha permesso di rivoluzionare le strategie di progetto, ottimizzazione e produzione, passando da procedure e approcci inefficienti, dal punto di vista dei costi, dei tempi e della qualità e prestazioni del prodotto finale a soluzioni più efficaci. Si

pensi al processo standard che prevedeva fasi scollegate tra analisi aerodinamica, strutturale e fase di produzione del prodotto e dello stampo. Mutuando le conoscenze del settore aerospaziale, con software dedicati, si arriva a sistemi di progettazione integrati più efficienti per, ad esempio, la gestione dei laminati in composito (tipo, orientamento, spessori) .

Il fatto che le pale di una turbina eolica possano, per struttura e comportamento, essere comparate alle ali di un aereo (più che, come si potrebbe pensare, all'elica di un aereo) dovrebbe convincere chiunque di come sia possibile e per certi aspetti naturale l'applicazione e la transizione di approcci e in particolare software nativi dal settore aerospaziale a quello eolico.

Il più avanzato e utilizzato di questi è il software della NASA Hypersizer® . Questo programma serviva per il dimensionamento strutturale e l'ottimizzazione di progetto per aerei ad alta velocità, veicoli spaziali, jets, aerei da trasporto commerciali, cercando automaticamente soluzioni con compositi (o metalli) che minimizzassero peso e massimizassero la producibilità (facilità di lavorazione, efficienza, costi). Una celebre applicazione è rappresentata dal GlobalFlyer (il velivolo sperimentale in composito pilotato da Steve Fosset per la circumnavigazione del globo).

L'ala di questo aereo, così allungata e acuminata, è stata progettata per massimizzare lift e minimizzare drag (a basse velocità). Esattamente lo stesso concetto viene usato per guidare le decisioni di progetto nel caso delle pale di turbina eolica.

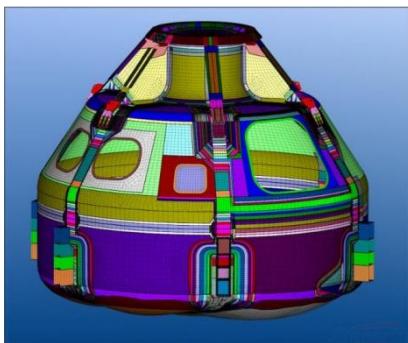


Figura 3.26 Un esempio del software di ottimizzazione strutturale sviluppato dalla NASA e usato su velivoli spaziali come il Composite Crew Module mostrato qui, e successivamente prestato all'industria eolica.

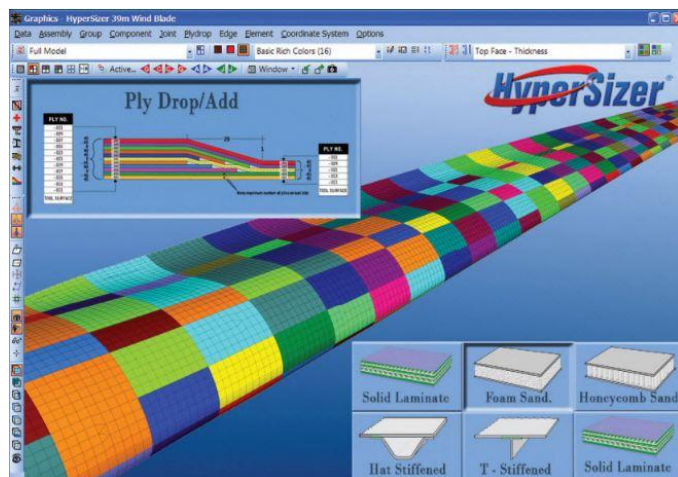


Figura 3.27 Esempio di analisi di una turbina eolica. Il software analizza una quantità di soluzioni possibili nel tentativo di identificare i criteri ottimali di progetto, minimizzando le “ply drops” (passaggi tra zone laminate a spessore diverso) per diminuire i costi, migliorare producibilità e aumentare la vita a fatica.

Adesso si pensi alla sempre crescente scala delle turbine eoliche (con riferimento alla già citata pala da 75 metri della Siemens) dettata dalle pressioni del mercato per ottenere sempre più efficien-

za energetica ed economica. Adesso si rifletta sui progressi ottenuti nella tecnologia dei compositi e dei laminati ibridi, e si può capire come l'esperienza nei progetti delle ali degli aerei di nuova generazione e nelle analisi avanzate si traduca logicamente in ingegneria della pale eoliche.

Tuttavia il mantra "più grande è meglio è" si sta già scontrando con questioni di affidabilità. Lo standard per le pale attuali (33-40 metri, 1.5 MW) vede, come già citato, una percentuale di cedimento del 20%. Fortunatamente, soluzioni progettuali relative alle pale di turbine eoliche già sono state maturate nel studio della ali di aereo: il modo in cui le pale si comportano e cedono strutturalmente le rende suscettibili a metodi di analisi maturati in decenni di industria aerospaziale.

Per esempio mentre le pale più piccole usate per dare potenza alle abitazioni ruotano più velocemente delle tipiche pale usate per applicazioni industriali, dal momento che sono più grandi, la velocità di rotazione diminuisce e i carichi primari di progetto passano dalla forza centrifuga, al lift nella direzione ortogonale al piano della pala (flapwise) che può essere analizzata come una ala di aereo.

Inoltre, gli effetti aeroelastici dovuti alle grandi deflessioni delle estremità palari, possono essere compensati con materiali più rigidi e resistenti esattamente nello stesso modo in cui questi vengono utilizzati per controllare la deflessione dell'estremità di un'ala.

Benché questi materiali debbano essere più leggeri possibile, la rigidità e la stabilità al buckling diventano priorità anche più impellenti via via che la lunghezza delle pale aumenta. E la fatica rimane una questione fondamentale per qualsiasi componente operante in ambienti severi per lunghi periodi di tempo.

Per raggiungere questi requisiti stringenti, i progetti precedentemente di sole fibre di vetro stanno venendo rivisti per incorporare sezioni più complesse strutturalmente fatte di un mix di fibra di vetro con fibra di carbonio avente prestazioni maggiori, con soluzioni simili a quelle viste in applicazioni aerospaziali. Ovviamente questi materiali più recenti richiedono un approccio più sofisticato, differenti fabbricazioni, metodi di cura, manipolazione ecc..

I progettisti incorporano le lezioni di aerodinamica apprese dall'aviazione nella struttura e nella funzione della pale eoliche. Tra gli altri aspetti di cui tener conto durante la progettazione vi sono il numero ottimo di longheroni (spar, elementi longitudinali) e il loro posizionamento; se utilizzare laminati solidi oppure pannelli sandwich o irrigiditi per le zone non supportate; come proporzionare propriamente il materiale attorno alla corda della pala (dal leading edge al trailing edge) rispetto a quello lungo l'apertura alare; qual è la più resistente combinazione percentuale di fibra di carbonio/fibra di vetro e la sequenza di impilamento che può essere raggiunta col minor peso; come arrivare al bilanciamento ottimale della sequenza di stratificazione di tessuti e lamine meno complessa, più leggera e con il minor numero di strati (spessori laminati) che porta a minori costi di fabbricazione, a migliorare la producibilità, ad aumentare la resistenza a fatica. La progettazione viene fatta zona per zona della pala in modo tale che per ogni regione a seconda dei carichi che deve sopportare si può pensare a una soluzione dedicata, localmente specifica, così da ottenere una sorta di "patchwork" altamente specializzato. Considerato tutto ciò risulta a questo punto poco sorprendente come il settore eolico sia addirittura destinato a superare l'aerospaziale nell'uso dei compositi avanzati (fibre di carbonio, nanotubi di carbonio). L'industria eolica è in grande ascesa negli USA e si stima secondo alcuni analisti (Lux Research) che entro il 2020 il settore eolico sorpasserà l'aerospaziale come top user, questo per via di standard sempre più stringenti circa l'energia rinnovabile e installazioni offshore sempre più grandi. Si parla di 15.4 miliardi di dollari di giro d'affari entro il 2020 nonostante l'introduzione di nuovi velivoli, come il Dreamliner della

Boeing e l'Airbus A350 XWB, che fanno un ampio uso di plastiche rinforzate con fibre di carbonio (CFRPs) ma che ovviamente vengono prodotti in un numero di esemplari decisamente inferiore rispetto agli aerogeneratori (di aerei se ne fanno una decina al mese, di turbine un migliaio!).

3.3.3.5.1 Fibre di vetro

Sono certamente il rinforzo per antonomasia per quanto riguarda le pale eoliche. Il processo per produrre fibre di vetro con prestazioni elevate e proprietà costanti parte da materie prime di qualità, ridotte a polveri miscelate ad alta temperatura per ottenere vetro fuso da affinare (alzare la temperatura, in modo da abbassare la viscosità del vetro, permettendo alle inclusioni di separarsi dal vetro fuso o salendo in superficie o depositandosi sul fondo a seconda della loro densità) così da togliere le impurità e difetti che altrimenti avrebbero effetti devastanti su fibre di qualche micrometro di diametro.

Successivamente si procede o con la filatura diretta o con la produzione di sferette (pellets) da trasferire in stabilimenti, rifondere e filare. Nel primo caso si ha un ovvio risparmio energetico (il vetro è già fuso) ma durante il trasporto il vetro si può inquinare nei canali refrattari di trasporto, l'ambiente di filatura può essere contaminato da polveri di vetro; nel secondo caso l'ambiente è pulito ma si ha lo svantaggio energetico di dover rifondere il vetro. In entrambi i casi il vetro arriva in vaschette di filatura (tipicamente di platino per garantire pulizia e temperature controllate attorno a 1300°C). La corrente passa direttamente attraverso la vaschetta che fa da contenitore evitando così le inerzie termiche per materiali interposti; il controllo della temperatura è fondamentale perché da essa dipende la viscosità del vetro e quindi la sua velocità di uscita attraverso i fori nel fondo della vaschetta. Per garantire rapidità del processo un tamburo avvolge le fibre in formazione, il vetro cola giù sotto l'azione del suo peso si stira e riduce di diametro fino tipicamente a 10 micrometri. La produttività è ottima e il processo economico. Le fibre vengono rivestite di uno strato di appretto (sizing) che ha una funzione protettiva, di lubrificazione per facilitare le operazioni successive, e soprattutto per migliorare la coesione, l'accoppiamento fibra-matrice ed aumentare la tenacità del composito. Tra i vari tipi di vetro, quello più utilizzato per la produzione di fibra è il vetro-E, la cui composizione chimica è:

	SiO ₂	Al ₂ O ₃	B ₂ O ₃	CaO	MgO	N ₂ O	Z ₂ O ₂
E	54.2	14.4	8.5	18.3	3.7	0.5	--

Trovano applicazione anche fibre di vetro ad alta resistenza (HS, high strength, prodotte dalla PPG) con alta percentuale di ossido di alluminio: 25% in Al₂O₃, 65% in SiO₂ e 10% MgO. Sotto una tabella che confronta fibre di vetro-E con vetro HS2 e HS4 (varianti):

	HS2	HS4	E
σ_F^* [GPa]	3.1-3.4	3.1-4	2.5
E_F [GPa]	82-86	83-90	75
ρ [kg/dm ³]	2.53	2.53	2.59

La Saint-Gobain produce vetro R (resistent) con valori di resistenza che arrivano a 4.2 GPa; un materiale unidirezionale con fibre R può arrivare a resistenze nella direzione delle fibre di 1750 MPa. Queste sono fibre più costose non tanto per composizione quanto per le più alte temperature da raggiungere per diminuire a sufficienza la viscosità.

La rigidità dei compositi è determinata dalla rigidità delle fibre e dal loro contenuto in volume. La maggior parte delle volte, nelle pale eoliche, sono fibre di vetro E a essere usate come rinforzo (i.e. vetro allumino-boro-silicato chiamato “Electric Glass” o “E-glass” appunto, per la sua alta resistenza elettrica). Le sue principali proprietà sono: modulo di elasticità E 70-77 GPa, densità $2.55-2.64 \text{ kg/dm}^3$, diametro 8-15 μm , deformazione a rottura 4.5-4.9%. Aumentando il contenuto in volume dei compositi unidirezionali, la rigidità, resistenza a trazione e compressione aumentano proporzionalmente, tuttavia, per eccessive percentuali di fibra (dopo 65%) potrebbero esserci zone secche prive di resina tra le fibre e la resistenza a fatica dell'intero composito ne risulta compromessa. Tipicamente, compositi vetro/resina epossidica per pale eoliche contengono fino al 75 % in peso di vetro.

Molte ricerche verso lo sviluppo di fibre che siano più resistenti del classico vetro E sono state condotte. Tra queste fibre ad alta resistenza (ancora utilizzate più raramente nella pratica benché rappresentino una promettente fonte di miglioramento) possiamo annoverare fibre di vetro con composizione modificata (vetro S, vetro R ecc...), fibre di carbonio, fibre di basalto e aramidiche. Il Vetro S (S-glass) cioè vetro ad alta resistenza (“s” sta per strength) sviluppato negli anni 60' per applicazione militari, ha una resistenza a trazione e flessionale superiore del 40% rispetto al vetro E, nonché una resistenza a compressione e un modulo di rigidità flessionale più alto del 10-20%. Le sue proprietà principali sono: modulo di Young E 86-90 GPa, densità $2.46-2.49 \text{ kg/dm}^3$, deformazione a rottura 5.4-5.8%. Tuttavia, il vetro S è molto più costoso di quello E. Nel 1968 venne sviluppata dalla Owens Corning company una variante commerciale non militare del vetro S, denominata S2 di cui aveva la medesima composizione (magnesio-allumino-silicato). La principale differenza risiedeva nelle dimensioni e nella procedura di certificazione. Il prezzo delle S2 era circa dieci volte quello del vetro E. Le fibre di vetro R invece, introdotte da Vetrotex nel 68', sono prodotte a partire da un vetro a base di calcio allumino-silicati con meno silice e ossidi aggiunti. Le sue principali proprietà sono: modulo E 84-86 GPa, densità 2.55 kg/dm^3 , deformazione a rottura 4.8%. Altri vetri speciali sviluppati dalla Owens Corning sono ECRGLAS (nel 1980) e Advantex (nel 1997).

Relativamente di recente, nel 2006, la Owens Corning sviluppò fibre di vetro WindStrand™, le quali hanno una rigidità superiore del 15% e una resistenza che può arrivare a un 30% in più rispetto ai rinforzi vetrosi tradizionali, e mostra notevoli proprietà a fatica sia sotto carichi di tensione che di compressione.

Nel complesso i vantaggi delle fibre di vetro possono essere riassunti come segue:

- Costo economico
- Alte resistenze a rottura (specie il vetro S, ossia HS e R)
- Ottima tenacità ottenibile dal composito
- Resistenza a compressione (buona e isotropa)
- Buone caratteristiche elettriche (resistività, angolo di perdita)
- Buona resistenza chimica
- Trasparenza

Gli svantaggi sono:

- Modulo elastico (75 GPa è buono ma non eccessivo)
- Modulo elastico specifico basso
- Resistenza specifica bassa

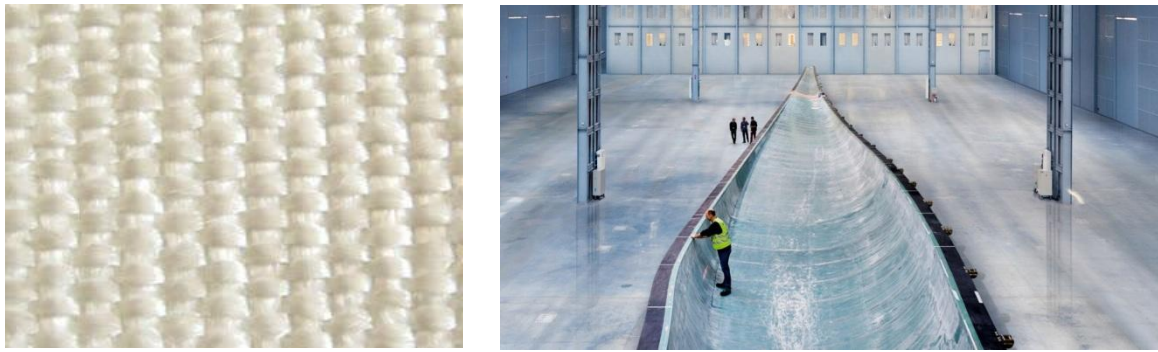


Figura 3.28 A sinistra un esempio di tessuto in fibra di vetro. A destra la pala da 75 metri della Siemens, interamente in fibra di vetro, mentre è sullo stampo durante la fabbricazione per resin infusion.

3.3.3.5.2 Fibre di carbonio

Le fibre di carbonio nacquero dall'esigenza di ottenere fibre ad alto modulo di rigidità. In particolare la tendenza fu subito quella di utilizzare il carbonio sotto forma di grafite, uno dei suoi principali stati allotropici (a bassa densità e alte prestazioni), costituito da cristalli con atomi disposti in celle esagonali (anelli) con legami covalenti forti all'interno del piano ma molto più deboli (forze di Van der Waals) tra piano e piano (E nel piano 1200 GPa, E tra piani 30 GPa). Inizialmente, per produrre fibre di carbonio, si partiva dal rayon dal quale con opportuni trattamenti termici si otteneva il carbonio (carbonizzazione) che solo in piccola parte era organizzato in strutture di grafite (la maggior parte di C era amorfo, e i pochi cristalli di grafite erano piccoli e con orientamento casuale).

Per migliorare le prestazioni si passò poi al Poliacrilonitrile (PAN) un polimero termoplastico la cui microstruttura si avvicinava a quella della grafite, essendo la sua molecola caratterizzata da una combinazione di 5 atomi di carbonio disposti in un "embrione" d'anello. Lo scopo non era solo quello di ottenere un'ottima resa in carbonio, ma che questo fosse nella forma grafite i cui piani dovevano essere allineati alla direzione longitudinale della fibra. Il processo di produzione consiste nel tirare il polimero per ottenere delle fibre che però devono essere stabilizzate prima di essere sottoposte a carbonizzazione. Infatti se scaldate in questa fase fonderebbero semplicemente essendo di termoplastico. La stabilizzazione consiste in un riscaldamento fino a circa 150° e ossidazione in aria (l'ossigeno molecolare penetra nella struttura e crea ponti fra le catene polimeriche che in questo modo non si fonderanno più se scaldate ulteriormente). Durante il processo di stabilizzazione la fibra viene anche sottoposta a trazione meccanica per favorire l'allineamento dei piani di grafite all'asse della fibra. Dopodiché, in un forno con atmosfera inerte (tipicamente argon, per evitare la combustione delle fibre stesse), le fibre, sempre poste in trazione, vengono portate dapprima a $300-400^\circ$ poi a $500-600^\circ$ per eliminare l'azoto e finanche a 1000° . A queste temperature si ottengono ancora fibre con prestazioni relativamente basse e con struttura alquanto amorfa. Occorre arrivare a 1500 o 2000° per ottenere prestazioni superiori in termini di modulo di rigidità. Questo perché maggiore è la temperatura, maggiore sarà la mobilità molecolare e la conseguente frazione di fibra cristallizzata (grafite) e la facilità con cui i cristalli ruotano allineandosi all'asse della fibra. La resa

di carbonio a partire dal PAN è del 50% circa, la restante parte essendosi dispersa sotto forma di composti volatili.

Tuttavia aumentare la temperatura ha un effetto controproducente; se è vero che favorisce la rigidità, è anche vero che danneggia la resistenza della fibra. Questa, all'aumentare della temperatura, diventa più fragile e la più piccola imperfezione è in grado di portarla a rottura. Pertanto, nonostante esistano espedienti per evitare un simile effetto collaterale che il processo standard non prevede, si classificano le fibre in base alla temperatura di processo, scegliendo poi la fibra più adatta all'impiego che se ne prevede. Si parlerà dunque di fibre a basso modulo LM, modulo intermedio IM o S, R (le più diffuse, caratterizzate dal massimo valore di resistenza), HM. Tra le fibre di carbonio più diffuse e note si hanno le T300, T1000 e M60, le cui proprietà sono riportate di seguito

	σ_F [MPa]	E [GPa]	ρ [kg/dm ³]
T300	3530	230	1.76
M60	3850	588	1.94
T1000	6370	294	1.81

Le M60 hanno il difetto di avere deformazione a rottura bassa in virtù di una rigidità elevatissima e di una resistenza elevata ma non altrettanto.

Essendo il PAN una materia prima costosa, soggetta a brevetto, si è cercato di ottenere fibra da materiali alternativi quali la pece (lo scarto del processo di distillazione del petrolio) e in particolare dalla pece mesofasica che si può estrarre da essa mediante trattamenti termici. A partire da essa si può ottenere una resa in carbonio del 75% praticamente tutto organizzato in grafite. Fibre di questo tipo molto note sono la P55, P100, K139:

	σ_F [MPa]	E [GPa]	ρ [kg/dm ³]
P55	1730	379	2
P100	2240	724	2.10
K139	2750	740	2.12

Le fibre di carbonio hanno nell'ultimo decennio attirato molto interesse da parte dell'industria eolica come una alternativa valida all'uso di fibre di vetro. Queste fibre possiedono una rigidità molto maggiore e una densità decisamente inferiore alle fibre di vetro (modulo E = 220-240 GPa, densità 1.7-1.8 kg/dm³, deformazione a rottura 0.7%), pertanto consentendo di produrre pale più rigide, leggere e con profili più sottili. Tuttavia hanno un relativamente bassa tolleranza al danneggiamento, resistenza a compressione e deformazione ultima e sono più costose delle fibre di vetro E (secondo alcune stime dalle 7 alle 10 volte). Inoltre, i rinforzi in carbonio sono molto sensibili al disallineamento e alla ondulazione delle fibre: anche piccoli disallineamenti portano ad una sensibile riduzione della resistenza a compressione e a fatica. In alcuni casi, si è osservato un problema a bagnare efficacemente le fibre di carbonio nella vacuum infusion, pertanto portando all'uso della più costosa tecnologia dei preimpregnati nei casi in cui si opti per un rinforzo in fibra di carbonio.

La scelta del carbonio come rinforzo interessa principalmente i grandi costruttori Vestas e Gamesa specie negli elementi strutturali denominati "spar caps" (vedi pag. 36) . Un'altra possibilità è usare strati di carbonio localmente in corrispondenza della radice della pala, con un qualche tipo di transizione tra il rinforzo in carbonio e quello in vetro in altre parti della pala. Come notato da Fecko (2006), mentre le fibre di carbonio conferiscono la più alta rigidità tra tutte le fibre, i vetri ad alta resistenza forniscono il miglior compromesso tra rigidità, resistenza e tenacità. Ulteriori alternative circa rinforzi non vetrosi ad alta resistenza possono essere le fibre di basalto e aramidiche.

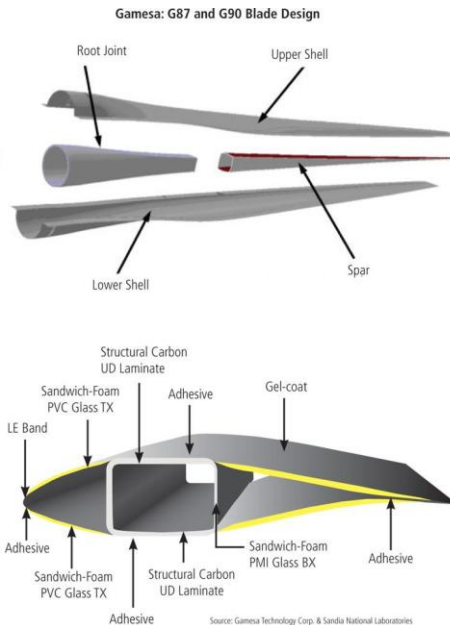


Figura 3.29 Schema della pala di due esemplari di turbina prodotti dall'azienda spagnola Gamesa (G87 e G90), prodotti utilizzando laminati in fibra di carbonio, specie nella zona degli spar caps.

3.3.3.5.3 Tessuti

Evidentemente quasi mai le fibre vengono impiegate come singoli filamenti. Tipicamente vengono raggruppate in “mazzetti” di migliaia di filamenti continui, eventualmente trattati per garantire una certa stabilità e consistenza, chiamati “strand” o “end”. Quando i filamenti sono disposti parallelamente gli uni agli altri si parla di “roving” nel caso di fibre di vetro, e solitamente di “tow” nel caso di fibre di carbonio. I primi sono classificati in base al numero di “strand” che contengono, mentre i secondi vengono sempre designati con il numero di filamenti che li costituiscono: avremo, per esempio, tow da 3K, ossia tremila fibre singole, oppure 6K o 12K ecc... Se le fibre vengono torte, e attorcigliate come i trefoli in una fune, si parla di “yarn”. In commercio i roving, i tow, e gli yarn sono disponibili in rocchetti, avvolgimenti di filo anche di qualche chilometro di lunghezza. Per esempio, l'azienda Zoltek che produce fibre di carbonio per, tra le altre, applicazioni eoliche, mette a disposizione tow da 50K di fibra Panex35 (un tipo di fibra derivata dal precursore chimico PAN) con le seguenti caratteristiche:

<i>Resistenza a trazione</i>	<i>4.137 GPa</i>
<i>Modulo di rigidezza a trazione</i>	<i>242 GPa</i>
<i>Densità</i>	<i>1.81 g/cm³</i>
<i>Diametro fibra</i>	<i>7.2 micrometri</i>
<i>Contenuto di Carbonio</i>	<i>95%</i>
<i>Peso rocchetto</i>	<i>5.5-11 kg</i>
<i>Lunghezza rocchetto</i>	<i>1500-3000 m</i>



I roving, tow e gli yarn possono essere intrecciati a formare tessuti. Il più semplice tessuto che si può concepire è il cosiddetto “tessuto unidirezionale” (UD fabrics). Potrebbe apparire un ossimoro, in realtà non è un vero e proprio tessuto, nel senso che non ci sono fili di trama e ordito che si intrecciano; i mazzetti di filamenti tutti paralleli tra loro (nella direzione dell'ordito, ossia della lun-

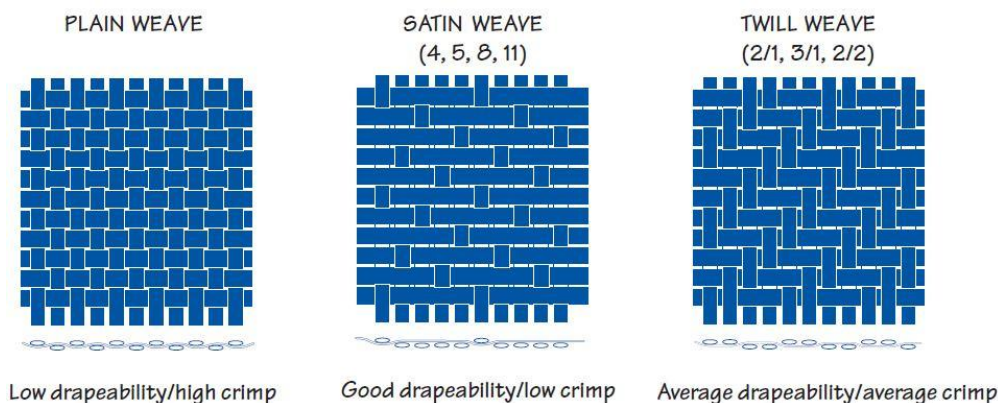
ghezza) sono tenuti insieme da una sorta di cucitura, una maglia che ne mantiene l'integrità e da un limitato numero di fili di trama, o alternativamente da un legante senza la necessità di impiegare cuciture di altro tipo. Il tessuto risultante è costituito da fibre perlopiù allineate nella direzione della lunghezza e pertanto unidirezionale. Un esempio di tessuto UD composto da fibre Panex35 con le relative proprietà è riportato in seguito, sempre dai database della Zoltek:

<i>Resistenza a trazione</i>	<i>1.449 GPa</i>
<i>Modulo di rigidezza a trazione</i>	<i>126 GPa</i>
<i>Resistenza a compressione</i>	<i>809 MPa</i>
<i>Modulo di rigidezza a compressione</i>	<i>107 GPa</i>



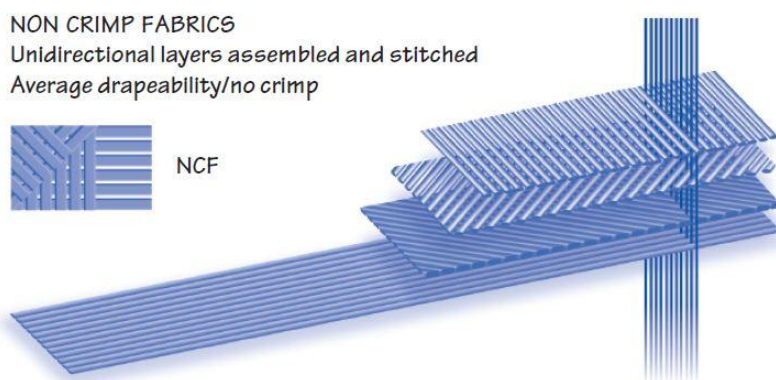
I tessuti veri e propri prevedono, come detto, un intreccio di almeno due tipi di fili: quelli dell'ordito, che corrono in direzione della lunghezza, e quelli della trama in direzione trasversale. Vi è poi anche la possibilità, come accade nei tessuti multiassiali, di tessere fili con un "bias" ossia un angolo rispetto alla direzione dell'ordito, per fornire mediante l'orientamento delle fibre proprietà meccaniche particolari. Si possono distinguere essenzialmente tre tipologie di tessuto, a seconda della modalità con cui trama e ordito si intrecciano: plain weave (PW), twill weave (T) e satin (S).

In figura sono rappresentati degli schemi di questi tipi di tessuto; il plain weave è il più semplice, i fili della trama e dell'ordito si intrecciano con regolarità: in questo caso si avranno dunque molti "crimp", ossia punti in cui i fili si piegano per effetto dell'intreccio e ciò affligge le proprietà meccaniche poiché la zona piegata non è allineata alla direzione del carico e resiste meno, anche la flessibilità del tessuto e quindi la possibilità di drappeggiarlo è scarsa per via dei numerosi intrecci, inoltre la presenza di numerosi intrecci fa sì che la compattezza e quindi pesantezza del tessuto risulta limitata. Il tessuto satin si distingue in "harness" a seconda della sua struttura: per esempio 4 harness satin, significa che il filo della trama passa sopra 3 fili dell'ordito e sotto al quarto e così via, e lo schema si ripete sfalsato per ogni filo di trama. Il tessuto satin è estremamente drappeggiabile e ha un basso contenuto di "crimp" perciò è anche molto resistente. Il tessuto twill ha delle caratteristiche intermedie, si forma in diversi modi, ad esempio un 2/2 significa che il filo della trama passa sopra due fili di ordito e poi ancora sotto altri due, e lo schema si ripete sfalsato dando al tessuto il caratteristico aspetto a diagonale.



Esistono poi i cosiddetti tessuti NCF (Non-crimp fabrics), ovvero tessuti ottenuti senza piegare le fibre in quanto sono sovrapposizioni di differenti lamine unidirezionali ciascuna con fibre orientate secondo la desiderata direzione e cucite insieme ortogonalmente. Vengono spesso utilizzate nella struttura della pala eolica poiché presentano numerosi vantaggi, tra cui:

- Tecnologia economica e che consente di risparmiare tempo
- Resistenza e rigidità in direzione multiple
- Possibilità illimitata di orientare le lamine e quindi personalizzare le proprietà
- Nessuna piegatura delle fibre
- Ottimizzare la distribuzione del peso all'interno del tessuto
- Ridurre i costi di processo



3.3.3.5.4 Carbonio vs vetro nel settore eolico

La sempre maggiore competitività richiesta ha portato i costruttori di aerogeneratori a produrre macchine in grado di catturare una quota parte via via più grande di energia dal vento. Questo ha dato una spinta alla produzione di rotori con pale sempre più lunghe che superano oramai i 45 m con grande frequenza. Man mano che le strutture si fanno più imponenti l'idea di convertire aree della pala da vetro-E a compositi in fibra di carbonio significativamente più rigidi e leggeri è divenuta sensata nonostante i maggiori costi di questi ultimi.

La fibra di carbonio si è già dimostrata una valida alternativa tecnologica per costruttori di altissimo livello quali Vestas Wind Systems (Danimarca) e Gamesa (Spagna). Entrambe le aziende hanno adottato il carbonio diversi anni fa, usandolo in parti selezionate delle loro pale avvantaggiandosi del minor peso ottenibile. Infatti pale più leggere richiedono componenti di torre e turbina meno robuste, cosicché i conseguenti risparmi per ricaduta giustificano i costi addizionali del carbonio. Quindi benché il materiale in sé costi di più, il sistema nel suo complesso costa meno che se fosse fatto interamente di fibra di vetro. Tutto ciò senza contare l'aumento dell'efficienza della turbina nel catturare l'energia eolica consentito dall'aumento della lunghezza della pala. Per esempio, il passaggio alla fibra di carbonio ha permesso a Vestas, inizialmente, di aggiungere 5 m di pala senza alcun aumento di peso. La turbina Vestas V112-3 MW è progettata per aree a basso-medio vento ed è munita di 3 pale da 54.6 m. Queste pale hanno la stessa larghezza di quelle da 44 m di lunghezza della stessa compagnia, ma ovviamente riescono a spazzare un'area che è 55% maggiore. Il risultato è un output energetico considerevolmente maggiore.

Modificare i progetti di turbina già esistenti con pale più lunghe che incorporano il carbonio è diventata un'efficace scorciatoia per il successo commerciale. Infatti benché sarebbe preferibile una progettazione di sistema, la competitività del mercato spinge i costruttori a ridurre sempre più i tempi e ad adottare il carbonio come mezzo per estendere le pale senza aumento del peso ottenendo più energia a partire dagli stessi progetti di turbina.

Attualmente, la fibra di carbonio è usata principalmente nel main spar, l'elemento portante, di pale lunghe più di 45m, sia per sistemi land-based che off-shore. La superiore rigidità e minore densità dei CF consente profili più sottili e pale più rigide e leggere. Secondo una approssimativa regola generale la riduzione in peso che si può ottenere passando da uno spar cap integralmente in vetro a uno di carbonio è del 20%. I sistemi offshore, in cui le turbine più piccole sono da 3 MW, saranno le prime a beneficiare particolarmente delle caratteristiche del carbonio.

Secondo esperti del settore, grazie al carbonio, non sarebbe sorprendente vedere sistemi off-shore da 8-10 MW con pale di 80-100 m in un futuro molto prossimo. Una pala da 100 m costituita interamente di fibra di vetro potrebbe pesare fino a 50 tonnellate; considerando la possibilità di un risparmio in peso del 20-30% utilizzando la fibra di carbonio, vi sarebbe una riduzione di 15 tonnellate che moltiplicata per il numero di pale (generalmente 3) porterebbe a 45 tonnellate in meno: una differenza significativa a dire poco.

In pale così lunghe (ancora in fase di studio e sperimentale) i pesi crescono così vertiginosamente che si stanno studiando modi di integrare il carbonio anche nelle skins per ulteriori riduzioni di peso. Tuttavia, in un progetto convenzionale on-shore, lo spar cap è l'unica zona dove l'uso dei CF è raccomandato; alcune compagnie stanno provando a utilizzare rinforzi ibridi vetro/carbonio nella sezione della radice della pala.

In alcune pale specializzate, è stato incorporato del carbonio nella zona del trailing edge nel tentativo di "sintonizzare" alcune frequenze naturali della pala, utilizzandolo di fatto per ragioni di progettazioni aeroelastica. L'idea è quella di modificare la risposta alle sollecitazioni di una pala con una disposizione asimmetrica delle fibre per plasmare la curva di potenza e ridurre i carichi stessi. Rimpiazzare il vetro-E con il carbonio comporta delle nuove sfide a livello di processo. Come detto il carbonio ha una tolleranza al danno relativamente bassa e la resistenza a compressione e a fatica dipende molto dall'allineamento delle fibre. Inoltre, è più complesso raggiungere un'ottimale bagnabilità delle fibre durante i processi di vacuum infusion; anche per questi motivi, i costruttori optano spesso per l'uso di più costosi prodotti preimpregnati.

Bisogna precisare tuttavia che non tutti i costruttori hanno deciso di passare al carbonio per le loro pale. Questo perché molti hanno decenni di esperienza con la fibra di vetro e sono riusciti a trarre da questa prestazioni che non sfigurano davanti a quelle del carbonio per mezzo di nuove formulazioni, fillers migliorati, rivestimenti delle fibre, agenti di accoppiamento, passaggio a vetro di tipo S. Per esempio la AGY (South Carolina) produce rovings di vetro S-1 HM, con un modulo di rigidità a trazione di 90 GPa (a fronte di un 70-75 del vetro E), destinati all'impiego negli spar caps, bordi di attacco e uscita e nella radice della pala.

La LM Wind Power è riuscita a produrre una pala da 73.5 m interamente di fibra di vetro e resina poliestere. Pesa 20 tonnellate ma ha lo stesso diametro alla radice di 3.2 m del precedente esemplare (della stessa compagnia) di 61.5 m. Un aumento di più di 10 m in lunghezza mantenendo lo stesso diametro alla radice è stato possibile grazie ad un particolare progetto della radice della pala, più compatto ma resistente, che ha consentito di aumentare del 40% il numero di bulloni di collegamento sullo stesso diametro palare.

Anche l'interesse per rinforzi ibridi (vetro E/carbonio, vetro E/aramidi ecc...) è cresciuto notevolmente nel corso dell'ultimo decennio. Secondo un'analisi dei costi e benefici circa la sostituzione delle fibre di vetro con quelle di carbonio per una data pala lunga 8 metri condotta da Ong e Tsai (2000), la completa sostituzione comporterebbe un risparmio in peso dell'80% e un aumento dei costi del 150%, mentre un rimpiazzo parziale (attorno al 30%) porterebbe ad un aumento di "solo" il 90% con una riduzione della metà del peso.



Figura 3.30 Esempio di tessuto (twill 2/2) ibrido vetro/carbonio, soluzione talvolta utilizzata nelle pale eoliche.

3.3.3.5.5 Fibre di basalto

Possono essere considerate affini alle fibre di vetro, e talvolta vengono utilizzate in sostituzione di queste ultime nella struttura della pala eolica, benché più raramente. Con le loro buone proprietà meccaniche, rappresentano un'alternativa molto interessante alle fibre di vetro. Sono il 30% più resistenti, il 15-20% più rigide e il 8-10% più leggere del vetro E, nonché più economiche delle fibre di carbonio. Sono fibre molto sottili ricavate dal basalto, una roccia vulcanica. Appartengono alla categoria delle fibre minerali insieme al vetro o al carbonio, con migliori proprietà meccaniche e fisiche delle prime e con un costo inferiore alle seconde. Hanno un diametro tipicamente di 9-13 micrometri, sono ottimi isolanti termici e acustici, resistenti alle alte temperature e stabili chimicamente. La composizione chimica della fibra dipende dal produttore e dalle percentuali in cui le diverse rocce basaltiche sono sciolte in un unico fuso. Secondo la società Basaltex le percentuali in massa sono: SiO₂ 52%, Al₂O₃ 17%, CaO 9%, MgO 5% e altri componenti.

Per produrre la fibra di basalto è necessario portare la roccia oltre la temperatura di fusione (circa 1400 °C) in modo da garantire una viscosità adeguata per la filatura. Per fare ciò si adopera un fornace di materiale refrattario. Il fuso è quindi estruso attraverso una matrice contenente più boccole in platino-rodio ("Bushing") per produrre fili continui di basalto. Tali fili sono avvolti su una bobina, operazione che ha anche il compito di stirare le fibre in modo da ridurre il diametro ed aumentarne le proprietà meccaniche. Benché abbastanza simili alle fibre di vetro le fibre di basalto presentano proprietà meccaniche superiori ma richiedono una temperatura più elevata per essere filate, richiedendo un maggior dispendio energetico. Inoltre il vetro, essendo trasparente, garantisce un'uniformità di temperatura in tutto il bagno con il semplice utilizzo di bruciatori a gas che forniscono il calore dall'alto. Il basalto invece, essendo di colore nero, assorbe l'energia nell'infrarosso, riscaldandosi solo superficialmente. Questo determina disomogeneità di temperatura nel bagno ed implica la necessità di scaldare il bagno per molte ore per raggiungere condizioni di equilibrio termico. Attualmente si è cercato di ovviare a questo problema utilizzando degli elettrodi immersi nel bagno di basalto fuso, impiegando dei forni ad arco.

3.3.3.5.6 Fibre aramidiche e naturali

Le fibre aramidiche (aromatic polyamide) hanno un'elevata resistenza meccanica, sono dure e tolleranti al danno. Tuttavia la resistenza a compressione è anche più bassa di quella del carbonio. Le proprietà meccaniche sono: modulo E 133-135 GPa, densità 1.44 kg/m³, deformazione a rottura 2.5-4%. Vennero introdotte dall'azienda DuPont con il nome commerciale di Kevlar. L'aspetto negativo è che questo tipo di fibre assorbono l'umidità, possono degradare sotto l'influenza delle radiazioni ultraviolette e hanno un'adesione relativamente scarsa alle matrici polimeriche. In alcuni casi possono essere utilizzate delle fibre naturali. Un'azienda francese (La Tolerie Plastique LTP) venne premiata con il JEC 2010 Innovation Award for Wind Energy per lo sviluppo di piccoli aerogeneratori costituiti per il 100% di materiali biodegradabili, quali tessuti di lino e matrice PLA (polylactic acid).

3.3.3.5.7 Nanotubi di carbonio

In particolari condizioni gli atomi di carbonio si dispongono secondo strutture ordinate di forma sferica dette fullereni. Dopo un successivo rilassamento, la struttura tende ad arrotolarsi su sé stessa, dando origine alla tipica struttura cilindrica: questi sono i nanotubi di carbonio. Essi possono essere considerati, analogamente al fullerene, come una delle forme allotropiche del carbonio. A grandi linee, si possono suddividere in due categorie: nanotubi a parete singola (single-walled carbon nanotube) costituiti da un singolo foglio grafítico avvolto su sé stesso; nanotubi a parete multipla (multi-walled carbon nanotube) formati da più fogli avvolti coassialmente uno sull'altro. Il corpo del nanotubo è formato da soli esagoni, mentre le strutture di chiusura sono formate da esagoni e pentagoni; proprio per questa conformazione di esagoni e pentagoni, i nanotubi presentano spesso dei difetti strutturali o delle imperfezioni che deformano il cilindro. Il diametro di un nanotubo è compreso tra un minimo di 0.7 nm e un massimo di 10 nm. L'elevatissimo rapporto tra lunghezza e diametro (nell'ordine di 10⁴) consente di considerarli come delle nanostrutture virtualmente mono-dimensionali e conferisce a queste molecole delle proprietà veramente peculiari. Il nanotubo a singola parete è un materiale molto resistente alla trazione. Si sa che la resistenza meccanica di un corpo dipende da numerosi fattori, tra i quali la forza dei legami atomo-atomo del materiale costruttivo e l'assenza di difetti strutturali nel reticolo. La presenza di difetti gioca un ruolo fondamentale nei processi di rottura per trazione, diminuendo enormemente la forza necessaria a rompere un corpo. Per portare a rottura un nanotubo privo di difetti occorre spezzare tutti i legami ibridizzati carbonio-carbonio che lo compongono. La tensione ultima a rottura di un nanotubo a singola parete privo di difetti è paragonabile al valore teorico corrispondente al legame carbonio-carbonio in un anello benzenico; questa caratteristica lo rende il materiale organico più resistente, in grado di rivaleggiare con materiali inorganici monocristallini (i cosiddetti whiskers). Una fibra sintetica fatta di nanotubi di carbonio sarebbe quindi la più resistente mai realizzata. Se le proprietà di resistenza vengono rapportate alla densità del materiale allora si può affermare che il nanotubo è il miglior materiale che l'ingegneria abbia prodotto. Essi sono struttura anche molto flessibili, possono essere piegati ripetitivamente fino a circa 90° senza rompersi o danneggiarsi. Queste caratteristiche li rendono ideali per l'uso come fibre di rinforzo nei materiali compositi ad alte prestazioni, e in particolare nel settore eolico come rinforzi per matrici polimeriche, in sostituzione alle fibre di vetro e carbonio.

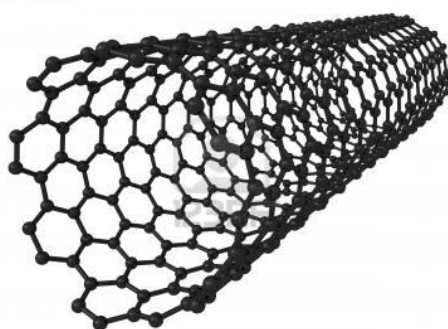


Figura 3.31 Esempio di nanotubo di carbonio (single-walled) con in evidenza l'arrangiamento ad esagoni degli atomi di carbonio tipico della struttura grafitea.

3.3.3.5.8 Matrici polimeriche

A causa dei requisiti di basso peso per le pale, i polimeri sono la scelta principale come materiale per la matrice. Come notato sopra, la matrice in un composito controlla la tenacità a frattura, resistenza alla delaminazione, la resistenza e rigidità fuori dal piano, e influenza la vita a fatica di un composito. Tipicamente, le matrici più utilizzate sono di tipo termoindurente (poliestere insaturo, epossidica, vinilestere) o più raramente termoplastico. I compositi basati su matrici termoindurenti rappresentano circa l'80% del mercato dei polimeri rinforzati (Nijssen 2007, Joncas 2009). I vantaggi dei termoindurenti sono la possibilità di reticolare (curing) a temperatura ambiente o comunque bassa, viscosità più bassa (pertanto consentendo una migliore impregnazione e adesione). Inizialmente le più utilizzate nelle pale eoliche sono state le resine poliesteri insature. Con lo sviluppo di turbine di grande e grandissima taglia, le resine epossidiche hanno sostituito le poliesteri e sono oggi quelle utilizzate più spesso. Mentre il poliestere è meno costoso e più facile da lavorare (non necessita ad esempio di post-curing), i sistemi epossidici sono più resistenti (alta resistenza a trazione e flessionale) e più durevoli se comparati con le resine poliesteri. Inoltre le matrici epossidiche assicurano migliori proprietà a fatica, e, non ultimo, la produzione di compositi basati su resine epossidiche è più compatibile con le esigenze dell'ambiente. Tuttavia, studi recenti (condotti tra gli altri dall'azienda svizzera DSM Composite Resins) caldeggiavano un ritorno alle resine poliesteri insature adducendo, tra gli altri, motivi quali il più veloce tempo ciclo, una migliorata efficienza energetica nel processo di produzione, asserendo che i nuovi poliesteri sviluppati rispondono a tutti i requisiti di resistenza e durezza necessari anche per le pale più grandi. Riportiamo ora un esempio di resina epossidica, prodotta dall'azienda Hexcel attiva nel settore eolico, con le principali proprietà meccaniche (resina curata a 120 °C):

	HexPly® M9G
<i>Resistenza a trazione</i>	85 MPa
<i>Modulo a trazione</i>	3.2 GPa
<i>Deformazione a rottura</i>	3.75%
<i>Resistenza flessionale</i>	136 MPa
<i>Modulo a flessione</i>	3.2 GPa
<i>Temp. di transizione vetrosa</i>	120 °C
<i>Densità resina curata</i>	1.2 g/cm ³

Le matrici termoplastiche rappresentano un'interessante alternativa a quelle termoindurenti; l'importante vantaggio dei compositi termoplastici è la loro riciclabilità. I loro svantaggi principali sono la necessità di alte temperature di processo (che causano un aumento del consumo di energia e possono influenzare le proprietà delle fibre) e difficoltà nella produzione di parti grandi (oltre i 2 metri) e spesse (oltre i 5 mm) per via della viscosità molto più elevata. Per intenderci la viscosità di un termoplastico è nell'ordine di 10^2 - 10^3 Pa*s, mentre per un termoindurente è attorno a 0.1-10 Pa*s. Inoltre i termoplastici hanno temperature di fusione inferiori a quelle di decomposizione e pertanto possono essere riformati e non degradano subito dopo la fusione. Mentre la tenacità a frattura dei termoplastici è superiore a quella dei termoindurenti, il comportamento a fatica dei primi non è in generale all'altezza di quello dei secondi, sia con fibre di vetro che con carbonio. Altri vantaggi dei termoplastici includono una maggiore elongazione a frattura, possibilità di automatizzare i processi, e una vita a scaffale illimitata dei materiali grezzi. È da sottolineare come lo sviluppo di materiali per matrici che reticolino più velocemente e a temperature più basse è un'importante area di ricerca. Questo perché, tempi di cura più rapidi e temperature inferiori consentono di ridurre il tempo di processo e di automatizzare la produzione. In alcuni casi, agenti tiossotropici sono usati per controllare la viscosità delle resine durante la fabbricazione.

In parecchi lavori, è stata dimostrata la possibilità di migliorare le proprietà dei compositi aggiungendo nanorinforzi nella matrice. Aggiungere piccole quantità (nell'ordine di 0.5% in peso) di nanorinforzi (e.g. nanotubi di carbonio, o nanoparticelle quali nanoclay) nella matrice, rivestimenti della fibra con composizioni opportune (chiamate "size") o strati tra lamina e lamina consentono di aumentare la resistenza a fatica, la resistenza al taglio e di compressione come pure la tenacità a frattura di una notevole percentuale.

In sostanza, si può affermare che, a parte la classica soluzione epossidica/vetro E largamente utilizzata per pale di medio e grande taglia, vi sono parecchie direzioni di sviluppo promettenti verso compositi più resistenti, affidabili ed economicamente producibili, tra esse:

- Fibre ad alta resistenza (vetri resistenti, carbonio, aramidi, e altre fibre) possono assicurare rigidità superiori e talvolta migliore resistenza meccanica e al danneggiamento; gli svantaggi sono costi superiori e in alcuni casi resistenza a compressione inferiore (fibre di carbonio) e alta sensibilità a difetti locali (e.g. disallineamenti). Compositi ibridi con un misto di rinforzo di vetro e fibre a più alta resistenza consentono di raggiungere una combinazione di maggiori prestazioni con un aumento limitato del costo.
- Le matrici a resina termoplastica, in opposizione alle largamente diffuse matrici epossidiche, sono riciclabili, possono essere riformate dopo la fusione e hanno superiori deformazioni a frattura. I loro svantaggi sono alte temperature di processo e più alte viscosità, il che comporta processi più lunghi e costosi. Resine con tempi di cura più brevi e più basse temperature di reticolazione permetterebbero di ridurre i tempi di processo e automatizzare la produzione. In più, matrici nanomodificate e il rivestimento delle fibre ("fibre sizing") consentono di incrementare la resistenza a fatica dei compositi.

3.3.3.5.9 Matrici polimeriche biodegradabili

La maggior parte delle materie plastiche sono state tradizionalmente ottenute da polimeri sintetici che sono derivati da risorse naturali non rinnovabili, non sono biodegradabili e sono difficili da

riciclare. La biodegradabilità significa che alcune specie microbiche presenti nell'ambiente (ad esempio, microorganismi nel suolo e nell'acqua) provvederanno a degradare parzialmente (o perfino interamente) il materiale polimerico, qualora questo si trovi in particolari condizioni ambientali e senza rilasciare sottoprodotti tossici. I prodotti finali della degradazione della porzione biodegradabile del materiale sono anidride carbonica e acqua. Tre diverse plastiche biodegradabili sono state sviluppate finora. Possiedono caratteristiche differenti e degradano in tempi diversi, compresi da pochi mesi e pochi anni:

1. Il sistema a base di amido è il più avanzato tra i tre tipi di bioplastiche in termini di capacità di produzione. L'amido può essere estratto da patate, frumento, riso e granturco. I granuli di amido vengono trasformati in una polvere che, a sua volta, viene riscaldata e diventa un liquido appiccicoso; diversi leganti e additivi vengono mescolati nell'amido per conferire speciali caratteristiche. Il liquido viene poi raffreddato, formato in granuli e processato con apparecchiature convenzionali di lavorazione della materie plastiche.
2. Nel sistema a base lattica, si produce acido lattico a partire dalla fermentazione di granturco o di altre materie prime alimentari; l'acido lattico viene poi polimerizzato per produrre una resina di poliesteri.
3. Nel terzo sistema, alcuni acidi organici vengono aggiunti ad alcune materie prime dello zucchero. Attraverso un processo appositamente sviluppato la reazione produce un polimero altamente cristallino e molto rigido che dopo ulteriori trasformazioni, si comporta in modo simile ai polimeri sviluppati a partire dal petrolio.

Il punto fondamentale è che oggi il costo dei polimeri biodegradabili è sostanzialmente maggiore rispetto a quello dei polimeri sintetici.

In particolare con l'acronimo PLA si intende l'acido polilattico che è il polimero dell'acido lattico. Le sue proprietà meccaniche variano da quelle di un polimero amorfo a quelle di un semicristallino; proprietà intermedie a quelle del PET (polietilene) e del polistirene.

3.3.3.5.10 Materiali sandwich

Come visto, nella struttura della pala, vi è un largo impiego di materiali sandwich sia nelle shear webs che nel rivestimento aerodinamico.

Questi sono una speciale classe di materiali compositi ottenuta attaccando due sottili ma rigide pelli o facce ad un materiale interposto detto core, spesso e leggero. Normalmente il materiale del core ha una resistenza meccanica piuttosto bassa ma il suo spessore maggiore consente di tenere le facce più separate possibili conferendo alla struttura elevata rigidità flessionale con una densità complessiva contenuta.

La filosofia del pannello sandwich è proprio quella di coniugare estrema leggerezza con elevata rigidità flessionale. È una struttura caratterizzata da elevata rigidità e resistenza specifiche, nonché ottime proprietà a fatica, in grado di fornire isolamento termico e acustico, resistenza alla corrosione, tenacità a frattura, tutte qualità fondamentali per una pala eolica. Come materiali del core vengono comunemente utilizzati schiume porose (a cella aperta o chiusa) come polivinilcloride (PVC, molto diffuso), poliuretano, polietilene, polistirene, schiume metalliche o in alternativa legno di balsa, e strutture a nido d'ape (honeycomb).

Ampiamente usate come pelli sono laminati di polimeri termoplastici o termoindurenti (poliesteri insaturi, epossidici) rinforzati con fibre di vetro o carbonio. In alcuni casi si possono utilizzare anche lamine di metallo (tipicamente alluminio).

Il core è legato alle facce mediante adesivo o in caso di componenti metalliche per brasatura.

La resistenza del materiale composito dipende largamente da due fattori:

1. Le pelli esterne: quando sottoposto a momento flettente una delle due pelli è in tensione, l'altra in compressione, più spesso è il materiale che separa le pelli più resistente sarà il composito.
2. L'interfaccia tra il core e la pelle: poiché le tensioni di taglio variano rapidamente nel composito tra il core e la pelle, anche lo strato adesivo deve supportare una certa quota parte di forza di taglio; se il legame adesivo non è sufficientemente resistente, l'esito più probabile è la delaminazione.

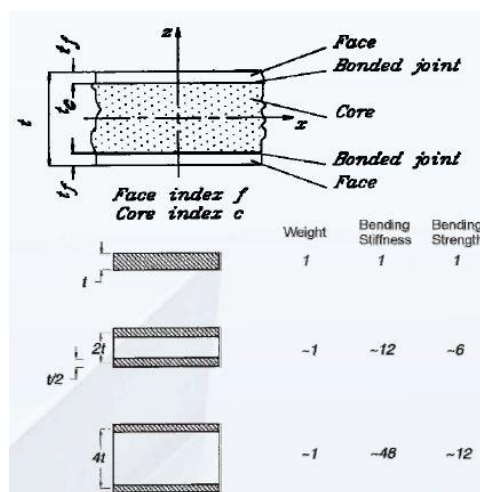


Figura 3.32 Principio fondamentale di un materiale sandwich: si vede che a parità di peso, si ottengono pannelli via via più rigidi a flessione semplicemente distanziando tra loro le facce o pelli e interponendo un materiale leggero (core).

3.4 PROCESSI DI FABBRICAZIONE DELLE PALE

3.4.1 Panoramica

Vi sono diverse opzioni per produrre pale eoliche in materiale composito o in metallo, le più importanti delle quali sono riassunte di seguito:

Wet (Hand) lay-up

Questa tecnica relativa a materiali compositi in fibra, perlopiù di vetro ma non solo, comporta la disposizione di diversi strati di tessuto in uno stampo. Ciascuno strato è bagnato in un legante (resina poliestere o epossidica con l'aggiunta di un induritore). La stratificazione è tipicamente fatta a mano, con la resina che viene forzata a impregnare le fibre mediante rulli e spatole. In questo metodo vi sono due parti da stampare, una per la superficie superiore e l'altra per quella inferiore. Quando le due metà della pala sono realizzate vengono estratte dagli stampi. Vengono poi legate insieme solitamente tramite giunti adesivi con lo spar (fabbricato separatamente) nel mezzo. L'hand lay-up

è molto labor-intensive (richiede della manodopera specializzata e a seconda delle dimensioni del pezzo anche numerosa). Inoltre è difficile assicurare consistenza (riproducibilità e costanza nella qualità) ed evitare difetti nel prodotto. Un'altra difficoltà è che i fumi rilasciati nell'aria rendono il processo pericoloso per la salute degli operatori.

Tecnologia dei preimpregnati (Prepreg)

Nel metodo dei preimpregnati, i tessuti di fibra vengono impregnati in una fase preliminare con una resina che rimane solida a temperatura ambiente. Dopo che tutti gli strati sono stati opportunamente disposti nello stampo, questo è interamente riscaldato cosicché la resina dapprima si ammorbidisca e prenda a fluire per poi indurire permanentemente. Il riscaldamento si realizza in un forno a bassa temperatura o in autoclave. Uno dei vantaggi del metodo è che il rapporto resina/rinforzo è ottimale e consistente ed è più semplice ottenere buoni risultati in termini di prestazioni del prodotto finale. D'altro canto, il costo del materiale è superiore ed è complesso e costoso fornire un riscaldamento omogeneo per pale di grandi dimensioni.

Resin Infusion Process

Nei processi a infusione di resina, tessuti di fibra asciutti sono disposti nello stampo e solo successivamente, la resina è forzata con qualche metodo a fluire tra le fibre del rinforzo. Il metodo più diffuso oggi è conosciuto come Vacuum-assisted Resin Transfer Molding (VARTM). In questo metodo l'aria può essere rimossa da un lato dello stampo mediante una pompa a vuoto. Un sacco a vuoto è disposto sopra la stratificazione in modo tale che la resina da una riserva esterna venga spinta attraverso il rinforzo dalla pressione atmosferica negli interstizi evacuati dalla pompa a vuoto. Questo metodo evita molti dei problemi legati alla qualità tipici di tecniche più imprecise come il wet lay-up. Un vantaggio aggiuntivo è che non vengono rilasciati agenti tossici nell'aria, e quindi più sicurezza per la salute degli operatori. Una variante del metodo VARTM è lo SCRIMP (Seeman Composite Resin Infusion Process) che venne sviluppato dalla TPI Inc.

Pultrusione

La pultrusione è un metodo di fabbricazione nel quale il materiale è tirato attraverso una matrice per formare un oggetto di sezione trasversale specifica ma lunghezza indefinita. L'oggetto è successivamente tagliato nella lunghezza desiderata. Il materiale può essere o metallo (e in questo caso il processo viene definito più propriamente "trafilatura") o composito. Se si utilizza un composito, occorre provvedere all'aggiunta di resina e al riscaldamento della matrice per procedere alla cura della resina. La pultrusione è adatta per realizzare pale con sezione trasversale costante (corda e spessori costanti) com'è tipico delle turbine eoliche ad asse verticale. Finora, tuttavia, il metodo non si è dimostrato adatto per la produzione di pale svergolate o rastremate caratteristiche delle turbine ad asse orizzontale.

Filament winding

Questa è un'altra tecnica per realizzare pale in fibra ma il processo è molto differente dai metodi che utilizzano uno stampo accennati precedentemente. In questa tecnica le fibre sono avvolte attorno a un mandrino con la resina che viene applicata simultaneamente. Il metodo è stato sviluppato in origine per l'industria aerospaziale, può essere automatizzato e dar luogo a prodotti consistenti.

Tuttavia è complesso da utilizzare con forme concave. È anche complesso allineare le fibre nella direzione longitudinale della pala cosa che spesso è desiderabile.

Compression molding

In questa tecnica, le fibre e la resina sono piazzati in uno stampo in due parti che vengono poi chiuse. Calore e pressione vengono applicate finché il prodotto è pronto. Questo metodo ha diversi vantaggi ma finora non si è dimostrato adattabile a pale di grandi dimensioni. Potrebbe essere utile tuttavia per pale di dimensioni inferiori.

Wood-epoxy saturation technique (WEST)

Talvolta le pale eoliche possono essere costituite di laminati legno-resina epossidica. In questo caso la procedura è simile a quella del wet lay-up. Si utilizza il processo WEST, sviluppato originariamente dall'azienda Gougeon Brothers Inc.® per la costruzione di imbarcazioni. La principale differenza è che anziché usare tessuti si usano lamine di legno. In più, lo spessore della skin rispetto a quello della pala è solitamente superiore che in una pala in fibra e piuttosto che una spar a scatola chiusa a fornire rigidità è una striscia di compensato.

3.4.2 Processi tecnologici principali

3.4.2.1 Wet/Hand lay-up

La stratificazione manuale è stato il metodo più popolare di fabbricazione delle pale eoliche durante tutti gli anni 80'. Il costo di una tipica pala in composito usando questo approccio era dovuto per metà alla manodopera e per metà ai materiali. Strati multipli di tessuto in fibra di vetro venivano individualmente disposti a mano e rivestiti di resina. Questa tecnica rende complesso raggiungere un rapporto vetro/resina ottimale e una riproducibilità per quanto concerne la qualità e le prestazioni della pala. Il contenuto in fibra era normalmente attorno al 60% in peso se non meno rispetto al desiderabile 70%. Aspetti negativi di questo metodo includono inquinamento dell'aria e condizioni di lavoro indesiderabili dovute principalmente a sostanze volatili come lo stirene che viene emesso durante la reticolazione della resina poliestere.

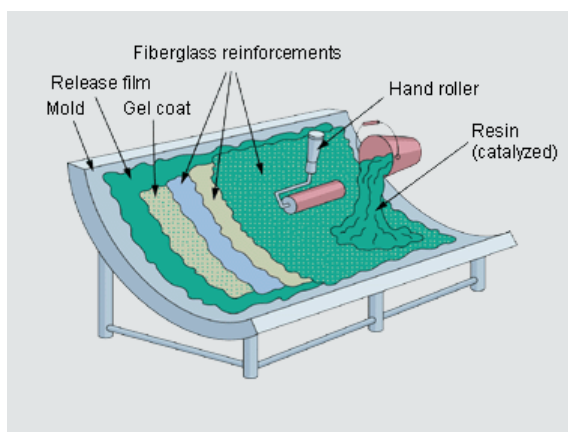


Figura 3.33 Rappresentazione schematica del processo di hand lay-up. In figura gli elementi principali: lo stampo (mold), la pellicola di distaccante (release film), il rivestimento di gel (gel coat), rinforzi di fibra di vetro, rullo (hand roller) e resina premiscelata con il catalizzatore (resin catalyzed).

Questo metodo è senz'altro il più semplice ed economico, soprattutto adottato per pale di piccole dimensioni, per applicazioni di livello domestico. Innanzi tutto sullo stampo viene applicato uno strato di agente distaccante affinché si possa agevolmente estrarre il pezzo dallo stampo stesso (demolding o sformatura) alla fine del processo. Successivamente sopra il distaccante si deposita uno strato di gel coat per motivi estetici, un rivestimento che serve a garantire lucidità alla superficie esterna del pezzo: ha uno spessore uniforme di 0.5 millimetri, non più sottile perché non riuscirebbe a coprire la trama e l'ordito dei tessuti sottostanti, né troppo spesso per evitare che si scrosti a causa della scarsa resistenza. Occorre inoltre rispettare i tempi di applicazione: cominciare a stendere le fibre troppo presto le farebbe invischiare nel rivestimento di gel, ma troppo tardi non aderirebbero sufficientemente perché il gel sarebbe troppo solido. Dopo il gel coat si procede con l'applicazione del primo strato di resina (perlopiù termoindurente e in particolare poliestere insaturo) mediante pennelli o più raramente pistole a spruzzo. Dopodiché si applica il primo strato di rinforzo; questo sarà un mat (fibre random) con grammatura relativamente leggera per favorire l'ottenimento di una superficie liscia. È bene sottolineare che ci si riferisce in generale a resina poliestere e fibre di vetro poiché il composito che risulterà sarà discreto ma non eccezionale a livello di prestazioni a causa delle intrinseche limitazioni del processo tecnologico stesso e non avrebbe senso utilizzare fibre o resine più costose a fronte di un miglioramento nelle prestazioni limitato.

Il mat che si utilizza può essere a fibre corte in mazzetti o fibre lunghe singole. La fase successiva è l'impregnazione del mat o mediante una spatola che schiaccia il tessuto nella resina o con un rullo di gomma con cui si applica pressione e si allontana verso i bordi l'eccesso di resina e eventuali infiltrazioni d'aria. Infine si ripete l'operazione diverse volte con strati più pesanti seguendo la struttura prefissata. La stratificazione a mano è un processo artigianale, alla portata di tutti. La qualità finale del prodotto è legata all'abilità ed esperienza degli operatori. Richiede investimenti minimi per quanto riguarda le attrezzature, le lavorazioni successive sono ridotte al minimo; è una tecnica molto flessibile solitamente usata con reticolazione a temperatura ambiente. Tra i limiti tuttavia si annoverano i seguenti:

- Tempi di produzione elevati (occorre lavorare con meticolosità, lasciar reticolare resina)
- Personale addestrato e numeroso se oggetto di grandi dimensioni
- Prestazioni del composito non eccezionali (volume percentuale di fibra non altissimo)
- Variabilità nella qualità finale a seconda dell'operatore



Figura 3.34 Esempio di deposizione a mano sullo stampo da parte di un gruppo di operatori di differenti strati di tessuto di rinforzo.

3.4.2.2 Utilizzo di materiale preimpregnato (Prepreg)

La delicata fase di impregnazione viene delegata alla stessa industria che produce la resina, questo spiega perché dal punto di vista qualitativo e dell'equilibrio fra resina e fibra sia un prodotto ottimale. Si utilizza perlopiù resina epossidica perché questa può essere portata al cosiddetto “stadio B”. Di norma la resina (allo stato liquido) viene miscelata con un induritore, sottoposta ad un trattamento termico (la cura) in cui reticola; la sua viscosità che inizialmente cala dopo un certo intervallo di tempo a causa dell'inizio del processo di reticolazione comincia ad aumentare e il prodotto assume una consistenza solida. Invece la resina epossidica quando sottoposta ad una temperatura inferiore a quella di cura e per un periodo più breve comincia a reticolare ma il processo viene bloccato a causa del breve tempo lasciatogli. La resina da liquida diventa un solido gommoso e appiccicoso al tatto; è questo stato ad essere definito “stadio B”.

Per produrre il preimpregnato si parte da lamine unidirezionali di fibra impregnate con resina liquida. Successivamente si toglie l'eccesso di resina, viene migliorata l'impregnazione delle fibre. Il laminato viene preso tra due fogli di polietilene (sopra e sotto) fatto passare attraverso una matrice dove viene effettuata la “precura” che lo porta allo stadio B, il foglio viene poi tagliato e arrotolato (possibile poiché la consistenza è gommosa e i film di polietilene evitano che si attacchi). Il rotolo va poi conservato in frigorifero ad almeno -18°. Questo perché, se lasciato fuori alle condizioni ambientali, il prepreg lentamente nel corso del tempo prosegue il processo di reticolazione diventando sempre più duro e meno adesivo. Il periodo di conservazione in frigo può arrivare indicativamente anche a 12-18 mesi. Arrivato il momento di utilizzarlo, si estrae dal frigo lasciando che torni a temperatura ambiente all'interno del contenitore in cui era stato messo nel refrigeratore per evitare che la condensa si formi direttamente sul materiale. Dopodiché si svolge il prepreg, si tolgono le pellicole di polietilene e lo si applica facendo attenzione a non intrappolare bolle d'aria.

Utilizzando i prepreg le operazioni sono molto più pulite (non si utilizza liquido), il processo di impregnazione è condotto dai chimici ed è perciò ottimale; il costo è superiore, poiché ovviamente si ha un costo aggiuntivo rispetto a quelli di fibre e resina insieme, e il processo di precura deve essere eseguito a regola d'arte.

La deposizione del materiale preimpregnato sullo stampo può avvenire secondo differenti modalità: la classica deposizione manuale/non automatizzata possibile con tutti i tipi di rinforzo (vetro, carbonio, kevlar®) sia con tessuti unidirezionali che non, e a varie larghezze; adatta per parti di forma complessa, pannelli sandwich o monolitici, per bassi o medi volumi di produzione. Vi è poi la possibilità di una deposizione automatizzata definita Automatic Tape Laying (ATL) perlopiù di rinforzi unidirezionali o tessuti di vetro, wet peel ply, e prepreg con mesh metalliche; adatta per parti monolitiche con curvature medio-basse. Infine è possibile una deposizione di stretti nastri di prepreg unidirezionali chiamata Automatic Fibre Placement (AFP) adatta a parti monolitiche con curvature complesse medio-grandi.

I prepreg possono essere processati in differenti modi, avendo ben presente che per parti di importanti dimensioni degli stampi riscaldati sono preferibili al forno. I due principali processi utilizzati per produrre componenti dai preimpregnati sono il vacuum bag/oven (ossia l'applicazione di un sacco a vuoto e l'inserimento del pezzo in un forno o in uno stampo riscaldato) e il processo in autoclave. Nel primo caso semplicemente si dispone un sacco a vuoto flessibile e sigillato sulla stratificazione di prepreg effettuata in precedenza, si fa il vuoto mediante una pompa (e quindi la pressione applicata è di 1 atmosfera) e si inserisce il tutto in un forno per far avvenire il processo di

reticolazione; nel secondo il pezzo viene inserito in autoclave, per cui oltre al vuoto e al riscaldamento è applicata anche una pressione supplementare che può arrivare anche a 10 bar.

Riportiamo ora e commentiamo un esempio di prodotto prepreg, direttamente dai data sheet della Hexcel, una delle principali aziende produttrici per il settore eolico e non solo. Si tratta dell' Hex-Ply® M91, un prepreg costituito di resina epossidica e rinforzato con un tessuto unidirezionale di fibra di carbonio.

Physical Properties	Units	M91/34%/UD194/IM10-12K	M91/34%/UD194/IM7-12K	M91/34%/UD194/AS7-12K
Fiber Weave/UD Fiber Mass	g/m ²	IM10 UD 194	IM7 UD 194	AS7 UD 194
Nominal Prepreg Mass	g/m ²	294	294	294
Theoretical Calculated Cured Ply Thickness	mm (inch)	0.184 (0.0072)	0.184 (0.0072)	0.184 (0.0072)
Theoretical Calculated Fiber Volume	%	58.9	59.2	58.7
Resin Density	g/cm ³ (lbs/ft ³)	1.28 (80.2)		
Fiber Density	g/cm ³ (lbs/ft ³)	1.79 (111.7)	1.78 (111.1)	1.80 (112.4)
Theoretical Calculated Laminate Density	g/cm ³ (lbs/ft ³)	1.58 (98.63)	1.57 (98.00)	1.58 (98.63)

Nella tabella soprastante sono indicate alcune proprietà fisiche dei tre preimpregnati unidirezionali presi in considerazione. Innanzi tutto chiariamo il significato della nomenclatura che designa ciascun prodotto: per esempio, la sigla M91/34%/UD194/IM10-12K, sta ad indicare che il tipo di resina (epossidica) impiegata è M91, il contenuto percentuale in peso di resina è il 34%, il tipo di tessuto è unidirezionale (UD) e il peso areale di fibra è 194 gsm (g/m²), il tipo di fibra di carbonio è IM10, e 12K ci dice che il singolo tow è composto da 12 mila filamenti. I tre casi mostrati differiscono solo per il tipo di fibra: abbiamo la IM10 che è una fibra a modulo intermedio basata sul PAN con una resistenza a trazione di 6964 MPa (ci si riferisce al tow da 12K), una rigidità di 303 GPa, deformazione a rottura di 2.1%, densità 1.79 g/cm³, diametro del filamento 4.4 micrometri, e contenuto in carbonio del 95%; poi la IM7, anch'essa a modulo intermedio, basata sul PAN, con una resistenza di 5670 MPa, rigidità 276 GPa, deformazione a rottura 1.9%, densità 1.78 g/cm³, diametro 5.2 micrometri, 95% di contenuto di carbonio; infine la AS7, una fibra ad alta resistenza e

deformazione, basata sul PAN, con una resistenza di 4830 MPa, un modulo di 241 GPa, deformazione 1.8%, densità 1.79 g/cm³, diametro 6.9 micrometri e contenuto di carbonio 94%.

I precedenti prepreg unidirezionali, dopo una cura in autoclave a 180 °C per 120 minuti presentano le seguenti proprietà meccaniche (normalizzate al 59% di volume percentuale in fibra):

Mechanical Properties	Units	Temp °C (°F)	M91/34%/UD194/IM10-12K	M91/34%/UD194/IM7-12K	M91/34%/UD194/AS7-12K
Glass Transition Temperature	°C (°F)		185 - 190 (365 - 374)		
Method			EN 6032 – DMA extrapolated onset E'		
Tensile Strength	MPa (ksi)	23 (7.3)	3520 (510)	2980 (432)	2580 (374)
Tensile Modulus	GPa (msi)	23 (7.3)	176 (25.5)	165 (23.9)	142 (20.6)
Method			ASTM D3039 (1)		
Compression Strength	MPa (ksi)	23 (7.3)	1880 (27.3)	1860 (270)	1350 (196)
Compression Modulus	GPa (msi)	23 (7.3)	156 (22.6)	150 (22)	123 (17.8)
Method			ASTM D695 (2)		EN 2850A
ILSS	MPa (ksi)	23 (7.3)	105 (15)	110 (16)	115 (17)
Method			EN 2563		
Open Hole Tension	MPa (ksi)	23 (7.3)	610 (88)	505 (73)	-
Method – (25/50/25) (gross section)			ASTM D5766 (3)		
Open Hole Compression	MPa (ksi)	23 (7.3)	310 (45)	315 (46)	315 (46)
Method – (25/50/25) (gross section)			ASTM D6484		
CAI @ 30.5J	MPa (ksi)	23 (7.3)	350 (51)	350 (51)	300 (44)
Method – (25/50/25)			ASTM D7136 & D7137		

Si può notare come il prepreg con fibre IM10 abbia le migliori proprietà meccaniche: 3520 MPa di resistenza a trazione (quindi molto buona), 176 GPa di modulo di rigidezza a trazione, una resistenza a compressione di 1880 MPa, un modulo a compressione di 156 GPa e una resistenza al taglio interlaminare di 105 MPa. Gli altri due prepreg hanno proprietà inferiori, salvo che per la ILSS che invece aumenta utilizzando fibre IM7 e AS7: si passa da 105 a 110 e 115 MPa.

Un altro esempio di materiale preimpregnato che però utilizza tessuto non unidirezionale è l' HexPly®200, un sistema a resina fenolica rinforzato mediante tessuti in fibra di carbonio o vetro E. Sono riportati tre esempi in cui a parità di resina viene variato il tipo di rinforzo (e lievemente la percentuale di contenuto di resina): nel primo caso abbiamo delle fibre di carbonio ad alta resistenza intessute in un plain weave con un peso areale di 193 g/m² (vedasi il paragrafo sui tessuti); nel secondo caso un 8 "harness" satin di fibra di vetro E, del peso di 305 g/m² e infine un 5H satin di fibra di carbonio di 285 g/m². Vengono illustrate le proprietà con riferimento a un prepreg curato a 150°, sia nella direzione dell'ordito (Warp) che della trama (Weft).

	Method		200/40%/G1051	200/38%/644	200/40%/G803
Reinforcement			High Strength 3K carbon, plain weave, 193 g/m ²	E glass, 8H satin, 305 g/m ²	High Strength 3K carbon, 5H satin, 285 g/m ²
Tensile Strength, MPa	pr EN2561	Warp Weft	750 -	520 380	550 -
Tensile Modulus, GPa	pr EN2561	Warp Weft	70 -	- -	58 -
Flexural Strength, MPa	pr EN2562	Warp Weft	950 -	490 340	650 -
Flexural Modulus, GPa	pr EN2562	Warp Weft	65 -	29 23	60 -
Inter Laminar Strength, MPa	pr EN2563	Warp Warp 80°C Warp 100°C	40 -	40 21	35 - 28
Compression Strength, MPa	DIN 65380	Warp	-	365	-

200/40%/G1051 results obtained with 60% fibre volume laminate

200/38%/644 results obtained with 50% fibre volume laminate

200/40%/G803 results obtained with 57% fibre volume laminate

Dai database di un'altra azienda leader nel settore eolico, la Gurit®, si riporta una tabella riassuntiva delle proprietà di un tipico prodotto preimpregnato per funzioni strutturali, lo SparPreg™ che è un preimpregnato unidirezionale avanzato, sviluppato per rendere possibile una fabbricazione economica di spar caps unidirezionali nel caso di progetti di pale molto esigenti.

Cured Laminate Properties

Cured using recommend minimum cure of 45 minutes at 120°C.

Property	Unit	Carbon Fibre Option 1	Carbon Fibre Option 2	Test Standard
Filaments per tow	-	48K	50K	-
Density	g/cm ³	1.8	1.8	
Fibre Modulus	GPa	255	242	
Fibre Strength	GPa	4.3	3.8	
Fibre Volume Fraction	%	56	56	ISO 1172
Tg1 by DMA	°C	110 - 120	110 - 120	ASTM D7028
Tensile Strength*	MPa	2234	1835	ISO 527-5 Type A
Tensile Modulus*	GPa	140	135	ISO 527-5 Type A
Transverse Tensile Strength	MPa	45	56	ISO 527-5 Type B
Transverse Tensile Modulus	GPa	7.9	7.8	ISO 527-5 Type B
Compressive Strength*	MPa	1183	1165	SACMA SRM 1-94
Compressive Modulus*	GPa	123	116	SACMA SRM 1-94
Transverse Compressive Strength	MPa	146	193	SACMA SRM 1-94
Transverse Compressive Modulus	GPa	7.2	8.4	SACMA SRM 1-94
ILSS	MPa	81	78	ISO 14130
±45° In-Plane Shear Strength	MPa	51	58	ISO 14129
±45° In-Plane Shear Modulus	GPa	4.9	4.9	ISO 14129
±45° In-Plane Shear Poisson's Ratio	-	0.79	0.79	ISO 14129
Flexural Strength	MPa	1368	1391	ISO 14125
Flexural Modulus	GPa	114	109	ISO 14125

I dati si riferiscono ad un prodotto reticolato per 45 minuti a 120°C, con due configurazioni alternative che utilizzano tows (ossia roving di grafite, mazzi di filamenti paralleli tra loro) rispettivamente composti da 48 mila e 50 mila filamenti. Si può notare come i valori di resistenza e rigidità sia a trazione che a flessione siano elevatissimi.

3.4.2.3 RTM (Resin Transfer Molding) e VARTM (vacuum-assisted resin transfer molding)

Per ridurre i costi relativi alla manodopera e alla resina, aumentare la qualità e venire incontro agli standard relativi all'inquinamento dell'aria, è stata adottata durante gli ultimi quindici anni la produzione di pale mediante RTM. Si possono ottenere parti più consistenti e di qualità superiore con un 70% in peso di contenuto in fibra. La riduzione di manodopera e peso della pala determina risparmi anche del 20% o più. Le proprietà del materiale sono comparabili ai costosi preimpregnati reticolati in autoclavi riscaldate. Gas volatili rilasciati durante il processo di cura sono contenuti piuttosto che dispersi in atmosfera, creando un ambiente pericoloso per la salute degli operatori. Questi vantaggi hanno fatto sì che RTM sia stato adottato come uno dei metodi d'elezione per la produzione di pale di grandissime dimensioni.

Il processo dello stampaggio per trasferimento di resina fa parte della più ampia categoria delle tecnologie a infusione di resina. In questo caso gli elementi fondamentali sono lo stampo, il controstampo, il sistema di bloccaggio e una preforma di fibre (si produce un oggetto simile alla forma finale ma costituito solo di fibre per ottenere prestazioni migliori). La preforma può essere stabilizzata per renderla maneggevole applicando un legante o tramite tecnologie tessili come la cucitura. Successivamente essa viene inserita tra stampo e controstampo. Lo stampo viene poi chiuso e viene fatto il vuoto. Il processo di iniezione della resina premiscelata con l'induritore viene perlopiù eseguito a 7 atm, avendo fatto il vuoto precedentemente proprio per facilitarne la distribuzione. Se lo stampo ha una superficie estesa la forza su di esso avrà una grande intensità, occorre tener conto di ciò nella realizzazione di uno stampo e di un sistema di serraggio sufficientemente resistenti affinché non si rompa né si apra inavvertitamente durante le operazioni. A questo punto la matrice allo stato liquido riempie la cavità e impregna completamente la preforma. Deve essere applicato del calore allo stampo per attivare la polimerizzazione/cura o mettendolo in un forno o provvedendo dei sistemi per riscaldarlo nel caso le dimensioni della pala siano significative. Terminata la cura, l'oggetto viene estratto dallo stampo una volta assicuratisi che la rigidità e resistenza siano sufficienti da farlo resistere alle sollecitazioni e non farlo deformare eccessivamente.

Tra i vantaggi del processo si annoverano:

- Tecnologia semplice: lo stampo e il sistema di bloccaggio non costano eccessivamente, produrre una pressione di 7 atm non rappresenta una problematica importante.
- Consente V_F elevati (valori teorici), poca porosità (perché si fa il vuoto), raggiungendo prestazioni alte, attorno al 55-65%.
- Automatizzabile.
- Tempi più rapidi e quindi produttività più elevata poiché la preforma può essere realizzata a parte su linea di produzione diversa e quindi si sfrutta lo stampo al massimo.
- Forme complesse.
- Essendo lo stampo chiuso, nel caso di uso di resina poliestere sono eliminati i problemi di tossicità e sicurezza per la salute degli operatori.

Tra gli svantaggi:

- Stampo deve resistere a forze che si sviluppano nell'iniezione di resina, per cui deve essere massiccio e pesante e di conseguenza difficile da movimentare e costoso.
- L'iniezione sotto pressione della resina permette di accelerare i tempi ma c'è la possibilità che il getto di resina sposti le fibre, per cui la preforma deve essere cucita ortogonalmente ai tessuti (e non è facile), ancorata allo stampo e occorre studiare la posizione dei punti di iniezione a secondo della geometria dell'oggetto.
- La resina pompata dentro deve farsi strada tra le fibre (in canali di pochi micrometri) ed essendo viscosa potrebbe trovare un percorso preferenziale a causa della particolare geometria, non penetrando in tutte le fibre del pezzo; ciò richiede una notevole meticolosità e attenzione in fase di progettazione.
- La resina usata deve avere viscosità adatta per un processo RTM (non troppo elevata).



Figura 3.35 Immagini relative al processo di resin infusion. In alto la fase in cui la resina viene forzata mediante un sistema di distribuzione opportunamente progettato attraverso il rinforzo precedentemente stratificato. Sotto un dettaglio del sistema di iniezione di resina e un immagine che dà l'idea delle dimensioni delle pale che possono essere prodotte.

Mentre RTM rappresenta il processo base, anche la sua variante Vacuum-assisted trova impiego nella fabbricazione di pale eoliche di grandi dimensioni. In questo procedimento si fa sempre entrare la resina nelle fibre utilizzando uno stampo non necessariamente con l'uso di una preforma, ma anche con la stratificazione a mano su di esso. Lo stampo viene poi chiuso mediante un sacco a

vuoto sigillato ermeticamente lungo tutto il perimetro. Sul sacco si applicano dei connettori, alcuni collegati alla pompa che fa il vuoto e altri alla riserva di resina premiscelata. La resina viene introdotta, favorita dal vuoto, mediante uno o più porte d'entrata a seconda della forma e delle dimensioni del pezzo. Potrebbe esserci una rete di canali di distribuzione della resina integrata nel sistema del sacco a vuoto a governare il flusso della resina attraverso il rinforzo. Oltre al gradiente di pressione causato dal vuoto anche la gravità e la capillarità hanno effetti che occorre tenere in considerazione sul flusso di resina. Questo deve essere ottimale affinché il rinforzo sia uniformemente bagnato e non vi siano zone asciutte. La viscosità dipende dalla formulazione chimica della resina e dalla temperatura di iniezione. Dopo aver impregnato tutte le fibre, la resina in eccesso si deposita in vaschette di raccolta a monte della pompa onde evitare che il suo ingresso accidentale possa danneggiarla.

Tra i vantaggi:

- La resina viene mossa dal vuoto (non da aria in pressione)
- Essendo tutto più lento (resina impregna più lentamente le fibre) i tempi sono più lunghi, ma si possono produrre pezzi enormi, inoltre la reticolazione potrebbe essere prevista a temperatura ambiente contribuendo ad aumentare il tempo del processo (ed è per questo che si stratifica direttamente sullo stampo, l'utilizzo di preforme non contribuirebbe ad accelerare il processo)
- Gli stampi possono essere sottili e flessibili (le pressioni in gioco sono basse) ed anche per questo si possono realizzare pezzi grossi, è tutto più facile da gestire.
- Attrezzatura meno costosa rispetto all'RTM.

Tra gli svantaggi

- La qualità del prodotto è inferiore a quelle ottenibili con RTM classico, basti pensare che i volumi di fibra ottenibili sono inferiori rispetto all'RTM (si aggirano tra il 45%-55%).
- Eccellente finitura superficiale solo da un lato, quello dello stampo.
- Richiede una resina con viscosità inferiore (perché il processo è interamente governato dalla sola pressione atmosferica)



Figura 3.36 In alto a sinistra un esempio di stampo per resin infusion, con le due metà della pala realizzate separatamente e poi tramite bracci robotizzati congiunte mediante adesivi. In alto a destra e in basso un esempio del sistema robotizzato di distribuzione dei tessuti di rinforzo, per ottenere una pala dalla qualità e prestazioni più affidabili e rigorose.

Nel caso di pale di grandi dimensioni, il processo di fabbricazione prevede la presenza di uno stampo in due parti, una per ciascuna metà. In figura 3.36 si può vedere un esempio di stampo prodotto dalla Gurit®. La deposizione dei tessuti di rinforzo (o direttamente dei prepreg qualora non si utilizzasse la tecnica della resin infusion) avviene automaticamente tramite robot specificamente progettati. Lo stampo può essere provvisto di un sistema di riscaldamento, qualora non sia fisicamente possibile ospitarlo all'interno di un forno o autoclave, di tipo elettrico o in alternativa a liquido. Nel primo caso lo stampo è suddiviso in 30-50 zone a seconda della struttura della pala, ciascuna zona include due sensori di temperatura, un sistema di sicurezza per evitare il surriscaldamento. Il secondo tipo consente di raggiungere temperature superiori, distribuzione di temperatura più uniforme così come il processo di reticolazione. Successivamente all'inserimento dello spar cap, costruito in separata sede, connesso alle semi pale mediante giunti adesivi strutturali, le due metà vengono chiuse a formare la pala mediante un fine meccanismo che evita qualsiasi tipo di torsione dello stampo e un perfetto allineamento delle due metà.

Consideriamo, per avere un'idea delle prestazioni ottenibili mediante RTM o VARTM, alcuni esempi sempre relativi a prodotti della Hexcel®. Esaminiamo un laminato composito costituito da una resina epossidica HexFlow® RTM 6, un rinforzo 5H satin di 370 gr/m², in tow di carbonio da 6K, frazione di volume in fibra pari al 57%, pressione di iniezione 1 bar + vuoto, cura a 160° per 75 minuti e post-cura a 180° per 120 minuti. Le proprietà a temperatura ambiente RT in condizioni asciutte e a 80°C in condizioni umide (cioè dopo immersione prolungata in acqua) sono indicate nella tabella sottostante (con "Warp" si intende la direzione longitudinale dell'ordito):

RTM6/6K 370 gsm 5HS Carbon	Trazione (Warp)	I.L.S. (Warp)	Compressione (Warp)	Taglio nel piano
<i>Resistenza (MPa) RT</i>	860	67	700	100
<i>Modulo (GPa) RT</i>	63		60	4.3
<i>Resistenza (MPa) 80°C</i>	830	44	536	78
<i>Modulo (GPa) 80°C</i>	63		63	35

Consideriamo un altro laminato, contraddistinto dalla sigla RTM651/3K 193 gsm PW Carbon (fibre Tenax HTA 3K), resina BMI (bismaelimide), un tessuto plain weave con un peso di 193 gsm (considerando le sole fibre):

RTM651/3K 193 gsm PW Carbon	Condizioni del test	Temperatura del test (°C)	Proprietà	Valori
<i>Tensione 0°</i>	<i>Asciutto</i>	<i>23</i>	<i>Resistenza MPa</i>	<i>782</i>
			<i>Modulo GPa</i>	<i>62.3</i>
<i>Taglio nel piano</i>	<i>Asciutto</i>	<i>23</i>	<i>Resistenza MPa</i>	<i>87.3</i>
			<i>Modulo GPa</i>	<i>4.89</i>
	<i>14 gg H₂O 70°C</i>	<i>175</i>	<i>Resistenza MPa</i>	<i>65</i>
<i>I.L.S.S.</i>	<i>Asciutto</i>	<i>23</i>	<i>Modulo GPa</i>	<i>2.96</i>
			<i>Resistenza MPa</i>	<i>58.1</i>
	<i>14 gg H₂O 70°C</i>	<i>175</i>	<i>Resistenza MPa</i>	<i>33.2</i>

Nella tabella seguente sono riportati i dati relativi al confronto tra un pannello realizzato mediante RTM e uno mediante VI (vacuum infusion), realizzato con tessuti unidirezionali (uniweave) e biassiali (non-crimp fabrics, biaxial) con una frazione di volume in fibra pari al 60%. Si vede come, nel caso del pannello con rinforzo unidirezionale, la differenza nelle prestazioni tra il processo RTM e VI si registra soprattutto nella resistenza a trazione (da 820 a 931 MPa) a favore del processo RTM, essendo le altre proprietà pressoché comparabili; mentre per il pannello con rinforzo biassiale la differenza si esplica nella resistenza a compressione (da 377 a 435 MPa) sempre a favore del processo RTM.

Panel	Process	Reinforcement
A1	RTM	Constuctex™ Uniweave
A2	RTM	Cotech® Biaxial NCF
B1	VI	Constuctex™ Uniweave
B2	VI	Cotech® Biaxial NCF

Panel	Thickness (mm)	Fibre volume fraction, V_f (%)	Results normalised to 60% fibre volume fraction			
			Tensile strength (MPa)	Tensile Modulus (GPa)	Compressive strength (MPa)	Compressive modulus (GPa)
A1	3.29	60	931.8 ± 7.3	66.3 ± 0.7	515.5 ± 21.4	59.6 ± 3.2
A2	3.27	59	795.2 ± 24.6	49.6 ± 1.0	435.5 ± 32.8	43.4 ± 3.8
B1	3.49	56	820.2 ± 37.4	61.5 ± 2.1	491.8 ± 43.6	56.2 ± 3.4
B2	3.32	58	794.5 ± 21.3	51.2 ± 1.3	377.2 ± 40.3	44.0 ± 4.0

3.4.2.4 Pultrusione

Questa tecnologia di fabbricazione venne adottata sull'onda della promessa di una riduzione dei costi della pala (fino al 50%). Tuttavia la compromessa efficienza aerodinamica e strutturale ha rappresentato un forte deterrente alla sua diffusione per la produzione di pale di grandi dimensioni. Infatti pale pultruse non si prestano a svergolamenti non lineari e distribuzioni rastremate della corda. Il che porta ad una diminuzione dell'efficienza aerodinamica fino al 12%. La grande flessibilità delle pale pultruse le rende non adatte per macchine commerciali di grande taglia, con configurazione upwind per le quali il gioco tra pala e torre è un fattore importante. Per aumentare la rigidità in direzione flapwise nonché l'efficienza strutturale, si possono contemplare dei rinforzi esterni nella regione della radice dove i momenti flettenti sono maggiori.

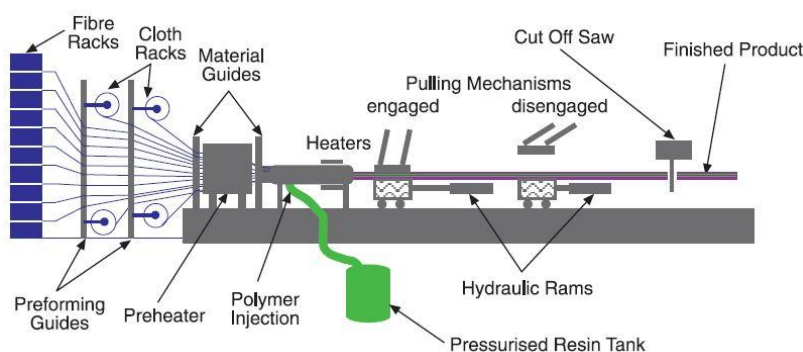


Figura 3.37 Rappresentazione schematica del processo di pultrusione per materiali compositi rinforzati con fibre. Da sinistra a destra: il sistema di alimentazione dei roving, il bagno di resina, la matrice riscaldata e il sistema di estrazione del pezzo.

I potenziali risparmi sul costo dell'energia relativamente alle pale pultruse sono associati a macchine di piccola taglia con configurazione downwind dove affidabilità e durata sono più importanti dell'efficienza aerodinamica.

È un processo che rimanda all'estrusione ma anziché spingere da dietro, cosa impossibile con la presenza di fibre che si aggroviglierebbero, si tira da davanti. L'intera macchina può raggiungere lunghezze di 10-15 metri. Viene alimentata da distributori di fibra sotto forma di roving che vengono fatti passare attraverso una vasca riempita di resina miscelata con induritore. Successivamente tramite delle guide il tutto va ad uno stampo (o matrice) riscaldato. All'uscita un sistema di rulli estrae il pezzo dallo stampo.

Si ottiene un rinforzo a fibre lunghe nella direzione longitudinale di tiro ma trasversalmente pessimo, perciò, nel caso, si utilizzano anche tessuti con direzione trasversale rinforzata che entrano nella matrice insieme ai roving.

La matrice è suddivisa in due parti, una prima detta "di preformatura" munita di un'apertura che si restringe progressivamente compattando il pezzo ed eliminando l'eccesso di resina. Una seconda parte che costituisce la matrice riscaldata vera e propria, con una temperatura che cresce man mano che il pezzo trasla verso valle. All'uscita il pezzo deve essere reticolato, già solido, perché poi va estratto con rulli o pinze che lo pongono in trazione.

Tra i limiti:

- Le forme dei pezzi sono tipo profilati di qualunque sezione ma sempre ad asse rettilineo, a meno che non si utilizzi uno stampo con un raggio di curvatura costante
- Velocità di produzione (velocità con cui il profilato esce dallo stampo) dipende dal tempo di reticolazione che a sua volta dipende dalla resina, ma soprattutto dal fatto che occorre scaldare tutto lo spessore del materiale che possiede una sua inerzia termica e richiede un tempo caratteristico affinché anche il cuore del materiale aumenti la propria temperatura, a maggior ragione se lo spessore è elevato.

Per ovviare a questo limite si è pensato di fare spessori più piccoli, ridurre la velocità di avanzamento, alzare la temperatura degli stampi ma col rischio di danneggiare la superficie del pezzo; nessuna di queste soluzioni essendo soddisfacente, si è pensato ad un'alternativa che preveda il riscaldamento nel volume con tensioni di frequenza adeguata applicata alle superficie dello stampo che si comportano come armature di un condensatore col pezzo che si riscalda a causa delle perdite dielettriche.

Il pezzo in uscita è geometricamente limitato ma ha ottime prestazioni perché a fibre lunghe, volume di fibra alto a causa della compattazione ottimale operata dalla matrice (non ci sono porosità) e l'allineamento delle fibre nella direzione di tiro risulta ottimale.

Il costo è contenuto poiché l'impiego di manodopera è minimo e la produttività è elevata, il processo è automatizzabile, nonché flessibile essendo sufficiente cambiare stampo e software per cambiare il tipo di profilato. Di seguito si riportano i dati di due tipologie di profilati rinforzati in fibra di carbonio ottenuti per pultrusione (gli uni a sezione rettangolare detti "plates", gli altri circolare detti "rods") prodotti dall'azienda Zoltek Corporation che, tra le varie applicazioni, trovano largo utilizzo nel settore eolico come membri strutturali di pale eoliche. I dati sono riportati nel sistema internazionale, sono messe in evidenza le due varianti con resine termoindurenti (epossidica e vinilestere) e si può notare come i valori di resistenza e rigidità siano in entrambi i casi molto elevati, nell'ordine rispettivamente di 2000 MPa e 150 GPa.



Plates: Composite Properties		SI	
Resin Type	Epoxy	Vinyl Ester	
Tensile Strength	2350 MPa	2100 MPa	
Tensile Modulus	155 GPa	150 GPa	
Density	1.6 g/cm ³	1.6 g/cm ³	
Strain (elongation at break)	1.4%	1.4%	

Rods: Composite Properties		SI	
Resin Type	Epoxy	Vinyl Ester	
Tensile Strength	2200 MPa	2000 MPa	
Tensile Modulus	150 GPa	145 GPa	
Density	1.6 g/cm ³	1.6 g/cm ³	
Strain (elongation at break)	1.4%	1.4%	

3.4.2.5 Filament winding

La Kaman 40-kW e la WTS4-MW usavano pale rispettivamente da 9.6 m e 38 m fabbricate mediante filament winding. Benché questa metodologia comporti un prodotto altamente resistente con minori costi dovuti alla manodopera (è altamente automatizzabile) annovera anche diversi svantaggi. Come detto è un processo automatizzabile per mezzo del quale filamenti continui di fibra (spesso vetro) passano attraverso un bagno di resina e sono poi avvolti attorno a un mandrino rotante ad una certa angolazione. Il mandrino può essere utilizzato sia per produrre il longherone interno (internal spar) sia l'involucro esterno della pala. Questo processo è molto adatto per la produzione di longheroni tubolari o a sezione a "D".

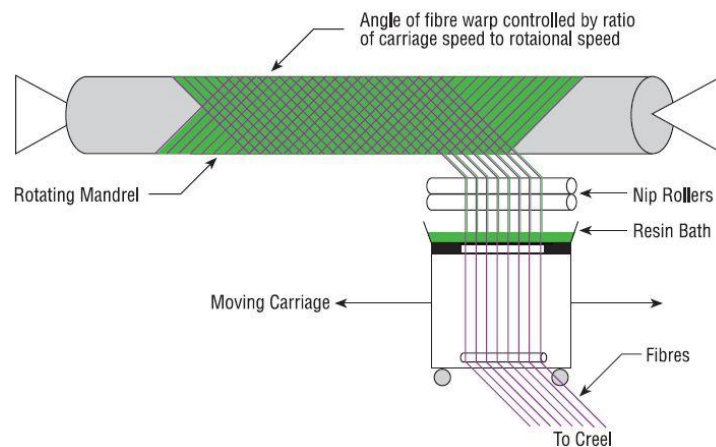


Figura 3.38 Rappresentazione schematica del processo di filament winding. Si notano il carrello di distribuzione del rinforzo che trasla nella direzione dell'asse del mandrino, il mandrino rotante su cui vengono avvolte con la desiderata angolazione le fibre precedentemente passata nel bagno di resina.

Le superfici concave delle pale risultanti da svergolamento o curvatura delle pale non si prestano ad essere fabbricate mediante filament winding. Inoltre questo procedimento determina una finitura superficiale scarsa che non è compatibile con le prestazioni aerodinamiche richieste ai

profili palari. Pertanto, il filament winding è più adatto per parti interne quali i longheroni di rinforzo che vengono poi inseriti tra le shell esterne.

Il filament winding, che letteralmente significa “avvolgimento di filamento”, è un importante processo in cui la resina e le fibre sono combinate nel momento della reticolazione. Parti simmetriche, come tubi e serbatoi, così come parti assialsimmetriche possono essere prodotte con questo metodo. Il filamento o nastro o roving di rinforzo viene avvolto continuamente attorno a un mandrino o a una forma rotante. I rinforzi vengono impregnati passando attraverso un bagno polimerico. Il processo può essere modificato avvolgendo il mandrino con materiale preimpregnato. Sono state sviluppate macchine a controllo numerico a sette assi per realizzare parti asimmetriche che dispensano automaticamente numerosi preimpregnati unidirezionali. In generale si ha un mandrino rotante (di solito di acciaio) rivestito di distaccante e avvolto da fibre grazie ad un distributore che trasla nella direzione dell'asse del mandrino (velocità di rotazione e di traslazione determinano l'angolazione con cui le fibre vengono avvolte). Le fibre vengono tese mentre sono avvolte; il materiale prodotto ha elevate prestazioni (vicine a quelle dei laminati teorici) con alti volumi percentuali di fibra (60-70%) raggiungibili. Tipicamente per estrarre il prodotto dal mandrino sono state sviluppate diverse soluzioni:

- Mandrino in gesso che viene poi distrutto
- Mandrino realizzato con pezzi assemblati da estrarre e poi rimontare
- Mandrino metallico con leghe bassofondenti che possono essere liquefatte ed estratte
- Utilizzare il mandrino come parte integrante della struttura senza dunque avere il bisogno di estrarlo.

E nel caso delle pale eoliche è proprio questa la soluzione che viene adottata. Il mandrino di fatto costituisce il longherone interno o una parte di esso attorno a cui si costruiscono le shell esterne.

Riassumendo i vantaggi principali sono:

- Volume percentuale di fibra alto
- Prestazioni vicine a quelle di un laminato teorico
- Automatizzazione alta
- Sistema relativamente rapido (occorre il tempo di indurimento della resina e di eventuali trattamenti termici)

Tra gli svantaggi:

- Attrezzatura complessa, software per il controllo, sistemi automatizzati



Figura 3.39 Un esempio del processo di filament winding: fibre di vetro tese e avvolte attorno al mandrino (qui per realizzare un serbatoio).

STATISTICHE E RECORD

4.1 STATISTICHE EUROPEE NEL 2012

In tabella (fig. 4.1), secondo i dati EWEA (European Wind Energy Association) è riportata la lista, in ordine alfabetico, dei paesi facenti parte dell'Unione Europea (a 27 membri) con i dati relativi alla produzione di potenza eolica nei due anni appena trascorsi. La potenza nominale prodotta è espressa in Megawatt, i numeri della seconda e quarta colonna si riferiscono alla potenza prodotta rispettivamente nel corso del 2011 e 2012, mentre in terza e quinta il computo cumulativo dei MW installati in un determinato paese a fine 2011 e 2012. Si può vedere come la Germania primeggi con circa 31 GW (o 31308 MW) complessivi installati nel suo territorio fino alla fine dell'anno appena trascorso. Poi la Spagna con 22796, e il Regno Unito con 8445 che relega l'Italia al quarto posto con 8144 MW totali.

	Installed 2011	End 2011	Installed 2012	End 2012
EU Capacity (MW)				
Austria	73	1084	296	1,378
Belgium	191	1,078	297	1,375
Bulgaria	28	516	168	684
Cyprus	52	134	13	147
Czech Republic	2	217	44	260
Denmark	211	3,956	217	4,162
Estonia	35	184	86	269
Finland	2	199	89	288
France	830	6,807	757	7,564
Germany	2,100	29,071	2,415	31,308
Greece	316	1,634	117	1,749
Hungary	34	329	0	329
Ireland	208	1,614	125	1,738
Italy	1,090	6,878	1,273	8,144
Latvia	17	48	21	68
Lithuania*	16	179	46	225
Luxembourg*	1	45	0	45
Malta	0	0	0	0
Netherlands	59	2,272	119	2,391
Poland	436	1,616	880	2,497
Portugal	341	4,379	145	4,525
Romania	520	982	923	1,905
Slovakia	0	3	0	3
Slovenia	0	0	0	0
Spain	1,050	21,674	1,122	22,796
Sweden	754	2,899	846	3,745
United Kingdom	1,298	6,556	1,897	8,445
Total EU-27	9,664	94,352	11,895	106,040
Total EU-15	8,524	90,145	9,714	99,652
Total EU-12	1,140	4,207	2,181	6,388

Figura 4.1 Lista, in ordine alfabetico, della potenza installata (MW) negli ultimi due anni nei paesi dell'Unione Europea a 27 membri.

Nella tabella successiva (fig. 4.2), per completezza, vengono riportati i dati relativi ai paesi candidati ad entrare nell'unione europea, quelli appartenenti alla EFTA ossia alla European Free Trade Association (Associazione europea per il libero scambio), e altri orbitanti attorno al mercato europeo quali, su tutti, la Russia.

	Installed 2011	End 2011	Installed 2012	End 2012
Candidate Countries (MW)				
Croatia	52	131	48	180
FYROM**	0	0	0	0
Serbia	0	0	0	0
Turkey	477	1,806	506	2,312
Total	529	1,937	554	2,492
EFTA (MW)				
Iceland	0	0	0	0
Liechtenstein	0	0	0	0
Norway	99	537	166	703
Switzerland	3	46	4	50
Total	88	583	170	753
Other (MW)				
Faroe Islands*	0	4	0	4
Ukraine	66	151	125	276
Russia*	0	15	0	15
Total	66	171	125	296
Total Europe	10,361	97,043	12,744	109,581

Figura 4.2 Lista della potenza installata negli ultimi due anni nei paesi orbitanti attorno al mercato europeo. Da rilevare il contributo dato dalla Turchia.

Durante il 2012 sono stati installati 12744 MW di potenza eolica in tutta Europa, di cui 11895 MW nell'Unione Europea. Di questi, 10729 MW sono relativi ad impianti onshore, i restanti 1166 MW a quelli offshore. Gli investimenti sui parchi eolici in UE hanno raggiunto una cifra compresa tra 12.8 e 17.2 miliardi di euro, dei quali la quotaparte destinata a quelli offshore varia tra 3.4 a 4.7 miliardi.

In termini di installazioni annuali, la Germania è stata il mercato principale nel 2012, con 2415 MW di cui 80 MW (3.3%) offshore. Il Regno Unito si classifica al secondo posto con 1897 MW di cui 854 (45%) offshore, poi l'Italia con 1273 MW, Spagna 1122 MW, a seguire Romania (923 MW), Polonia (880 MW), Svezia (845 MW) e Francia (757 MW).



Figura 4.3 Installazioni di potenza nominale da fonte eolica nell'anno 2012 appena trascorso: la Germania primeggia seguita da Regno Unito e Italia.

La potenza eolica nel 2012 ha rappresentato il 26.5% delle nuove installazioni, la seconda quota più grande dopo il fotovoltaico (PV,37%) e prima del gas (23%). Sono 16 i GW installati tramite fotovoltaico solare, 11.9 GW quelli tramite eolico e 10.5 GW tramite gas. Nessun'altra tecnologia può essere paragonata al fotovoltaico, il gas o l'eolico in termini di nuove installazioni nell'anno appena trascorso. Il carbone contribuisce per 3 GW (7%), le biomasse per 1.3 GW (3%), il CSP cioè il solare termodinamico per 833 MW (2%), l'idroelettrico per 424 MW (1%), energia dai rifiuti per 50 MW, il nucleare per 22 MW, idrocarburi per 7 MW, energia marina 6 MW e geotermica 5 MW.

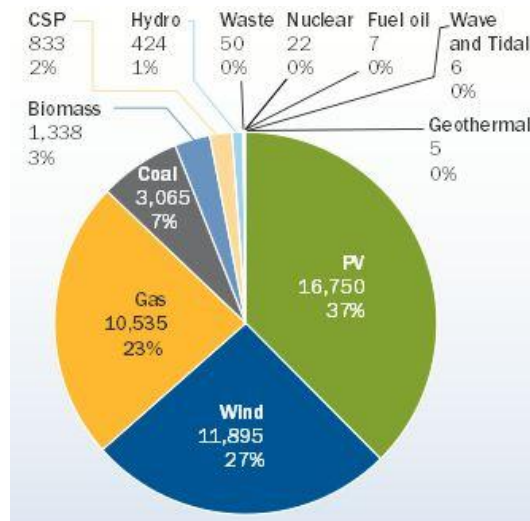


Figura 4.4 Diagramma a torta rappresentate il peso che l'eolico ha avuto nel 2012 nella produzione di nuova potenza elettrica rispetto alle altre principali fonti di energia rinnovabile e non.

L'istogramma successivo mostra l'evoluzione della potenza eolica installata nell'Unione Europea nel nuovo millennio, mettendo in evidenza come questa sia cresciuta costantemente negli ultimi dodici anni da 3.2 GW nel 2000 a 11.9 GW dell'anno appena passato, un tasso di crescita annuale di oltre l'11%.

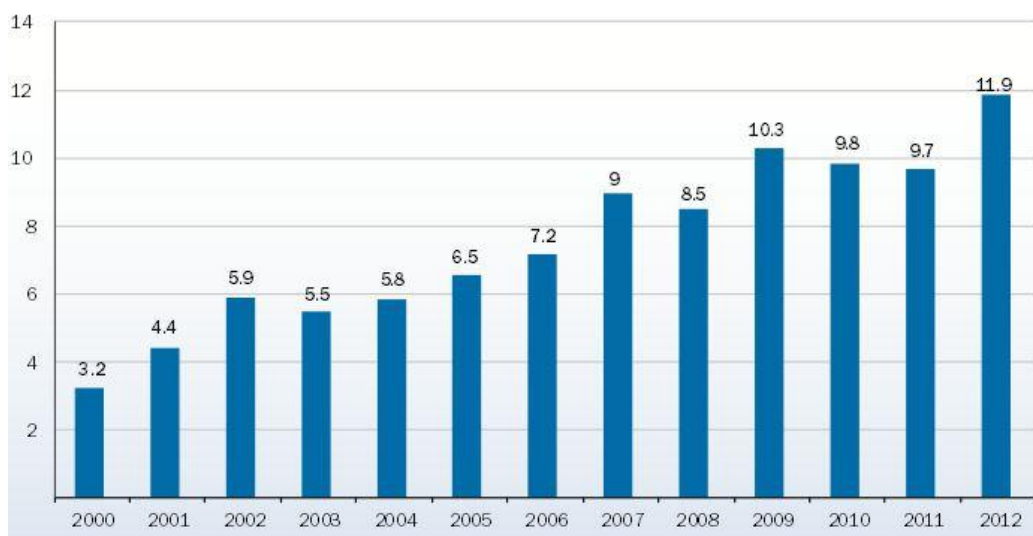


Figura 4.5 Evoluzione nel nuovo millennio della potenza elettrica installata da fonte eolica nei paesi dell'Unione Europea a 27 membri. Il diagramma evidenzia una crescita progressiva , con un tasso di crescita annuale di oltre 11%.

Il 2012 è stato un anno record per quanto concerne le installazioni offshore, con 1166 MW di nuova capacità connessa alla griglia. Le installazioni eoliche offshore rappresentano il 10% della totale potenza eolica annuale installata in UE, registrando un aumento percentuale rispetto al 9% del 2011.

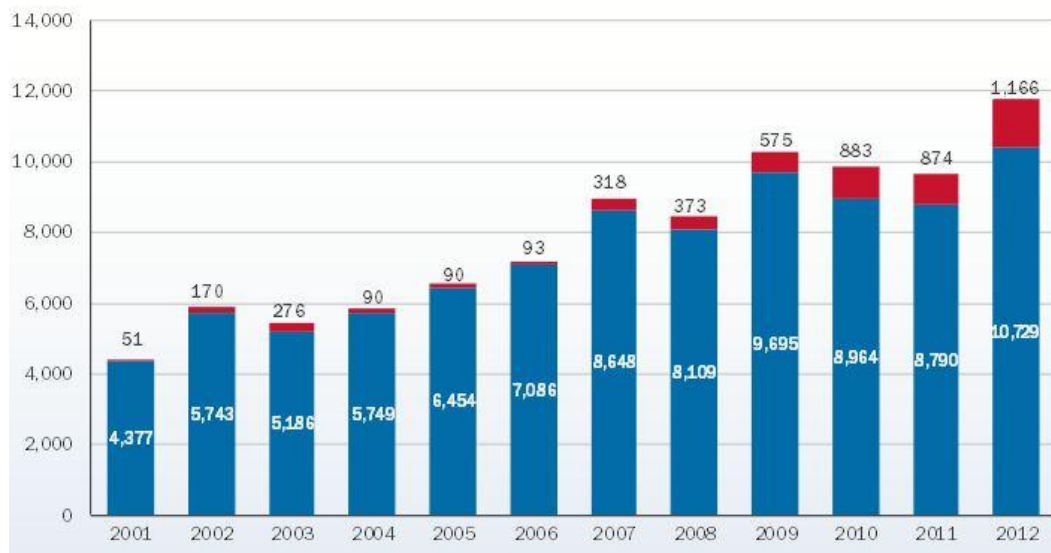


Figura 4.6 Istogramma che mette in evidenza il contributo annuale dato dalla potenza offshore (colonna rossa) rispetto a quella onshore (colonna blu). Anche il settore offshore sta conoscendo una repentina crescita, destinata a impennarsi ulteriormente nei prossimi anni.

Per quanto riguarda la potenza installata cumulativa, un totale di 106 GW è attualmente installato in UE, un aumento del 12.6% rispetto all'anno precedente e simile alla crescita registrata nel 2011. La Germania rimane il paese europeo con la maggior potenza installata, seguita da Spagna, Italia, Regno Unito e Francia. Altri dieci paesi della UE hanno almeno 1 GW di capacità installata: Austria, Belgio, Danimarca, Grecia, Irlanda, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania e Svezia.

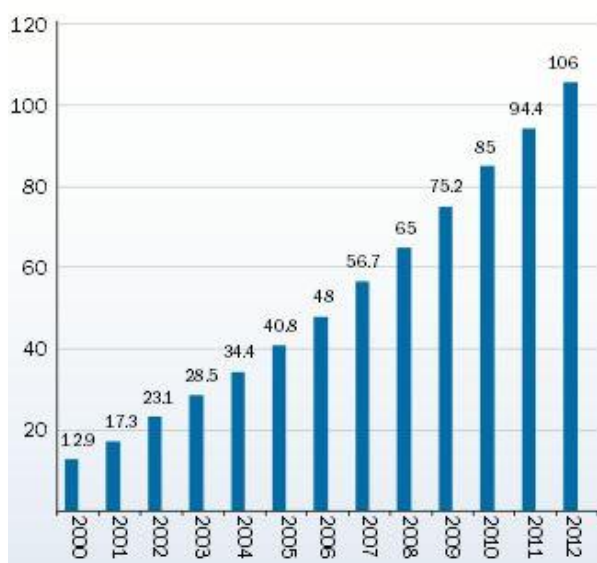


Figura 4.7 Istogramma relativo alla potenza cumulativa installata in Europa dal 2000 ad oggi. Anche in questo caso si può notare come il settore eolico abbia conosciuto un'ascesa costante.

La capacità eolica installata alla fine del 2012 produrrà, in un anno tipico, 231 TWh di elettricità, che rappresenta il 7% del consumo complessivo di energia elettrica in UE. La Danimarca rimane il paese con la più profonda penetrazione nel consumo di elettricità da parte del settore eolico, con il 27% di energia elettrica consumata proveniente da fonte eolica, seguita dal Portogallo, Spagna, Irlanda e Germania. L'Italia resta indietro, con solamente il 5%.

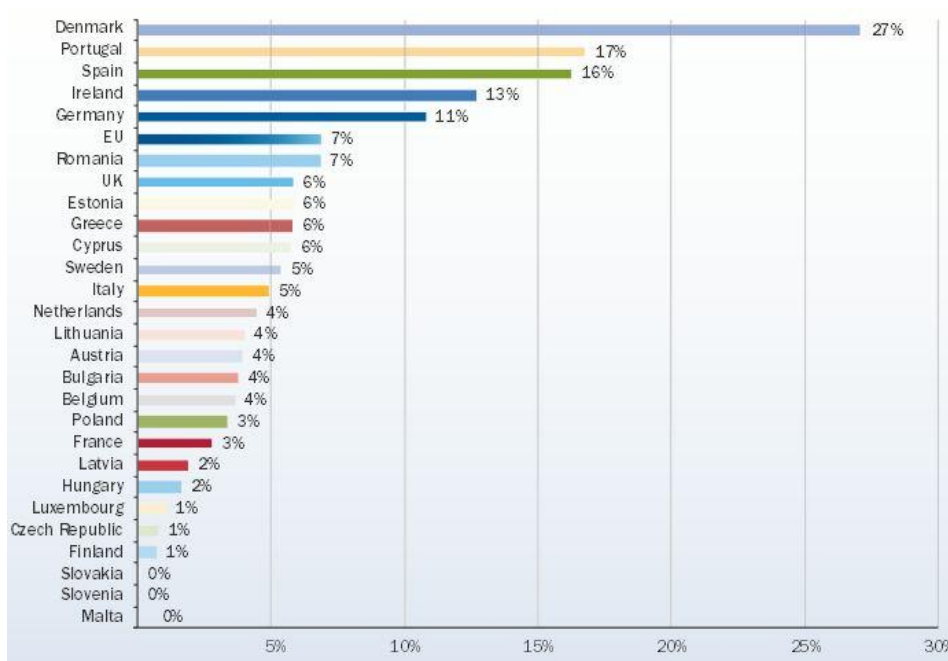


Figura 4.8 Percentuali di potenza elettrica consumata proveniente da fonte eolica, per ogni paese europeo.

4.2 STATISTICHE GLOBALI

Allargando la prospettiva al contesto mondiale, ovviamente nelle classifiche, secondo il Global Wind Energy Council (GWEC) entrano in scena superpotenze industriali quali Cina e Stati Uniti, nonché paesi emergenti come l'India. In particolare, per quanto concerne la capacità installata nel 2012, come riportato in tabella, la Cina domina con 13200 MW (30% del mercato annuale complessivo), gli Stati Uniti seguono di misura con 13124 MW, mentre l'India si inserisce appena dietro alla Germania con 2336 MW.

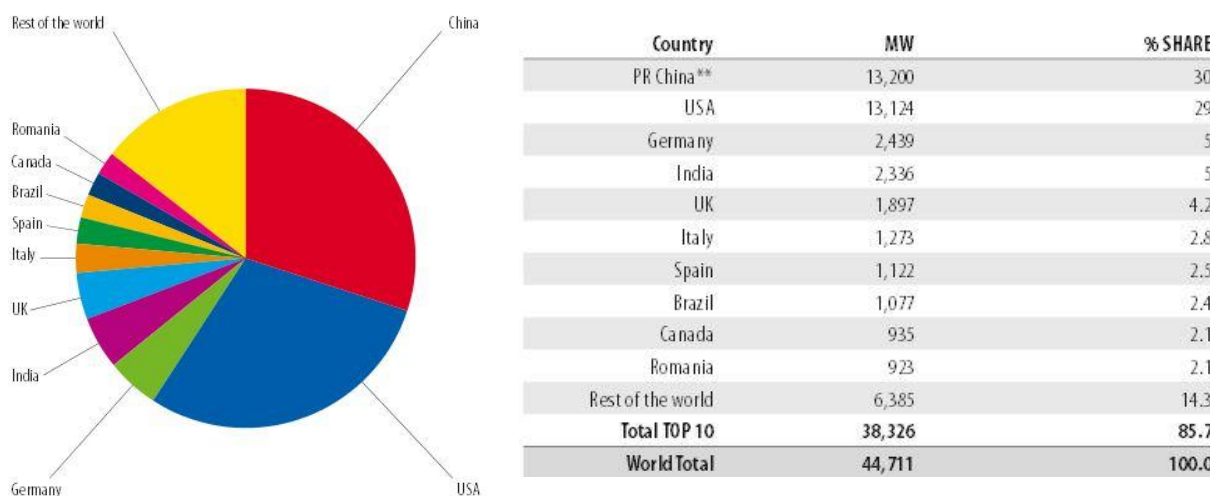


Figura 4.9 Cina e Stati Uniti si inseriscono in testa alla classifica della potenza installata nell'anno appena trascorso rappresentando da sole quasi il 60% dell'intera potenza annuale installata da fonte eolica.

In termini cumulativi, la capacità installata entro la fine del 2012 vede ancora primeggiare la Cina con 75 GW, gli Stati Uniti con 60 GW e l'inserimento dell'India al quinto posto con 18.4 GW installati.

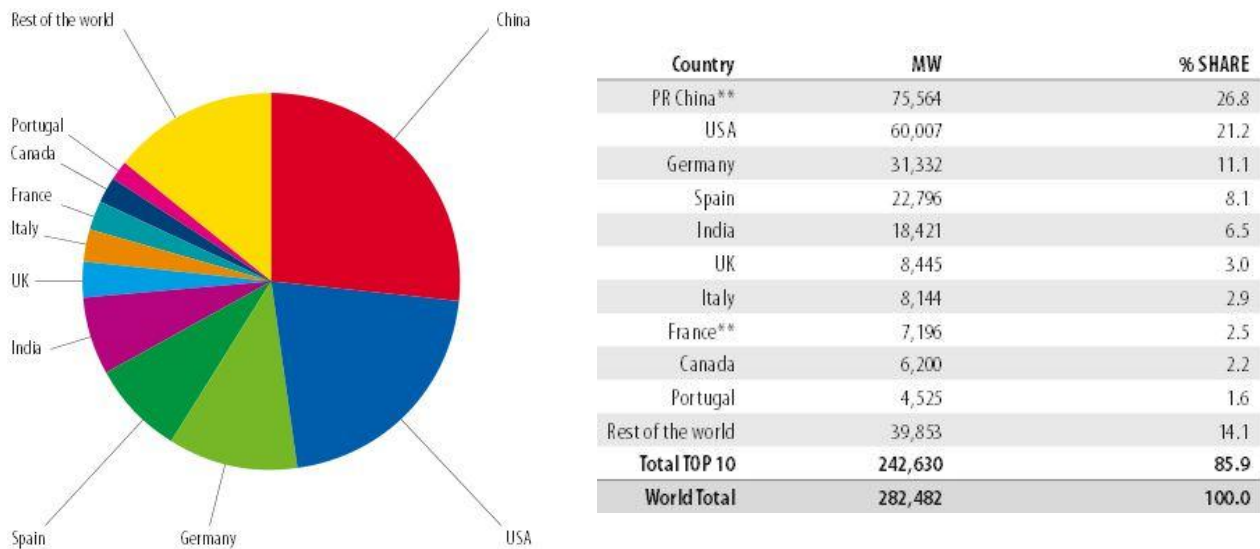


Figura 4.10 Anche nella classifica della potenza cumulativa installata entro la fine dell'anno 2012 primeggiano la Cina e gli Stati Uniti con 75 e 60 GW rispettivamente. L'India si inserisce tra Spagna e Regno Unito con 18 GW.

Dal 1996 ad oggi, l'evoluzione della capacità installata annuale e cumulativa al mondo è espressa dagli istogrammi a barre riportati di seguito, che mettono in evidenza come vi sia stata una crescita stazionaria nel corso degli anni.

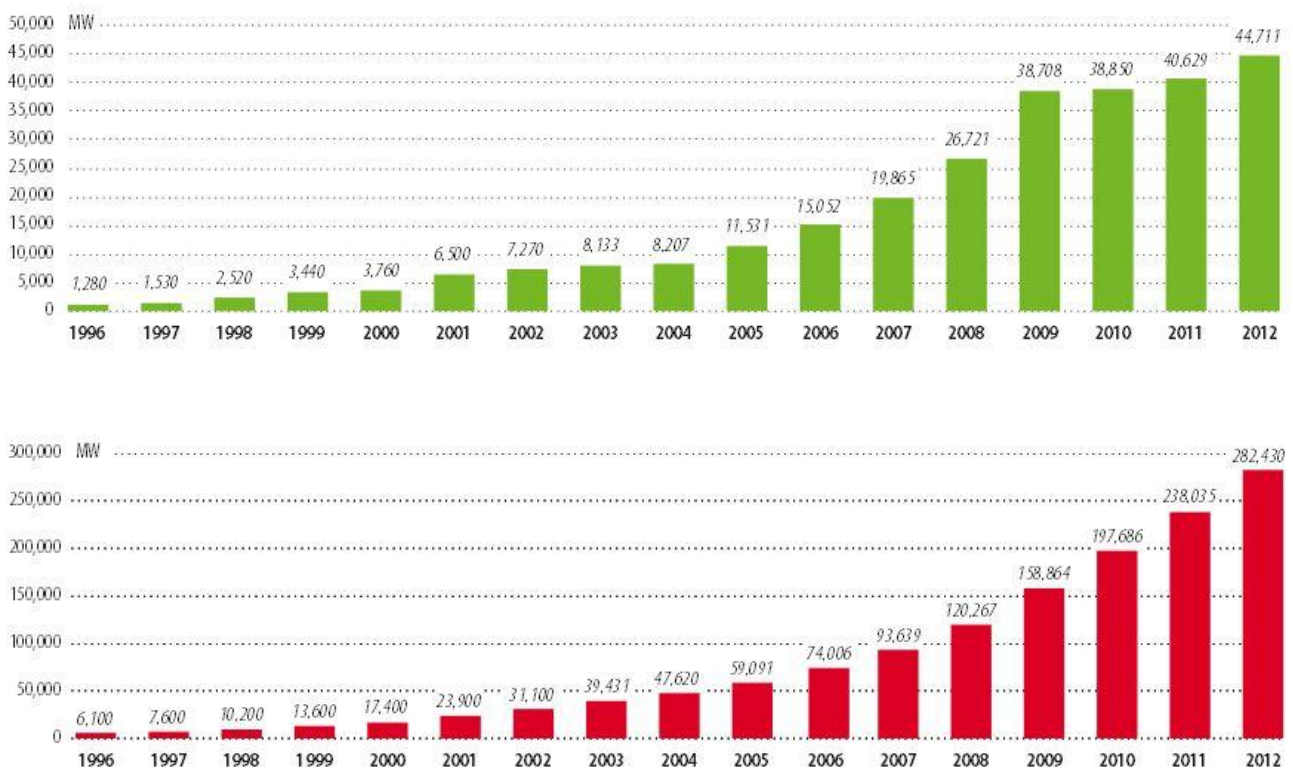


Figura 4.11 Evoluzione negli ultimi 20 anni della potenza installata annuale (in verde) e cumulativa (in rosso) a livello mondiale. Ancora una volta si può notare come la crescita sia progressiva. Attualmente, alla fine del 2012, sono più di 282 GW di eolico installati in tutto il mondo.

Le installazioni di energia eolica a livello globale sono aumentate di circa 44 mila MW durante tutto il 2012, portando la totale capacità installata a 282 mila MW (282.4 GW), un incremento del 18.7% rispetto ai 238 mila MW installati alla fine del 2011. Durante il biennio 2010-2011 più della metà di tutte le nuove installazioni è stata aggiunta al di fuori dei mercati tradizionali di Europa e Nord America, trascinati principalmente dal continuo e inarrestabile sviluppo, un vero e proprio boom industriale, della Cina che, da sola, possiede ad oggi poco più di 75 mila MW di potenza eolica installata.

Parecchi paesi hanno raggiunto livelli relativamente alti di penetrazione nel mercato della potenza eolica, a titolo esemplificativo, in Danimarca il 21% della produzione di energia elettrica è appannaggio del settore eolico, il 18% in Portogallo, 16% in Spagna, 14% in Irlanda e il 9% in Germania (dati si riferiscono al 2010). Oramai, 83 paesi in tutto il mondo stanno utilizzando la potenza eolica su base commerciale. Di seguito è riportata una tabella che riassume l'evoluzione negli ultimi sei anni della potenza da fonte eolica installata (in MW) nei primi undici paesi del mondo in ordine decrescente. Da notare come l'Italia figuri al settimo posto:

#	Nazione	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Crescita % ultimo anno	Crescita % media ultimi 5 anni
1	Cina	2,599	5,912	12,210	25,104	44,733	62,733	75,564	20.0	66.5
2	Stati Uniti	11,603	16,819	25,170	35,159	40,200	46,919	60,007	27.9	29.0
3	Germania	20,622	22,247	23,903	25,777	27,214	29,060	31,332	7.8	7.0
4	Spagna	11,630	15,145	16,740	19,149	20,676	21,674	22,796	5.1	8.5
5	India	6,270	7,850	9,587	10,925	13,064	16,084	18,421	14.5	18.6
6	Regno Unito	1,963	2,389	3,288	4,070	5,203	6,540	8,445	29.1	28.7
7	Italia	2,123	2,726	3,537	4,850	5,797	6,747	8,144	20.7	24.4
8	Francia	1,589	2,477	3,426	4,410	5,660	6,800	7,196	5.8	23.8
9	Canada	1,460	1,846	2,369	3,319	4,008	5,265	6,200	17.8	27.4
10	Portogallo	1,716	2,130	2,862	3,535	3,702	4,083	4,525	10.8	16.3
11	Danimarca	3,140	3,129	3,164	3,465	3,752	3,871	4,162	7.5	5.8

La classifica delle prime dieci aziende del settore eolico in base alla capacità annuale installata (e relativa quota di mercato) vede:

Paese	Azienda	Quota di mercato	Consegne 2011 in MW	Potenza totale installata in GW
Danimarca	Vestas	12.7%	5,217	50
Cina	Sinovel	9.0%	3,700	13
Cina	Goldwind	8.7%		
Spagna	Gamesa	8.0%	3,308	24
Germania	Enercon	7.8%	3,203	24
Stati Uniti	GE Energy	7.7%	3,170	
India	Suzlon Group	7.6% (inc Suzlon Energy (India) and REpower (Germany))	3,116	20
Cina	Guodian United Power	7.4%	3,042	
Germania	Siemens Wind Power	6.3%	2,591	6.7
Cina	Ming Yang	3.6%	1,500	

4.3 ALCUNI RECORD

Potenza nominale maggiore

L'aerogeneratore Enercon E-126 ha una capacità nominale di 7.58 MW, un'altezza complessiva di 198 m, un diametro di 126 m, ed è la turbina eolica con la maggior potenza nominale da quando è stata introdotta nel 2007. Almeno cinque compagnie stanno lavorando nello sviluppo di un aerogeneratore da 10 MW.



Figura 4.12 Enercon e-126.

Area spazzata più grande

La turbina con l'area spazzata più grande è la Siemens SWT-6.0-154, con un diametro di 154 m (una pala da 75 m), con un area totale di 18600 m².



Figura 4.13 Disegno della turbina Siemens SWT-6.0-154, con il confronto tra la pala e l'apertura alare di un airbus A380.

Turbina più alta

Le più alte turbine sono due, installate in Polonia, a Paproc. Alte 210 metri, costruite dall'azienda tedesca Fuhrlaender a fine 2012. I loro assi di rotazione hanno la stessa altezza della turbina che deteneva il record in precedenza, la Fuhrlaender Wind Turbine Laasow, cioè 160 m, ma i loro rotori consentono di raggiungere i 210 metri contro i 205 della Laasow. Queste tre turbine sono le uniche al mondo a superare i 200 metri.



Figura 4.14 Fuhrlaender Wind Turbine FL -2500, Laasow (Germania), con la sua torre a traliccio e un diametro del rotore di 90 metri. Con la sua altezza al mozzo di 160, ha detenuto il record di turbina più alta fino alla fine del 2012, prima che venisse battuta dai due esemplari della stessa azienda con un diametro del rotore maggiore.

La più grande VAWT (Vertical axis wind turbine)

Il parco eolico Le Nordais sito in Quebec, a Cap-Chat, annovera una turbina ad asse verticale chiamata "Eole", con un rotore di 110 metri di diametro, e una capacità nominale di 3.8 MW.



Figura 4.15 Vista panoramica dell'aerogeneratore verticale "Eole", con un rotore di 110 metri (la distanza massima tra le pale, misurata in orizzontale) e una capacità nominale di 3,8 MW.

Le turbine che attualmente sono installate in una località più vicina al Polo Sud sono tre Enercon E-33, in Antartide, che forniscono potenza alla neozelandese base Scott, e alla stazione statunitense McMurdo dal dicembre 2009 benché una turbina HR3 modificata dalla Northern Power Systems operò alla stazione Amundsen-Scott (collocata esattamente al polo sud geografico) nel 1997-98. Nel Marzo 2010 CITEDEF, un istituto di sviluppo e ricerca delle forze armate argentine, progettò costruì e installò una turbina eolica nella base antartica di Marambio.

Turbina più produttiva

Quattro turbine appartenenti al parco eolico di Ronland in Danimarca condividono il record di aerogeneratore più produttivo, con 63.2 GWh prodotti per ciascuno prima del Giugno 2010.

Turbina situata a più alta quota

La turbina situata a quota più alta è stata prodotta dall'azienda DeWind, installata dal Seawind Group e collocata nelle Ande, in Argentina attorno a 4100 m sul livello del mare.

La turbina flottante più grande

È una turbina di 2.3 MW Hywind attualmente operante a 10 Km dalla costa, in acque di 220 metri di profondità, a sud-ovest di Karmoy, in Norvegia.

CONCLUSIONI

L'elaborato di tesi ha trattato la tematica dell'impiego dei materiali compositi nella tecnologia delle turbine eoliche per la generazione di elettricità, altrimenti dette "aerogeneratori". La ricerca ha dapprima voluto mettere in evidenza come il settore eolico abbia conosciuto negli ultimi decenni un'ascesa ragguardevole e che si presti nel prossimo futuro ha importanti innovazioni e sviluppi. Proprio le esigenze prestazionali sempre più stringenti costituiscono un traino per l'applicazione di classi di materiali aventi eccellenti caratteristiche e proprietà come sono appunto i materiali compositi. È stato messo in risalto il fatto che molto sono le conoscenze, gli strumenti e le strategie adottate nella progettazione delle macchine eoliche mutuata da altri settori dell'industria e in particolare quello aerospaziale, con cui sussistono notevoli zone di intersezione. I primi due capitoli introduttivi sono stati redatti con lo scopo di fornire al lettore eventualmente non avvezzo a queste tematiche, delle inevitabilmente sintetiche ma importanti delucidazioni circa i principi di funzionamento e le peculiarità dei sistemi di conversione dell'energia eolica, rimandando a testi specializzati per una più diffusa trattazione degli argomenti, cosa che si è ritenuta indispensabile per poter poi contestualizzare al meglio le considerazioni fatte sull'applicazione dei materiali compositi, che costituiscono il cuore del lavoro di tesi svolto. Per questo motivo si è voluto fornire una descrizione dei concetti fondamentali relativi alla natura fisica del vento, ai limiti fisici sintetizzati dalla legge di Betz, la distribuzione della velocità del vento in un dato sito, le formule della potenza in esso contenuta, la definizione del coefficiente di potenza e delle ripercussioni di questi concetti sulla struttura di un aerogeneratore e segnatamente del suo rotore.

Nel capitolo principale di questo documento si sono poi descritte le sollecitazioni strutturali cui è soggetta una turbina eolica durante il funzionamento e le proprietà richieste ai materiali per resistervi; è stata presentata una rassegna dei materiali impiegati, da quelli classici quali alluminio e acciaio, ai compositi veri e propri ed in particolare quelli rinforzati con fibre di vetro e carbonio. Sono state riportate le caratteristiche fondamentali, in termini di resistenza e rigidità, dei possibili rinforzi utilizzabili e le principali alternative disponibili attualmente, da quelle più consolidate alle più sperimentali e di recente applicazione. Nella parte finale del capitolo si è effettuata una disamina dei processi di fabbricazione adottati per la produzione delle diverse componenti di un aerogeneratore; è stata riportata una descrizione delle metodologie più diffuse quali lo stampaggio per trasferimento di resina e l'utilizzo dei materiali preimpregnati depositati manualmente o più spesso mediante apposite macchine robotizzate, diversi dati relativi alle prestazioni raggiungibili mediante questi processi e le alternative disponibili.

Si è poi deciso di concludere con un capitolo relativo a dei dati statistici riguardanti l'evoluzione del settore eolico nei principali paesi europei e più generalmente a livello globale negli ultimi trent'anni, e dei record circa le dimensioni e le potenze raggiunte dalle macchine odierne con lo scopo di evidenziare il livello di tecnologia avanzato raggiunto, sia dal punto di vista meccanico che aerodinamico da queste ultime.

BIBLIOGRAFIA

Ashwill T.D. e Paquette J.A., *Composite materials for innovative wind turbine blades*, Wind Energy Technology Department Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185.

Beckwith S.W., (2007), *Resin Infusion Technology: Part 3- A detailed Overview of RTM and VIP Infusion Processing Technologies*, SAMPE International Technical Director and President, BTG Composites Inc. Taylorsville, UT.

Brøndsted Povl, (2011), *Composite Materials for Wind Turbine Blades*, Materials Research Division, Risø National Laboratory for Sustainable Energy, Technical University of Denmark.

Brøndsted Povl, Lilholt Hans e Lystrup Aage, (2005), *Composite materials for wind power turbine blades*, Materials Research Department, Risø National Laboratory, DK 4000 Roskilde, Denmark.

Cheng-Huat Ong e Stephen W. Tsai, (2000), *The use of carbon fibers in wind turbine blade design: a seri-8 blade example*, Department of Aeronautics & Astronautics, Stanford University.

Gipe P., (2004), *Wind Power: Energy for Home, Farm, and Business*, Chelsea Green Publishing Company.

Griffin D.A., *Blade system design studies volume I: Composite technologies for large wind turbine blades*, Global Energy Concepts, LLC, 5729 Lakeview Drive NE, #100 Kirkland, Washington 98109.

Gurit, *Gurit Guide to composites*, <http://www.gurit.com/files/documents/guide-to-composites-v5pdf.pdf>

Gurit, *Gurit Materials for Wind Turbine Blades*, http://www.gurit.com/files/documents/5_Gurit_Materials.pdf

Gurit, *Wind Turbine Blade aerodynamics*, http://www.gurit.com/files/documents/2_aerodynamics.pdf

Gurit, *Wind turbine blade structural engineering*, http://www.gurit.com/files/documents/3_Blade_Structure.pdf

Hexcel, *Advanced fibre-reinforced matrix products for direct processes*, http://www.hexcel.com/Resources/DataSheets/Brochure-Data-Sheets/Advanced_Fibre-Reinforced_Matrix_Products_for_Direct_Processes.pdf

Hexcel, *HexPly® Prepreg Technology*, http://www.hexcel.com/Resources/DataSheets/Brochure-Data-Sheets/Prepreg_Technology.pdf

Hexcel, *HexForce® Reinforcements Technical Fabrics Handbook*, [http://www.hexcel.com/ Resources/DataSheets/Brochure-Data Sheets/HexForce Technical Fabrics Handbook.pdf](http://www.hexcel.com/Resources/DataSheets/Brochure-Data Sheets/HexForce Technical Fabrics Handbook.pdf)

Hogg P., (2010), *Wind Turbine Blade Materials*, SUPERGEN Wind Phase 1 Final Assembly University of Loughborough.

Kalmikov Alex e Katherine Dykes, *Wind Power Fundamentals*, MIT Wind Energy Group & Renewable Energy Projects in Action.

Mandell J.F., Samborsky D.D. e Pancasatya Agastra, *Composite materials fatigue issues in wind turbine blade construction*, Department of Chemical and Biological Engineering, Montana State University, Bozeman, MT 59717.

Manwell J.F., McGowan J.G., Rogers, A.L., (2009), *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, John Wiley & Sons.

Mishnaevsky Leon Jr, *Composite materials in wind energy technology*, Risø National Laboratory for Sustainable energy, technical University of Denmark, Roskilde, Denmark.

Ragheb M., Ragheb Adam M., (2011), *Wind turbines Theory-The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio*, Department of Nuclear, Plasma and Radiological Engineering, Department of Aerospace Engineering, University of Illinois at Urbana-Champaign, 216 Talbot Laboratory, USA.

Serrano J.C., (2010), *Composite Materials for Wind Blades: Current Performance and Future Directions*, Sandia National Laboratories, 2010 Wind turbine blade Workshop, PPG Industries Inc.

Tangler J. L., (2000), *The Evolution of Rotor and Blade Design*, presented at the American Wind Energy Association WindPower 2000, Palm Springs, California.

Thomsen O.T., (2006), *Sandwich materials for wind turbine blades*, 27th International Conference on Materials Science: Polymer Composite Materials for Wind Power Turbines, Risø National Laboratory, Denmark, Aalborg University.

Walker J.F., Jenkins N., (1997), *Wind Energy Technology*, John Wiley & Sons, Canada, Limited.

WEBGRAFIA

<http://www.gurit.it/>

<http://www.hexcel.com/>

<http://www.zoltek.com/>

http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/en/tour/wres/index.htm (Danish wind industry association)

<http://www.vestas.com/>

<http://www.enercon.de/it-it/>

<http://www.gamesacorp.com/en/>

<http://www.ge-energy.com/wind>

<http://hypersizer.com/industry/wind-turbine-blade/index.php>

<http://www.compositesworld.com/articles/wind-turbine-blades-glass-vs-carbon-fiber>

http://en.wikipedia.org/wiki/Wind_turbine_design

<http://asian-power.com/project/in-focus/wind-energy-eclipse-aerospace-top-user-advanced-composites-2020>

<http://windsystemsmag.com/article/detail/233/aerospace-advances-improve-blade-durability>

<http://www.energy.siemens.com/hq/en/renewable-energy/wind-power/>

RINGRAZIAMENTI

Ringrazio il Professor Amedeo Maddalena per la grande disponibilità dimostrata durante la preparazione di questo lavoro di Tesi, e il Professor Enrico Lorenzini per la comprensione e l'umanità con cui è venuto incontro alle mie esigenze.

E ovviamente un pensiero ai miei genitori, per i loro sacrifici e il loro amorevole supporto anche nei momenti di più cupa difficoltà, senza i quali certo non avrei raggiunto questo obiettivo.