

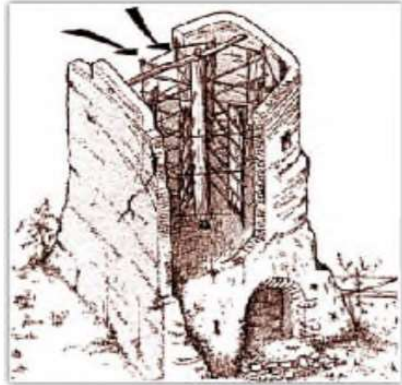
Energia Eolica – parte 1

Corso di Sistemi Energetici



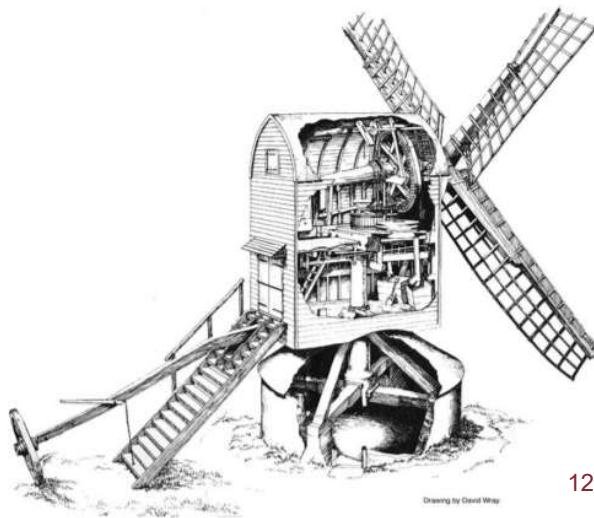
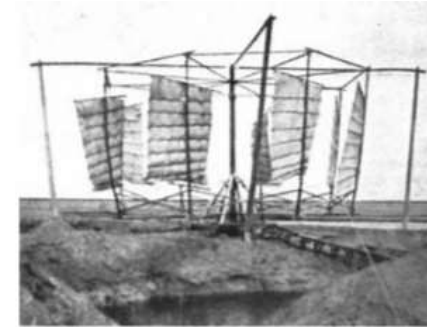
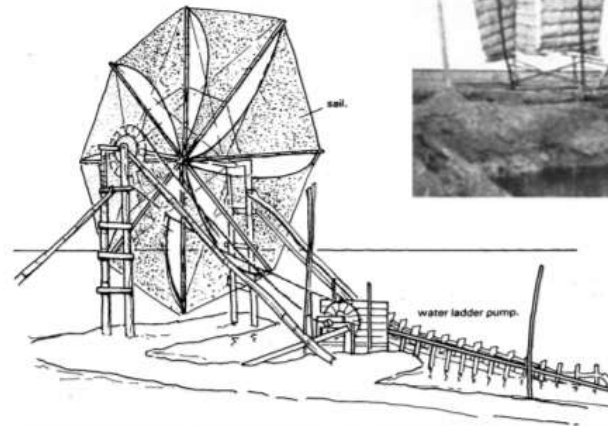
SAPIENZA
UNIVERSITÀ DI ROMA

La tecnologia eolica – evoluzione



700 A.D.: Il Mulino a Vento Persiano

1219 - Cina



1270 – Mulino a Palo - Europa

La tecnologia eolica – cenni storici

XIV secolo – Europa

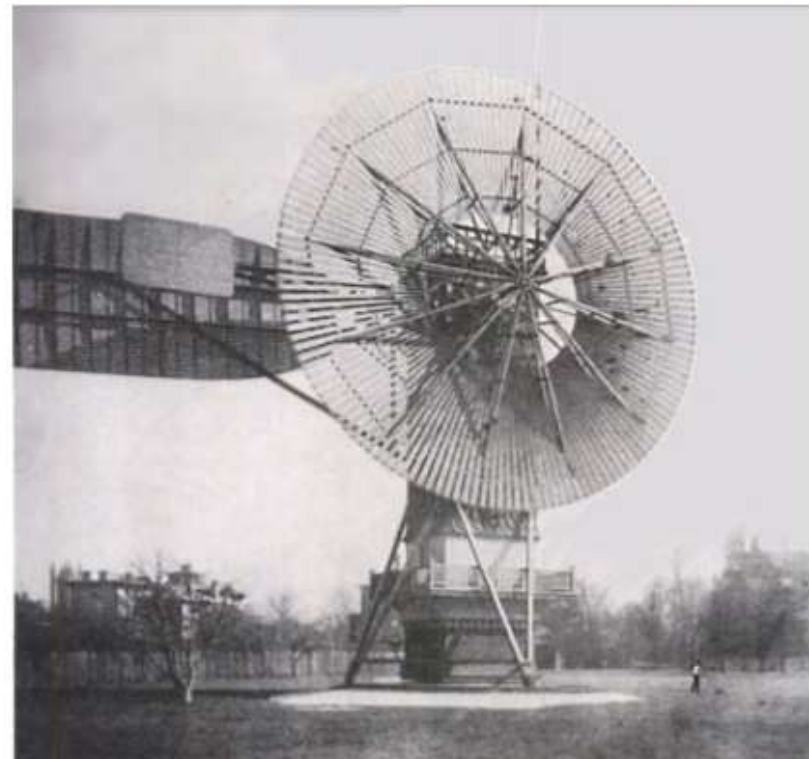
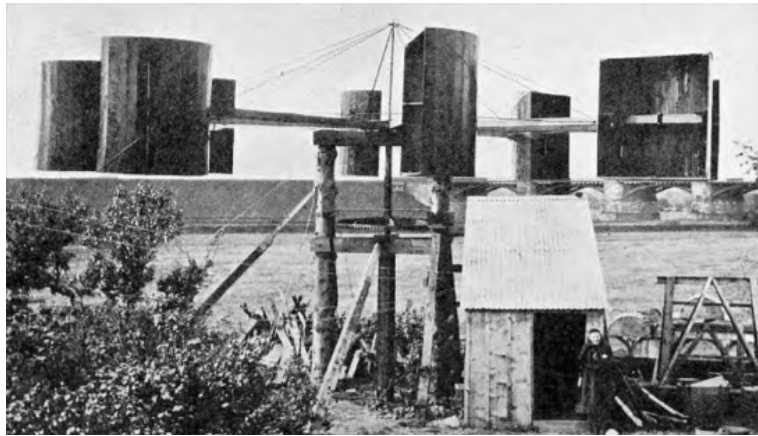
Mulino a Grembiule (in legno) – Mulino a torre (in muratura)



La tecnologia eolica – cenni storici

1887: generazione elettrica da turbina eolica. Generatore eolico ad asse verticale con diametro di 17 metri. Pale: superfici concave funzionanti a resistenza

1887: produzione su larga scala. turbina ad asse orizzontale, 17 metri di diametro, hub a 18 m. potenza nominale 12 kW.



La tecnologia eolica – cenni storici

1891 – primi accorgimenti aerodinamici. Danimarca. taglie: 20-35 kW.
studio sull'immagazzinamento dell'energia (idrogeno tramite idrolisi)



1920: teoria del disco attuatore di Betz

1931: turbina Darrieus. si basa sulla portanza alare



La tecnologia eolica – cenni storici

1941: prima turbina eolica Multi Megawatt

potenza nominale 1,25 MW - bipala –
D=54 m, h=37m, rotore downwind.

generatore sincrono, angolo di pitch
variato per mantenere costante la velocità di
rotazione.

dopo 1100 ore di funzionamento si ruppe.
40 anni dopo si ebbe nuovamente una
turbina di pari potenza.



La tecnologia eolica – cenni storici

1978: cambia il verso di rotazione (diventa orario)

1980: primo parco eolico (New Hampshire) . 20 macchine da 30 kW ognuna.

anni 90: turbine multimegawatt in Olanda, Germania e Danimarca

2008: turbina onshore da 7 MW

2011: turbina offshore da 5 MW

2012: turbina offshore da 7 MW

2014: turbina onshore da 8 MW

...e Siemens annuncia di avere una turbina da 10 MW in cantiere.



La risorsa eolica

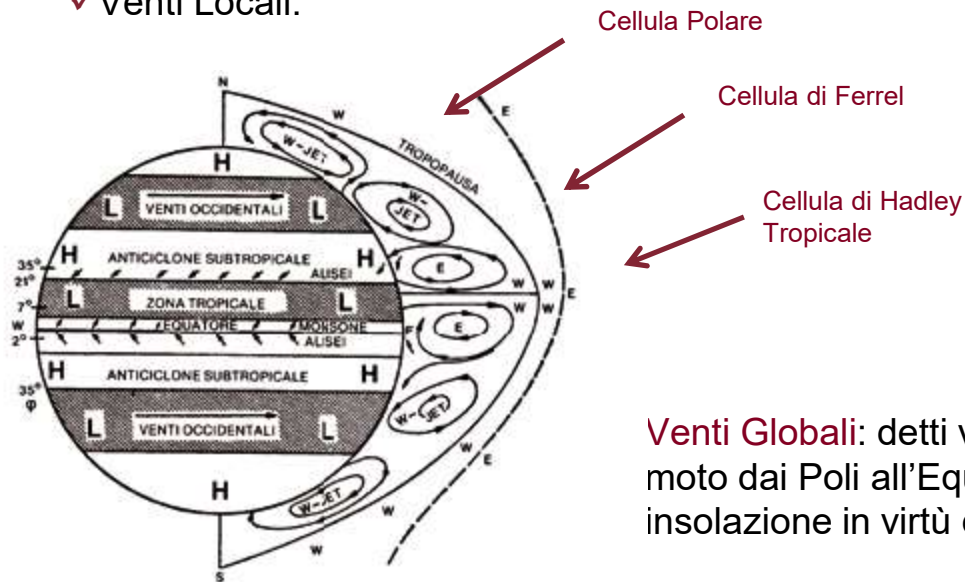
La formazione del vento

Il 2% dell'irraggiamento solare è convertito in energia di Spostamento delle Masse di Aria!

Gli spostamenti sono dovuti alla diversa insolazione della superficie terrestre che causa distribuzioni di pressione.

Tipologie di venti:

- ✓Venti Globali
- ✓Venti Locali.



Venti Globali: detti venti geostrofici, formati da masse di moto dai Poli all'Equatore. I Poli sono soggetti a minore insolazione in virtù della forte inclinazione dei raggi

La risorsa eolica

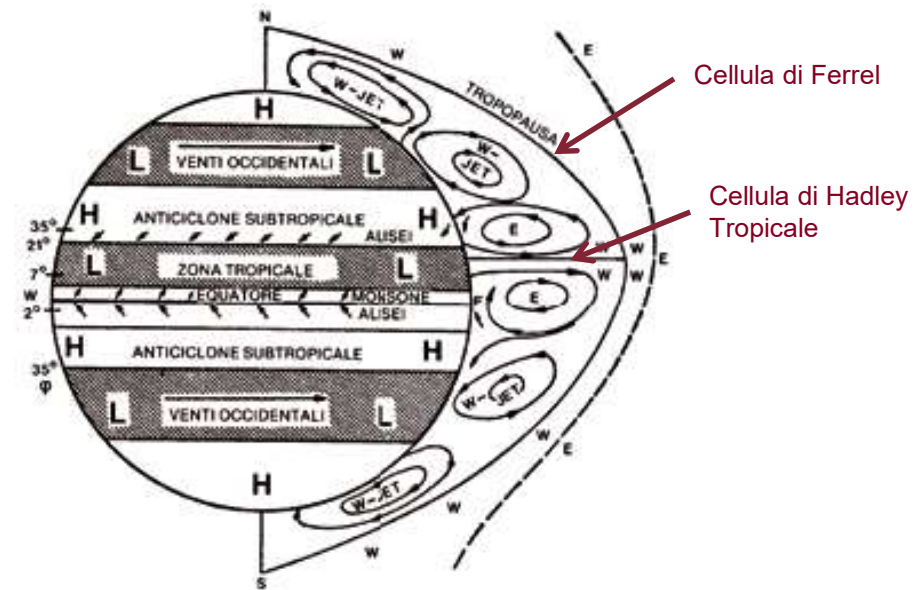
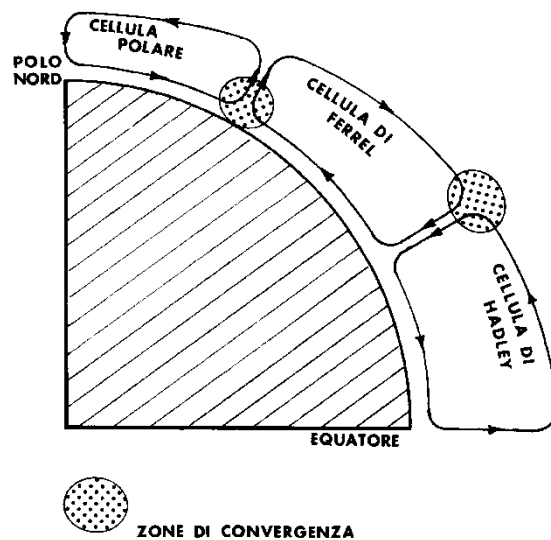
La formazione del vento – Venti Globali

La cellula di Ferrel e la cellula di Hadley sono generate dal flusso discendente dovuto alle masse di aria in moto da zone più calde a zone più fredde.

Queste cellule danno inoltre origine agli **Alisei** e ai **Venti Occidentali**.

Infine la rotazione terrestre attraverso la Forza di Coriolis tende a far ruotare le masse di aria:

- Senso orario nell'Emisfero Boreale;
- Senso antiorario nell'Emisfero Australe.

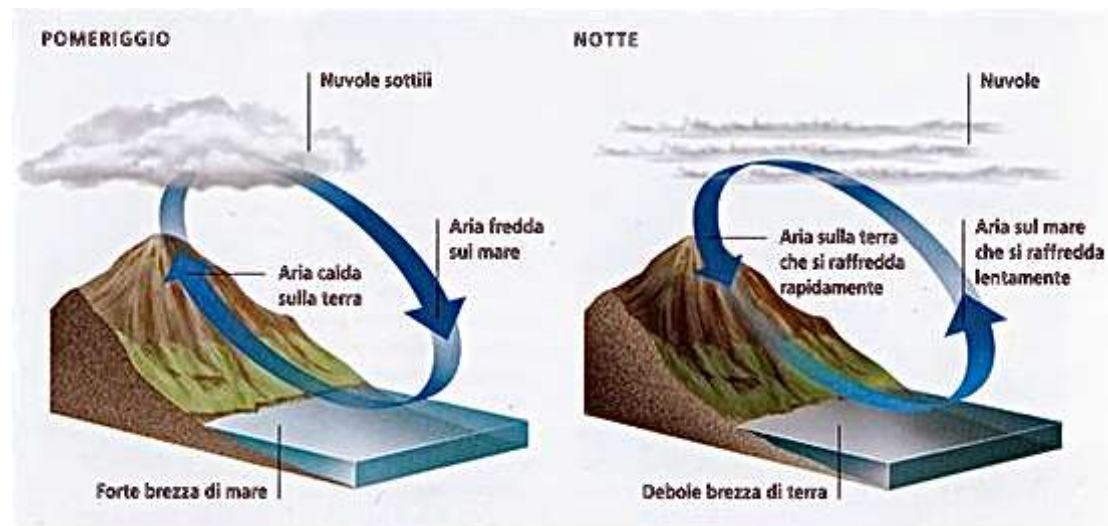


La risorsa eolica

La formazione del vento – Venti Locali

Giorno: le masse d'aria che sovrastano gli oceani, i mari e tutti gli specchi lacustri si scaldano meno di quelle situate al di sopra delle masse continentali. L'aria al di sopra delle terre emerse è più calda e la diminuzione di densità determina un sollevamento: l'aria più fredda e pesante proveniente dagli specchi d'acqua viene spinta a prenderne il posto (brezza di mare, brezza di terra).

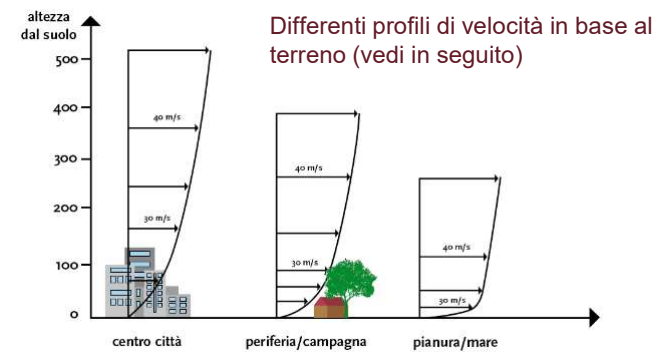
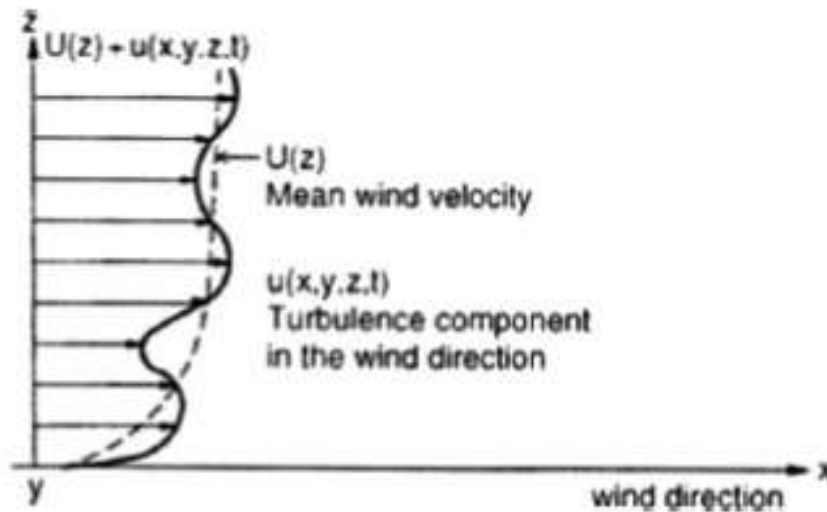
Zone montane: i venti diurni risalgono lungo i pendii di giorno, in quanto l'aria a fondo valle viene riscaldata maggiormente e tende a salire in quota, mentre di notte il moto si inverte.



La risorsa eolica - Descrizione e caratterizzazione

Manifestazione dovuta al moto delle masse d'aria nell'atmosfera

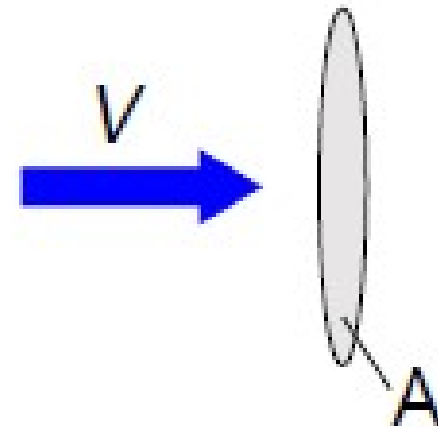
- ≈ 1 km altezza dello strato limite planetario,
- ≈ 250 m altezza massima di interesse nel campo della generazione eolica
- 10 m altezza standard di rilevazione del dato anemometrico
- giornaliero, mensile, stagionale, annuale, pluriennale periodi di variazione della risorsa
- ≈ 20 anni periodo di vita delle turbine eoliche
- 10 min periodo standard di rilevazione del dato anemometrico



La risorsa eolica – grandezze caratteristiche

$$P_d = \dot{m} \cdot \Delta e_c = \rho VA \left(\frac{V^2}{2} - 0 \right) = \frac{1}{2} \rho AV^3$$

- Le grandezze caratteristiche più importanti sono:
- Densità dell'aria (variazione nel tempo e con la quota) ρ
- Variazione della velocità con la quota V
- Posizione topografica del sito (influenza delle colline sulla velocità del vento)
- Variazione, nel tempo, della direzione ed intensità della velocità del vento
- Distribuzione della frequenza mensile ed annua
- Durata e frequenza dei periodi di calma
- Variazioni stagionali
- Variazione della direzione del vento.



La risorsa eolica – grandezze caratteristiche

La densità dell'aria è influenzata dalla temperatura e dalla pressione. L'effetto della pressione è sensibile quando dipende dall'altitudine, mentre è trascurabile l'effetto delle variazioni barometriche locali.

Formula approssimata:

$$\rho = \frac{99459 - 9.44z}{287(273 + t)} \quad [kg/m^3]$$

| z [m] | t [°C] | ρ [kg/m ³] | V _z [m/s] |
|-------|--------|-----------------------------|----------------------|
| 5 | 15 | 1.2027 | 6 |
| 50 | 15 | 1.1976 | 8.3 |
| 200 | 15 | 1.1804 | 10.2 |

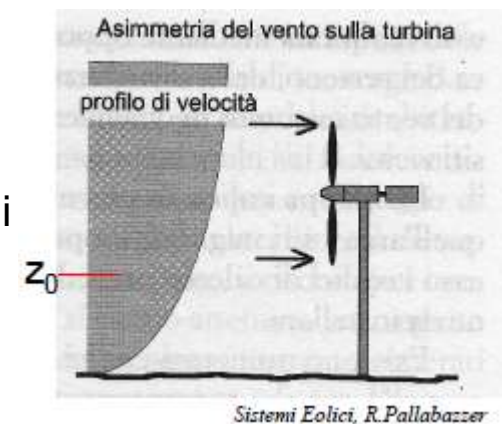
dove z è l'altitudine in metri e t la temperatura in gradi Celsius

$$V_0 = 6 \text{ m/s} \quad z_0 = 5 \text{ m}$$

La velocità del vento varia con la quota per effetto dell'attrito del terreno e delle turbolenze prodotte dagli ostacoli presenti sul terreno (*coefficiente p*).

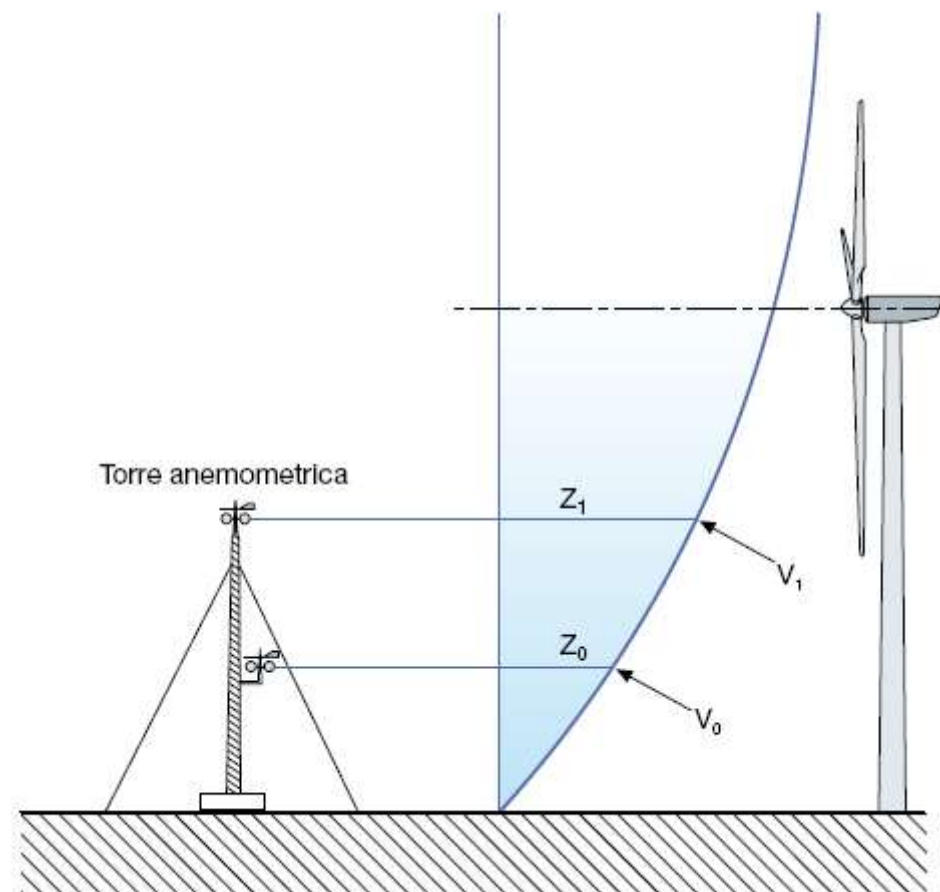
Il flusso d'aria presenterà dunque un profilo di velocità.

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



La risorsa eolica

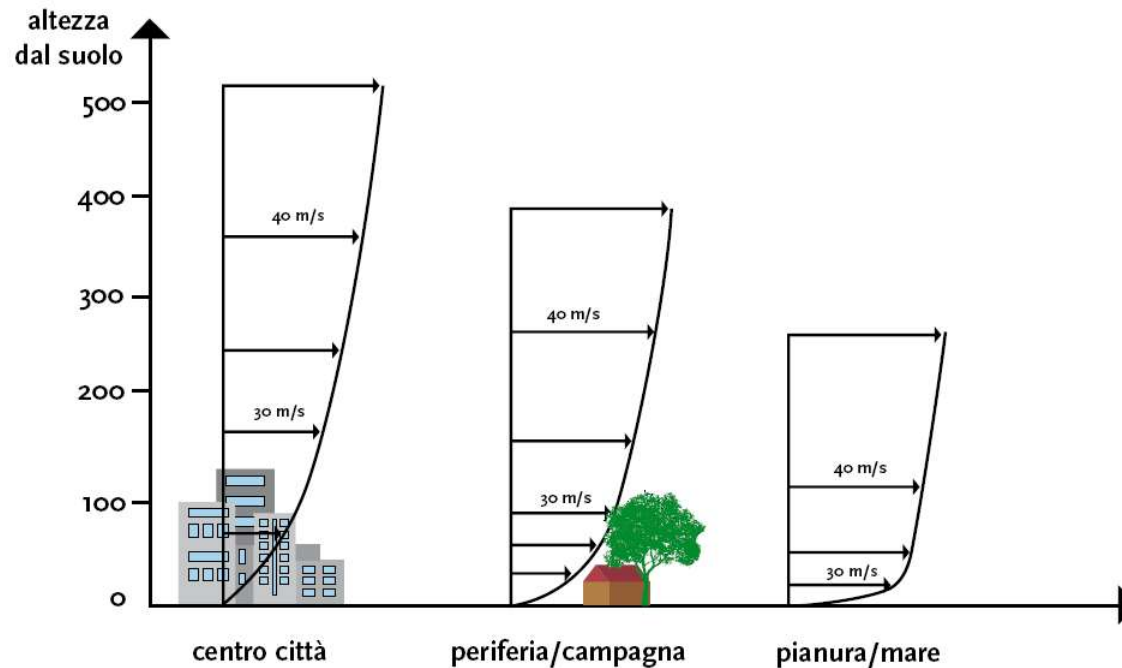
velocità e quota



La risorsa eolica

Ventosità di un sito – la Rugosità

La velocità del vento cambia sensibilmente anche al variare della quota. La presenza di ostacoli e di rugosità superficiali determina una progressiva diminuzione della velocità del vento rispetto alla velocità del flusso indisturbato (strato limite).



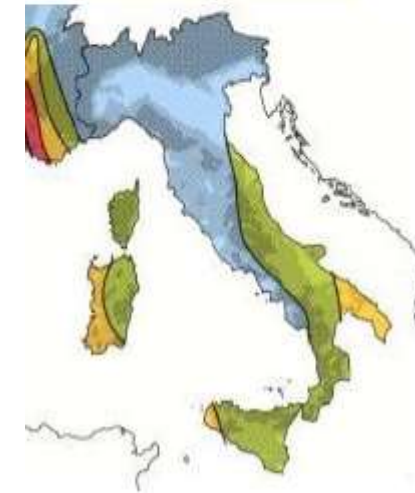
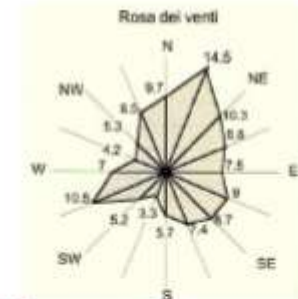
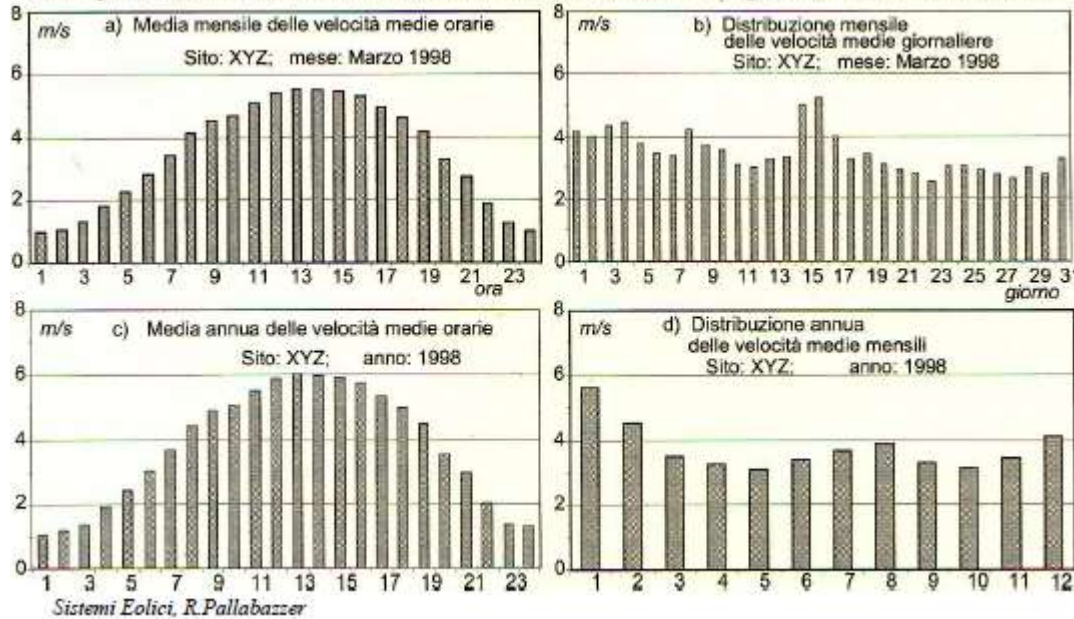
La risorsa eolica – Misura e denominazione

| Gradi B (Scala di Beaufort) | Denominazione del vento | Velocità [m/s] | Densità di potenza [W/m ²] |
|--------------------------------|----------------------------|-------------------|-------------------------------------------|
| 0 | Calma | < 0.2 | - |
| 1 | Bava di vento | 0.3 – 1.5 | 0.6 (1 m/s) |
| 2 | Brezza lieve | 1.6 – 3.3 | 9.5 (2.5 m/s) |
| 3 | Brezza debole | 3.4 – 5.4 | 54.7 (4.5 m/s) |
| 4 | Brezza moderata | 5.5 – 7.9 | 129.6 (6.0 m/s) |
| 5 | Brezza teso | 8 – 10.7 | 347.4 (9.0 m/s) |
| 6 | Brezza forte | 10.8 – 13.8 | 1340 (13 m/s) |
| 7 | Vento forte | 13.9 – 17.1 | 2500 (16 m/s) |
| 8 | Burrasca | 17.2 – 20.7 | 4880 (20 m/s) |
| 9 | Burrasca forte | 20.8 – 24.4 | 7420 (23 m/s) |
| 10 | Tempesta | 24.5 – 28.4 | 12000 (27 m/s) |
| 11 | Violenta tempesta | 28.5 – 32.6 | 16470 (30 m/s) |
| 12-17 | Uragano | 32.7 – 61.2 | 26150 (35 m/s) |

$$P_{d,A} = \frac{1}{2} \rho V^3$$

La risorsa eolica – Raccolta e prima elaborazione

Esempio di distribuzione delle velocità medie orarie, medie giornaliere e medie mensili



V_i media temporale ($\Delta t_i = 5 - 10 \text{ min}$)

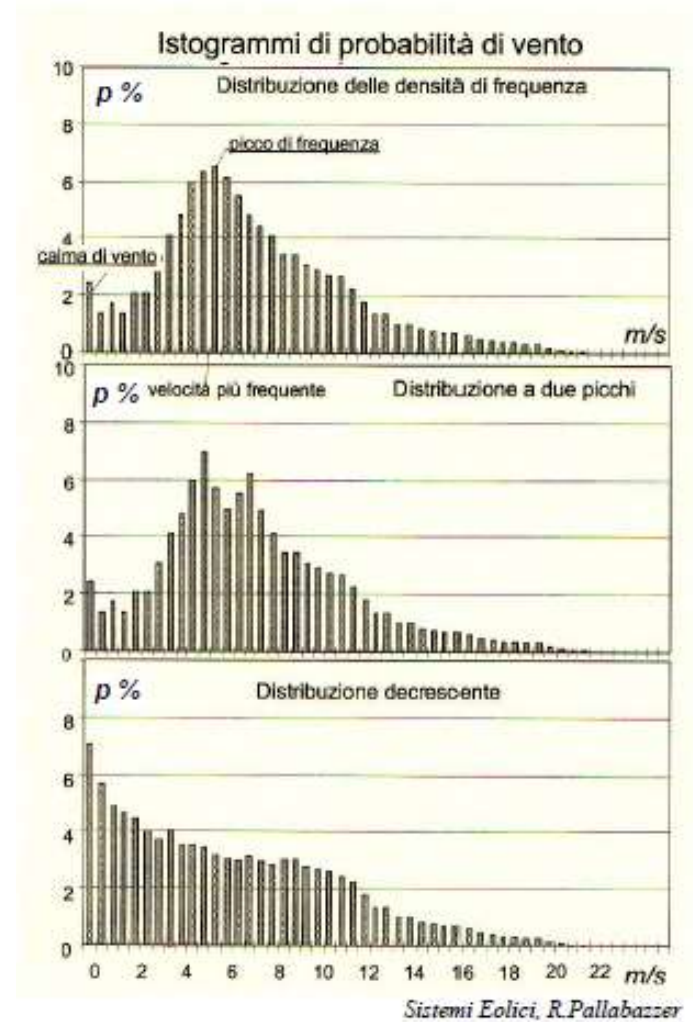
Velocità media
$$V_m = \frac{1}{T} \int_T V dt \longrightarrow V_m = \frac{1}{N} \sum_N V_i$$

La risorsa eolica – Frequenza di probabilità del vento

| ore | velocità media oraria m/s |
|------|---------------------------|
| 1 | 4.0 |
| 2 | 4.5 |
| 3 | 5.0 |
| 4 | 4.3 |
| 5 | 4.5 |
| 6 | 6.5 |
| ... | ... |
| ... | ... |
| ... | ... |
| 8760 | 6.5 |

Densità di probabilità (PdF) $f(V)$

$$\int_0^{\infty} f(V) dV = 1$$



La risorsa eolica

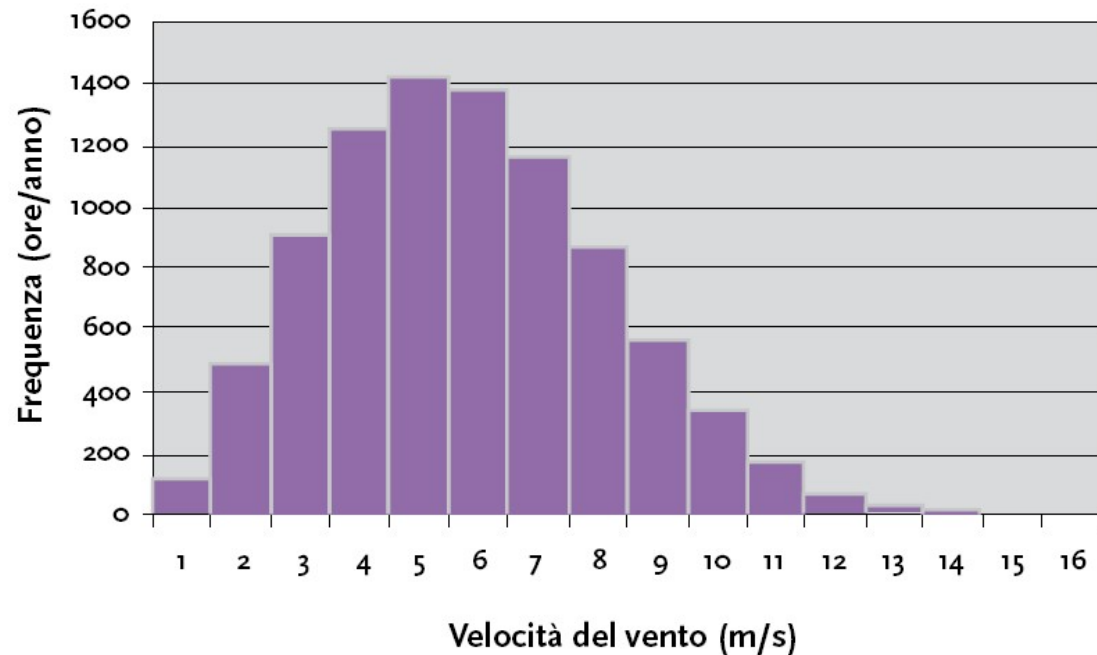
Ventosità di un sito – la frequenza

Le misure ottenute con le rilevazioni si organizzano in classi di velocità di data ampiezza. Ogni classe è definita da un valore medio delle velocità del vento appartenente alla classe stessa, alla quale è associato il corrispondente numero di ore/anno di persistenza della velocità del vento all'interno del relativo intervallo.

$$f_i = \frac{n_i}{n_{tot}}$$

n_i : il numero di ore/anno di persistenza della velocità del vento all'interno della classe considerata

n_{tot} : il numero totale di ore a disposizione nell'anno, ovvero 8760.



La risorsa eolica

Ventosità di un sito – la frequenza

La funzione più utilizzata per una rappresentazione analitica della distribuzione di frequenza è la distribuzione di Weibull, definita attraverso la seguente relazione:

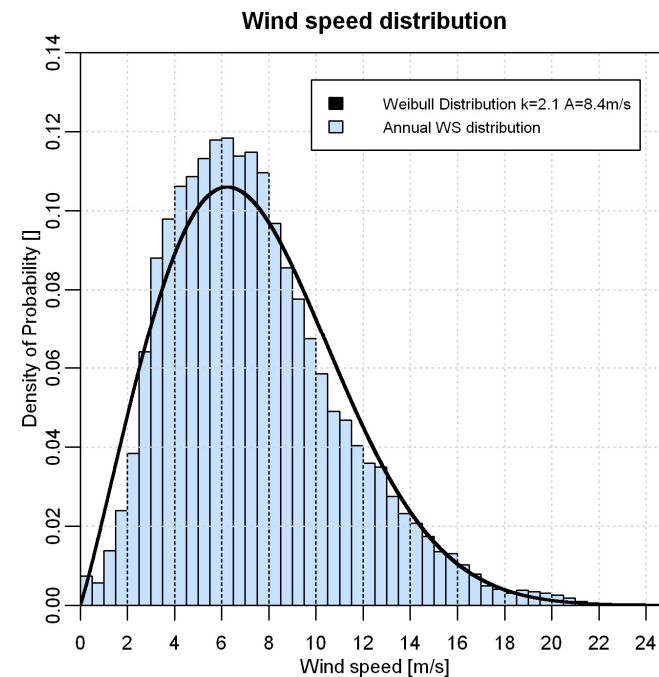
$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k}$$

Parametro di forma (k)

Parametro di Scala (A)

Parametro di scala A è legato alla velocità media del vento, la quale risulta mediamente pari al 90% di A e molto prossima al valore mediano della velocità del vento (ovvero il valore di velocità in corrispondenza del quale $f = 0,5$).

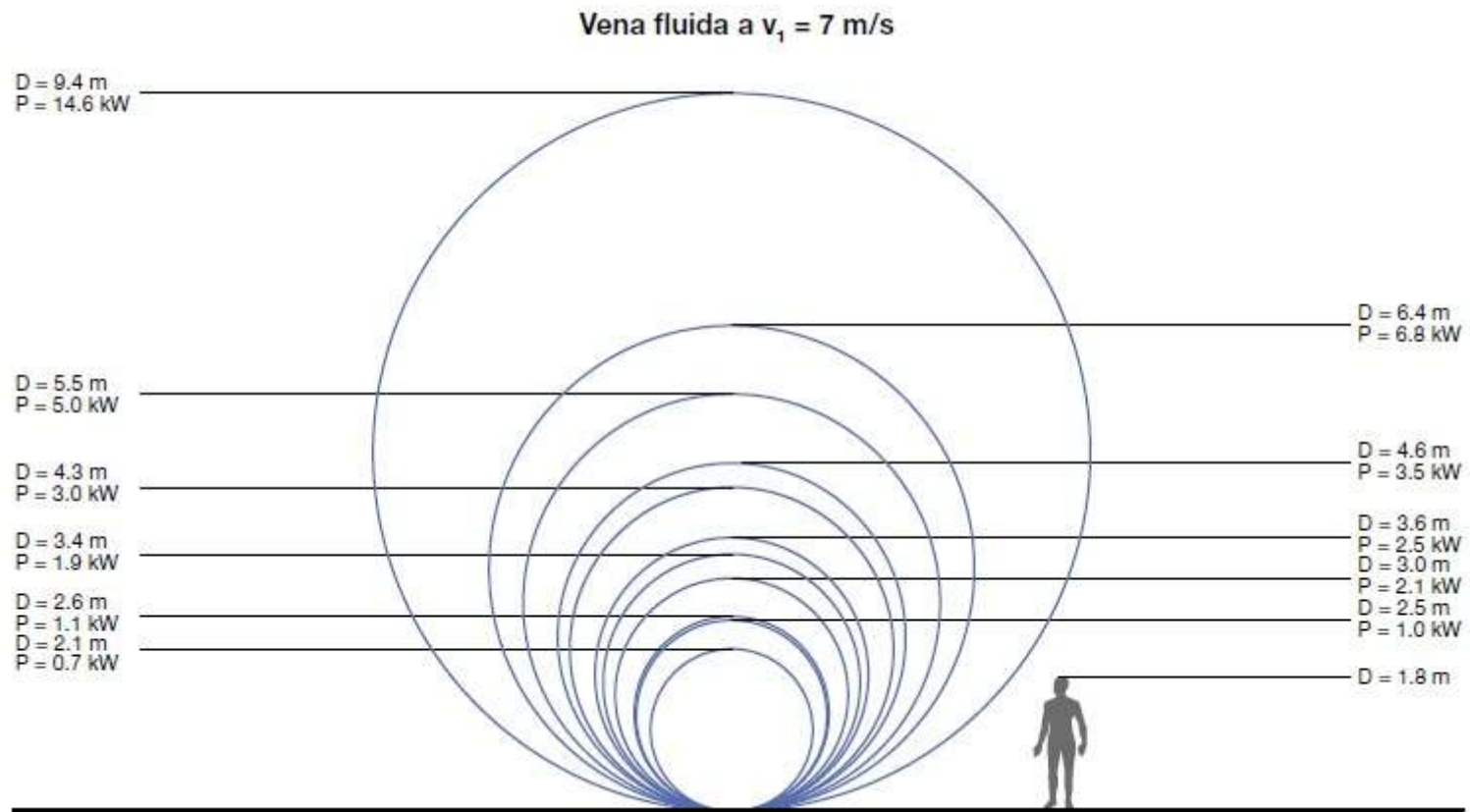
Parametro di forma k è, invece, solitamente compreso fra 1,3 e 2,5 (con un valore tipico di riferimento pari a 2) in relazione alle caratteristiche del sito che si sta analizzando.



La risorsa eolica

Ventosità di un sito - misurazione

La potenza dipende dal cubo della velocità del vento.



La risorsa eolica

Ventosità di un sito - misurazione

La potenza dipende dal cubo della velocità del vento.

Occorre quindi misurare in modo accurato questo valore per non incorrere in errori nel calcolo della producibilità di un sito.

Metodi:

1. Utilizzo di elaborati esistenti di DATI di lungo periodo. I dati di interesse si ricavano per interpolazione (solo per indagini preliminari);
2. Misurazione diretta della velocità del vento (anemometro a coppe).

La velocità del vento è proporzionale:

- Numero di giri nell'unità di tempo misurati mediante un contatore;
- La tensione ai capi di una dinamo collegata al rotore dello strumento.



Esistono anche anemometri ad ultrasuoni o laser, digitali e privi di parti in movimento.

Di norma sono installati due anemometri a differenti altezze.

La risorsa eolica

Ventosità di un sito - Aleatorietà

Le difficoltà che si incontrano nel valutare l'energia disponibile sono legate

- 1.all'aleatorietà della sorgente eolica, essendo il vento una grandezza fortemente dipendente dal tempo (con variazioni a livello stagionale, giornaliero e istantaneo)
- 2.dal luogo, con differenze anche sostanziali in relazione alla distanza dal suolo e alle caratteristiche orografiche del sito.

La misura di velocità del vento è mediata su intervalli di tempo dell'ordine di 10 minuti; dai dati raccolti si possono poi calcolare i valori medio, orario, giornaliero, mensile e annuale, nonché i rispettivi valori massimi all'interno di ciascun intervallo.

I rilevamenti devono durare almeno un anno.

Una buona pratica è confrontare i primi risultati ottenuti con serie storiche disponibili per la zona di interesse: se lo scarto fra i due valori risulta modesto, è possibile ridurre il tempo di osservazione della risorsa eolica ad alcuni mesi o diminuire l'incertezza associata al risultato di una campagna anemometrica.

La risorsa eolica

Ventosità di un sito – la Rugosità

Modello di Hellman consente di modellizzare la velocità del vento legando il suo valore per una quota di riferimento a quello ad una quota generica.

Il Modello tiene conto della rugosità macroscopica e delle condizioni medie atmosferiche del sito. L'andamento della velocità del vento V in funzione della quota z (profilo verticale di velocità, o wind shear) viene solitamente espresso attraverso relazioni del tipo:

$$\frac{V}{V_1} = \left(\frac{z}{z_1} \right)^\alpha$$

In cui V_1 è la velocità del vento misurata alla quota z_1 (valore tipico 10m) e α (*wind shear exponent*) dipende dalla classe di rugosità del suolo e dalle condizioni di stabilità dell'aria.

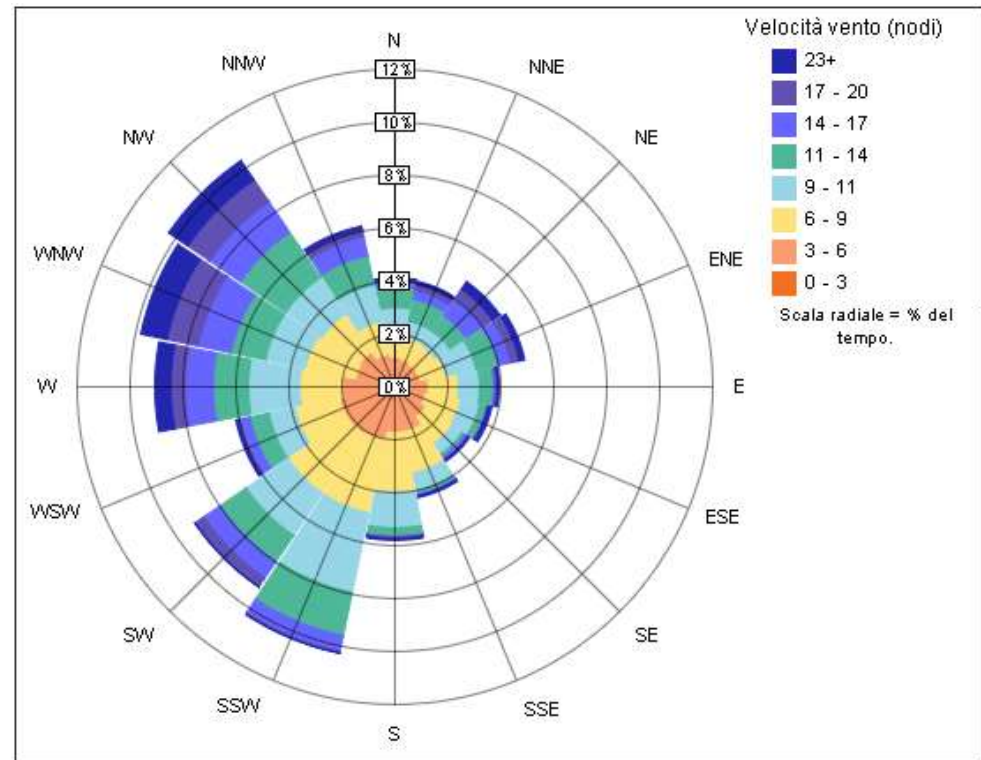
| Qualità della superficie | Coefficiente di rugosità α |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Liscia | 0,08-0,12 |
| Moderatamente rugosa | 0,13-0,16 |
| Rugosa | 0,20-0,23 |
| Molto rugosa | 0,25-0,40 |

La risorsa eolica

Ventosità di un sito – direzione del vento

Per diagrammare le informazioni sulla distribuzione della velocità e sulla frequenza delle direzioni principali si utilizza la rosa dei venti.

Si divida uno spazio circolare in più settori e
Si traccino i raggi di questi proporzionalmente
Alla frequenza relativa, indicando quindi
la percentuale di tempo durante la quale
il vento ha soffiato in quella direzione.



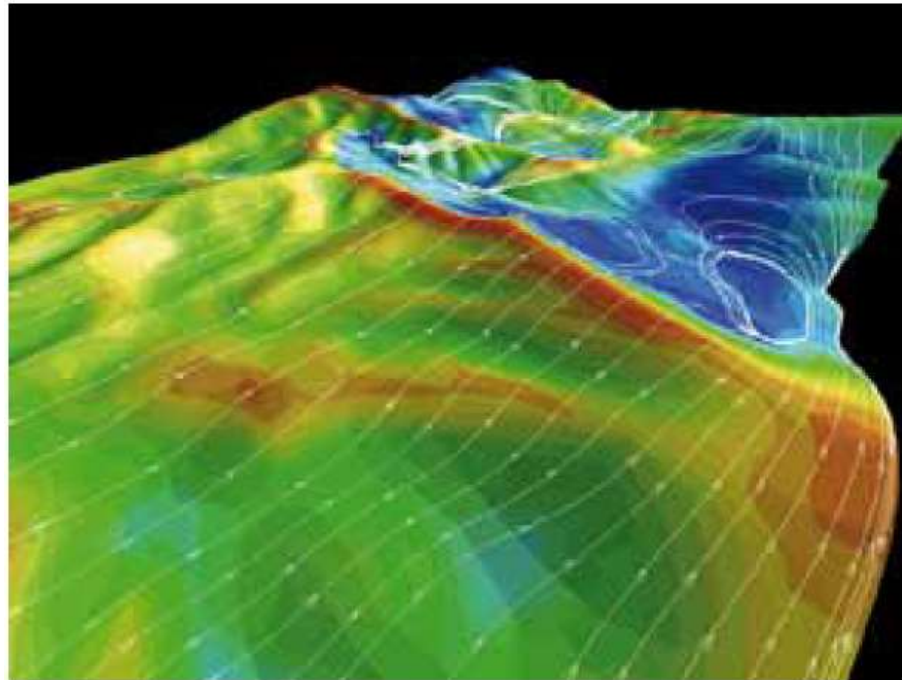
La risorsa eolica

Ventosità di un sito – Micrositing

Una volta raccolti i dati provenienti da più strumenti di misurazione, gli stessi vengono estesi a tutta l'area in esame. Tale procedura, denominata micrositing, può essere eseguita interpolando i dati numerici della campagna, facendo uso delle equazioni classiche della fluidodinamica come la conservazione di massa e le equazioni di Navier-Stokes.

$$\rho \frac{d\vec{V}}{dt} = \rho \vec{g} - \vec{\nabla} p + \mu \nabla^2 \vec{\nabla} + \frac{2}{3} \mu \vec{\nabla} (\vec{\nabla} \cdot \vec{V})$$

Esempio di tecniche
computazionali di Micrositing



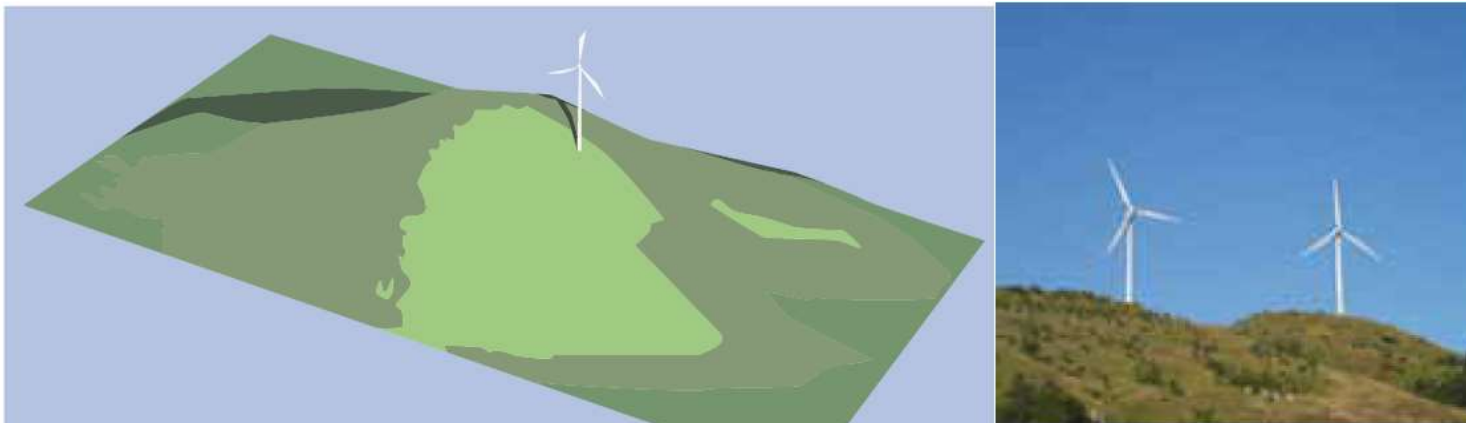
La risorsa eolica

Ventosità di un sito – Micrositing

Il Micrositing consente di calcolare la produttività di una regione, tenendo conto anche della rugosità del terreno e delle caratteristiche orografiche (rilievi della Terra, sia quelli della superficie che quelli sottomarini).

Il Micrositing consente inoltre di individuare locali incrementi della velocità dovuti alla conformazione del territorio: **Hill Effect** e **Tunnel Effect**.

Hill Effect: l'incremento della velocità del vento è conseguente ad un aumento della pendenza del rilievo nella direzione di provenienza del vento.



La risorsa eolica

Ventosità di un sito – Micrositing

Tunnel Effect: l'incremento di velocità è dovuto ad un restringimento della sezione offerta al passaggio della vena fluida. Il fluido è infatti canalizzato attraverso l'area in cui verrà installato l'aerogeneratore.

Anche gli effetti della turbolenza, sia propria della corrente d'aria, sia indotta dalla presenza degli altri aerogeneratori, possono essere tenuti in conto nell'uso dei software di micrositing, portando alla minimizzazione delle perdite per scia all'interno del parco eolico.

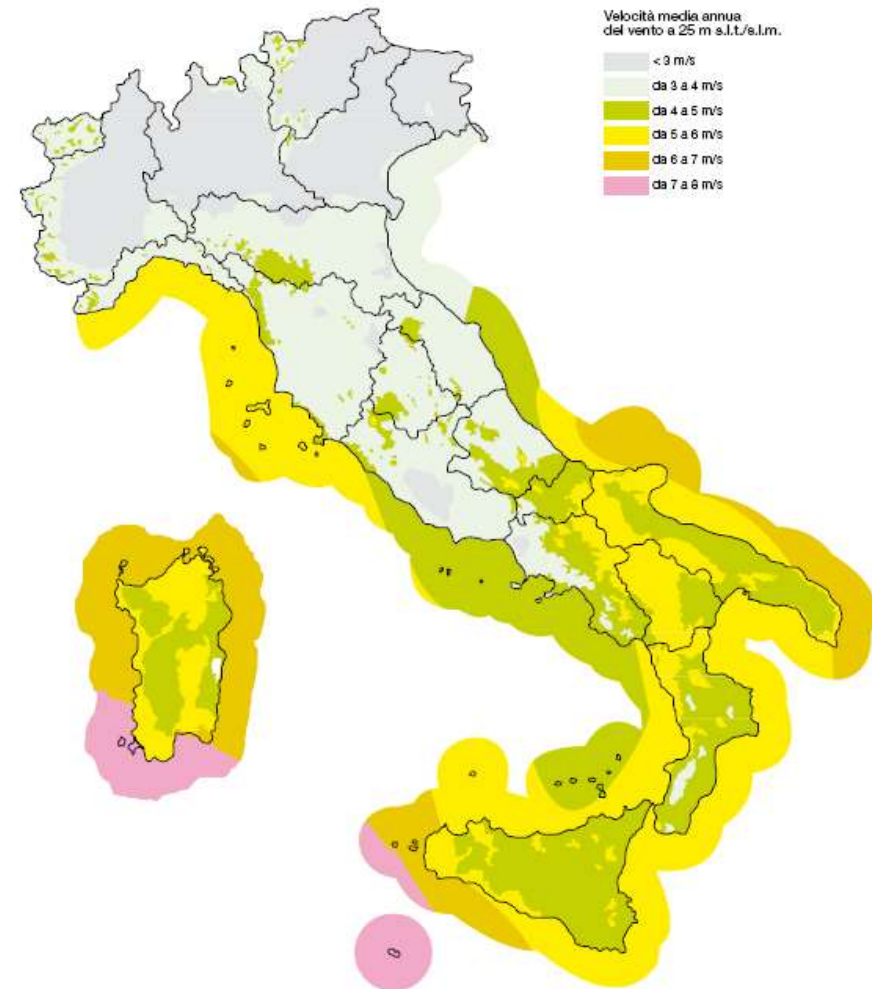


La risorsa eolica

Ventosità di un sito – Micrositing

Applicando lo stesso procedimento a intere regioni o aree, si riesce a quantificare la disponibilità della risorsa eolica per intere nazioni o continenti (Mappa delle Risorse Eoliche – CESI).

La Mappa prende in considerazione anche il potenziale marino per l'installazione di impianti Off-Shore.

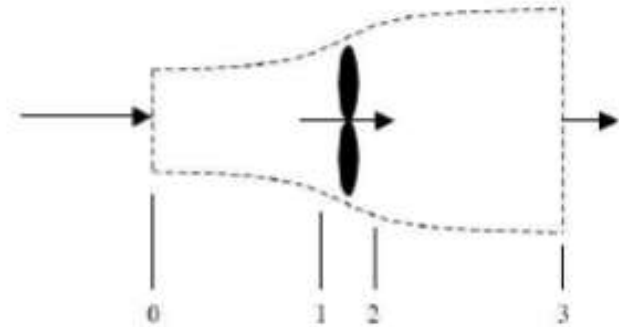


La risorsa eolica – Teorema di Betz

La legge di Betz mostra la massima energia possibile (limite di Betz) che si potrebbe ricavare tramite un rotore infinitamente sottile da un fluido che scorre ad una certa velocità.

Ipotesi

1. Il rotore **non possiede mozzo**, ossia è un rotore ideale, con un infinito numero di pale e con attrito pari a 0.
2. Il **flusso** all'entrata e all'uscita del rotore ha un moto **assiale**.
Approccio a volume di controllo, equazioni di conservazione;
3. Il **fluido è incomprimibile**. La densità rimane costante, e non vi è trasferimento di calore dal rotore al fluido e viceversa;
4. Ad eccezione del rotore, **non sono presenti altri ostacoli** all'interno delle vene fluide
5. La porzione di flusso che attraversa lo specchio dell'attuatore **non** ha alcuna **interazione** con la restante parte di fluido che lo circonda
6. Nelle sezioni **a valle e a monte** del flusso complessivo vi è uno stato di assoluta **calma aerodinamica**;
7. **La velocità del fluido è uniformemente distribuita** ed il modulo unidirezionale in ogni parte del flusso.



$$p_0 + \frac{1}{2} \rho V_0^2 = p_1 + \frac{1}{2} \rho V^2$$

$$p_3 + \frac{1}{2} \rho V_3^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho V^2$$

La risorsa eolica – Teorema di Betz

Calcolo della Potenza massima di un aerogeneratore.

-Equazione di continuità:

$$\rho V_1 A_1 = \rho V_2 A_2 = \rho V A = q_m$$

-Variazione della quantità di moto = impulso impresso al rotore:

$$F t = m \cdot (V_1 - V_2)$$

F è la forza orizzontale esercitata dal vento sulla macchina (media temporale della forza nell'arco di una rivoluzione completa del rotore).

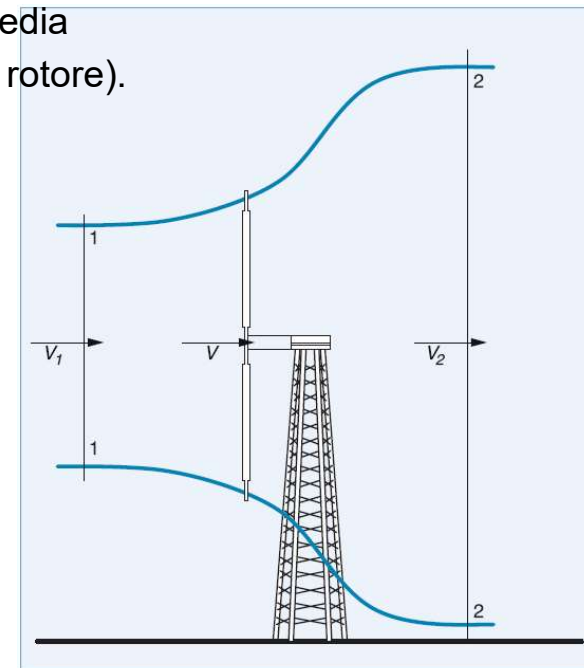
$$F = \frac{m}{t} \cdot (V_1 - V_2) = q_m \cdot (V_1 - V_2)$$

Potenza ceduta al rotore (quantità di moto):

$$P = F \cdot V = q_m \cdot V (V_1 - V_2)$$

Potenza ceduta al rotore (energia cinetica):

$$P = q_m \left(\frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \right) \quad \longrightarrow \quad V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$



La risorsa eolica – Teorema di Betz

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2}$$

Il rallentamento della vena fluida avviene in parte a monte e in parte a valle del rotore.

Coefficiente di Interferenza:

$$a = 1 - \frac{V}{V_1}$$

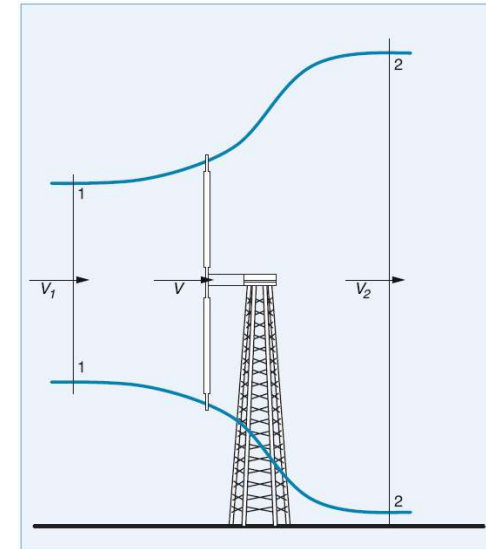
Indica quanto il vento è rallentato nel passaggio attraverso il rotore.

$$V = V_1 \cdot (1 - a)$$

Sostituendo nell'equazione precedente avremo: $V_2 = V_1 \cdot (1 - 2 \cdot a)$

Sostituendo i valori della velocità nell'espressione della Potenza si ottiene:

$$P = q_m \left(\frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \right) = \rho V A \left(\frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \right) = \rho A V_1 (1 - a) \cdot \left[\frac{V_1^2 - V_1^2 (1 - 2a)^2}{2} \right] = \rho A V_1^3 \cdot 2 \cdot a \cdot (1 - a)^2$$



La risorsa eolica – Teorema di Betz

Si calcoli il valore del parametro a che massimizza la Potenza.

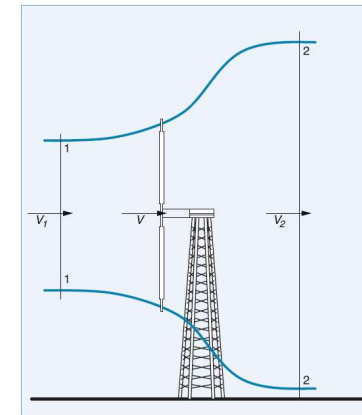
Si faccia la derivata della Potenza rispetto ad a e si uguagli a zero:

$$\begin{cases} a = 1 & \Rightarrow P = 0 \\ a = 1/3 \end{cases}$$

Sostituendo $a=1/3$:
$$P = \frac{8}{27} \rho \cdot A \cdot V_1^3$$

Confrontandola con l'espressione della potenza
(da energia cinetica):

$$P_1 = \rho \cdot A \cdot \frac{V_1^3}{2}$$



Si vede che la potenza massima utilizzabile dal rotore è pari a $16/27$ (ossia circa 59,3 % di quella disponibile dal vento in ingresso).

59,3% è definito come il Limite di Betz.

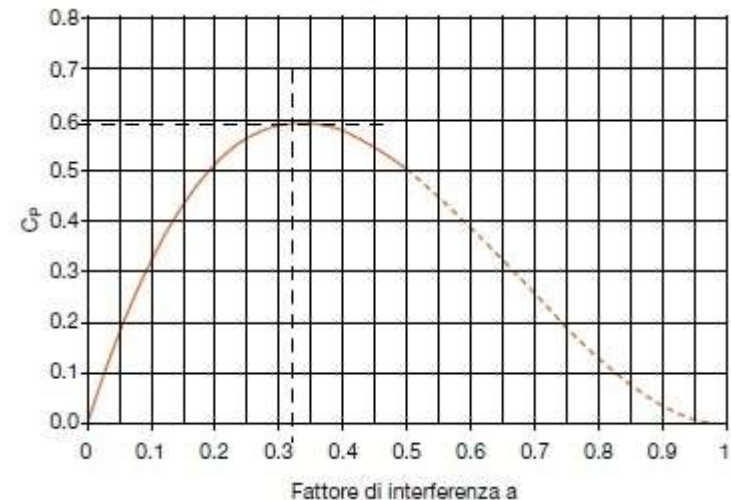
La risorsa eolica – parametri caratteristici

Coefficiente di Potenza C_p

Si definisca il Coefficiente di Potenza come il rapporto tra la Potenza estratta e la Potenza disponibile dal vento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \rho A V_1^3 a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho A V_1^3} = 4a \cdot (1-a)^2$$

Il coefficiente di potenza C_p cresce dapprima al crescere del fattore di interferenza a , raggiunge il massimo in corrispondenza di $a=1/3$ e quindi decresce fino ad $a=1/2$ in cui la velocità di uscita è nulla. La parte per $a>1/2$ non ha senso fisico indicando la condizione di velocità negativa in Uscita dalla sezione terminale del rotore.



$$V_2 = V_1(1-2a)$$

La risorsa eolica

Coefficiente di Potenza C_p

Nella pratica, sono **3 gli effetti che decrementano il coefficiente di potenza** raggiungibile:

1. Rotazione della scia all'interno del rotore;
2. Numero finito di pale;
3. Resistenza aerodinamica non nulla.

La potenza fornita da una turbina eolica può subire nella realtà riduzioni dovute a perdite per effetti “esterni” alla turbina stessa.

❑ “altitudine” dovute alla variazione di pressione – come densità di riferimento si assume quella standard a livello del mare a 15° All'aumentare della quota la densità diminuisce di quasi l'1% ogni 100m di altitudine;

❑ “altitudine” dovute alla temperatura – all'aumentare della temperatura del sito d'installazione, la densità diminuisce di circa il 3% ogni 10° C;

❑ “effetto scia” – si manifesta nei parchi eolici per interferenza aerodinamica tra le varie turbine;

❑ ghiacciamento e sporcamento delle pale – riducono l'efficienza aerodinamica delle pale.

La risorsa eolica

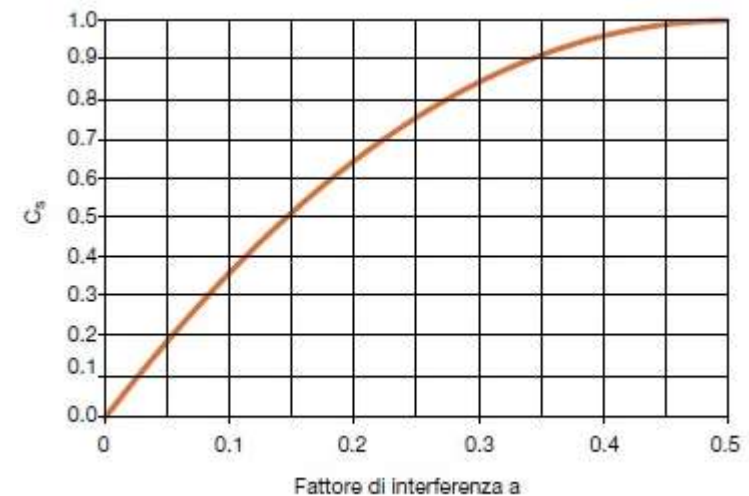
Coefficiente di Spinta C_s

Il Coefficiente di Spinta definisce il rapporto tra la forza esercitata sul disco attuatore e la forza disponibile nel vento.

$$C_s(a) = \frac{F}{F_{disp}} = \frac{P/V}{P_{disp}/V_1} = \frac{2 \rho A V_1^2 a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho A V_1^2} = 4a \cdot (1-a)$$

Il massimo valore si ottiene derivando rispetto ad a e uguagliando a zero:

La spinta massima sul disco attuatore si avrebbe se si annullasse la velocità di uscita!



La risorsa eolica – Tip speed ratio (rapporto cinetico)

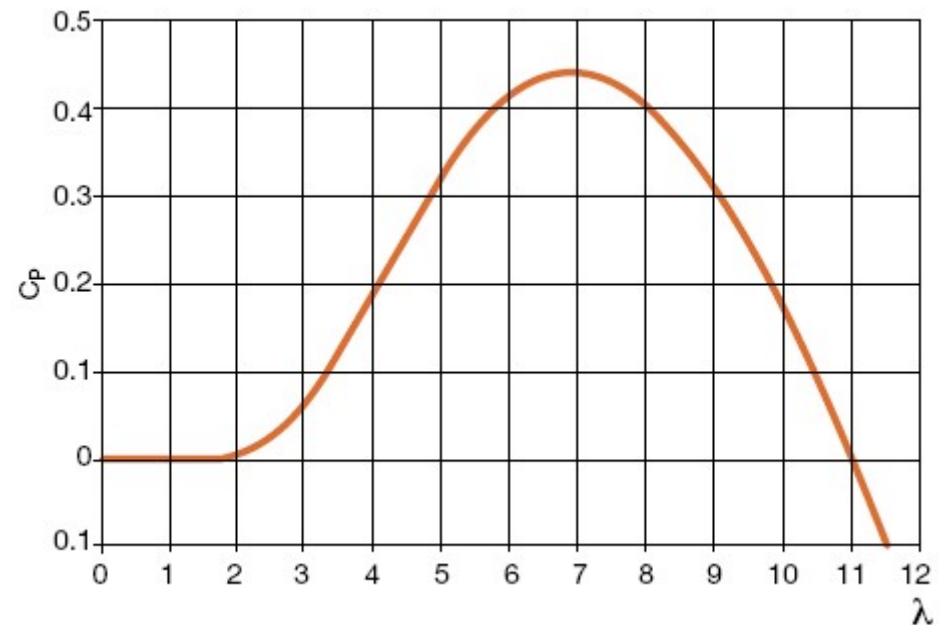
Il TSR (*Tip Speed Ratio*), identificato con il parametro λ , è definito come il **rapporto tra la velocità tangenziale all'estremità delle pale e la velocità del vento in ingresso al tubo di flusso**:

Per una data pala, il legame λ - C_p dipende dall'angolo di Pitch.

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} = \frac{\Omega r}{V_1} = \frac{C_p}{C_m}$$

Per un angolo di Pitch costante abbiamo:

- ✓ esiste un unico valore di TSR per cui l'efficienza di conversione è massima (C_{pmax}) dal tipo di pala;
- ✓ **al variare della velocità del vento V_1 occorre variare volutamente la velocità di rotazione delle pale se si vuole mantenere il TSR costante e pari al valore per cui si ha C_{pmax}** ;
- ✓ per valori bassi di TSR si ha una riduzione della portanza ed un aumento della resistenza fino al raggiungimento dello stallo;
- ✓ per valori alti di TSR si ha una riduzione sia della portanza che della resistenza in una condizione detta "di fuga";
- ✓ il TSR ottimale dipende dal numero di pale n e minore è il numero di pale, più velocemente devono ruotare le pale stesse per estrarre la massima potenza dal vento (TSR aumenta).



La risorsa eolica – Tip speed ratio (rapporto cinetico)

- λ rappresenta un numero che caratterizza la macchina. Quindi per un dato valore di λ si ha una determinata macchina.
- λ basso \rightarrow *multipala*
- λ alto \rightarrow *aeromotori*

Macchine lente

Elevate coppie si devono realizzare con tante pale (multipale) \rightarrow macchina lenta. Le pale impartiscono un' azione tangenziale (rotazione) all'aria in uscita dal rotore con associata una perdita cinetica.

- Molte pale \rightarrow elevate perdite cinetiche \rightarrow basso $C_p \rightarrow$ *elevato $C_m=C_p/\lambda$*
- Quindi elevata coppia allo spunto.
- Profili“rozzi”

Macchine veloci

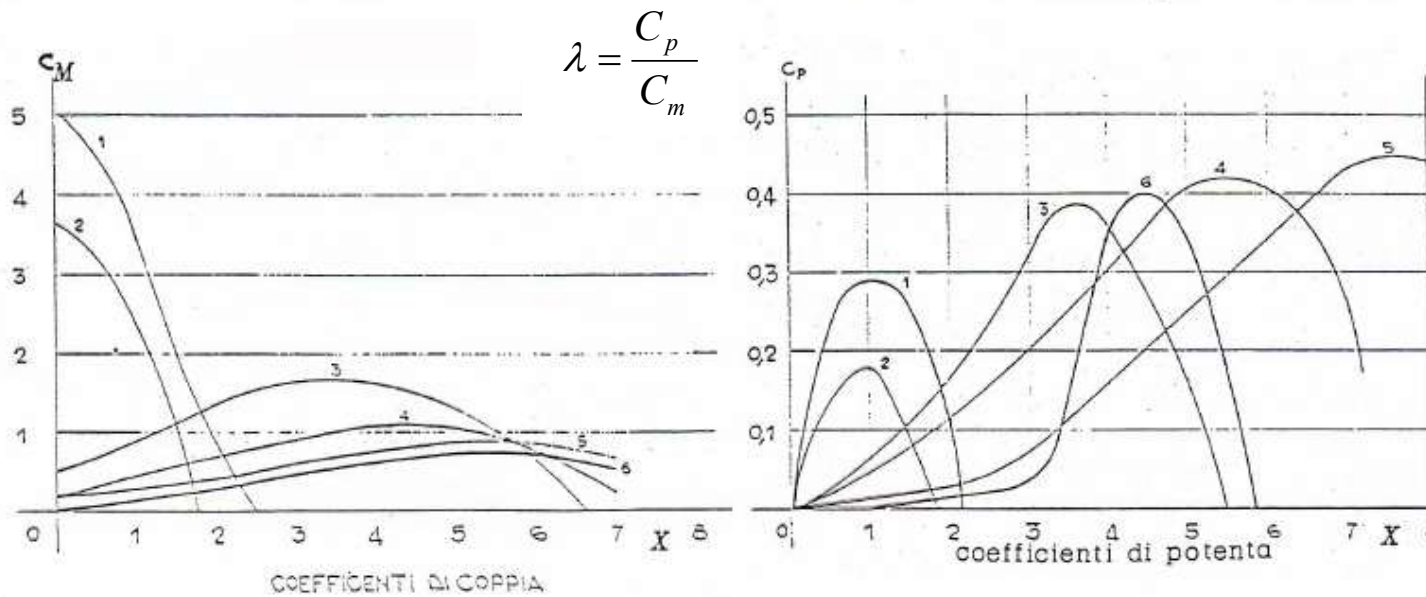
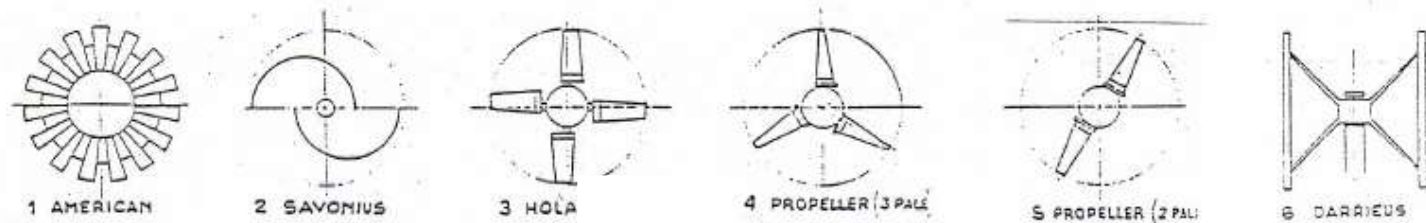
- Poche pale \rightarrow poche perdite cinetiche \rightarrow elevato $C_p \rightarrow$ *coppie basse (in particolare allo spunto).*
- Profili aerodinamici con basse perdite in generale.
- Dato il ridotto numero di pale (z_p), diminuisce la capacità di catturare vento che passa “indisturbato” tra le pale stesse.

Macchine lente e veloci

$$C_p = P / P_{disp}$$

$$C_s = F / F_{disp}$$

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} = \frac{\Omega r}{V_1} = \frac{C_p}{C_m}$$



Potenza in funzione di dimensioni e velocità

| Diametro del rotore in [m] | Velocità di rotazione [giri /min] | | Potenza max [kW] | |
|----------------------------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | $V_1 = 5 \text{ m/s}$ | $V_1 = 7 \text{ m/s}$ | $V_1 = 5 \text{ m/s}$ | $V_1 = 7 \text{ m/s}$ |
| 1 | 95 | 133 | 0.018 | 0.03 |
| 2 | 47.5 | 66.5 | 0.073 | 0.4 |
| 5 | 19 | 26.6 | 0.46 | 1.26 |
| 10 | 9.5 | 13.3 | 1.87 | 5.15 |

$$C_p = 0.3$$

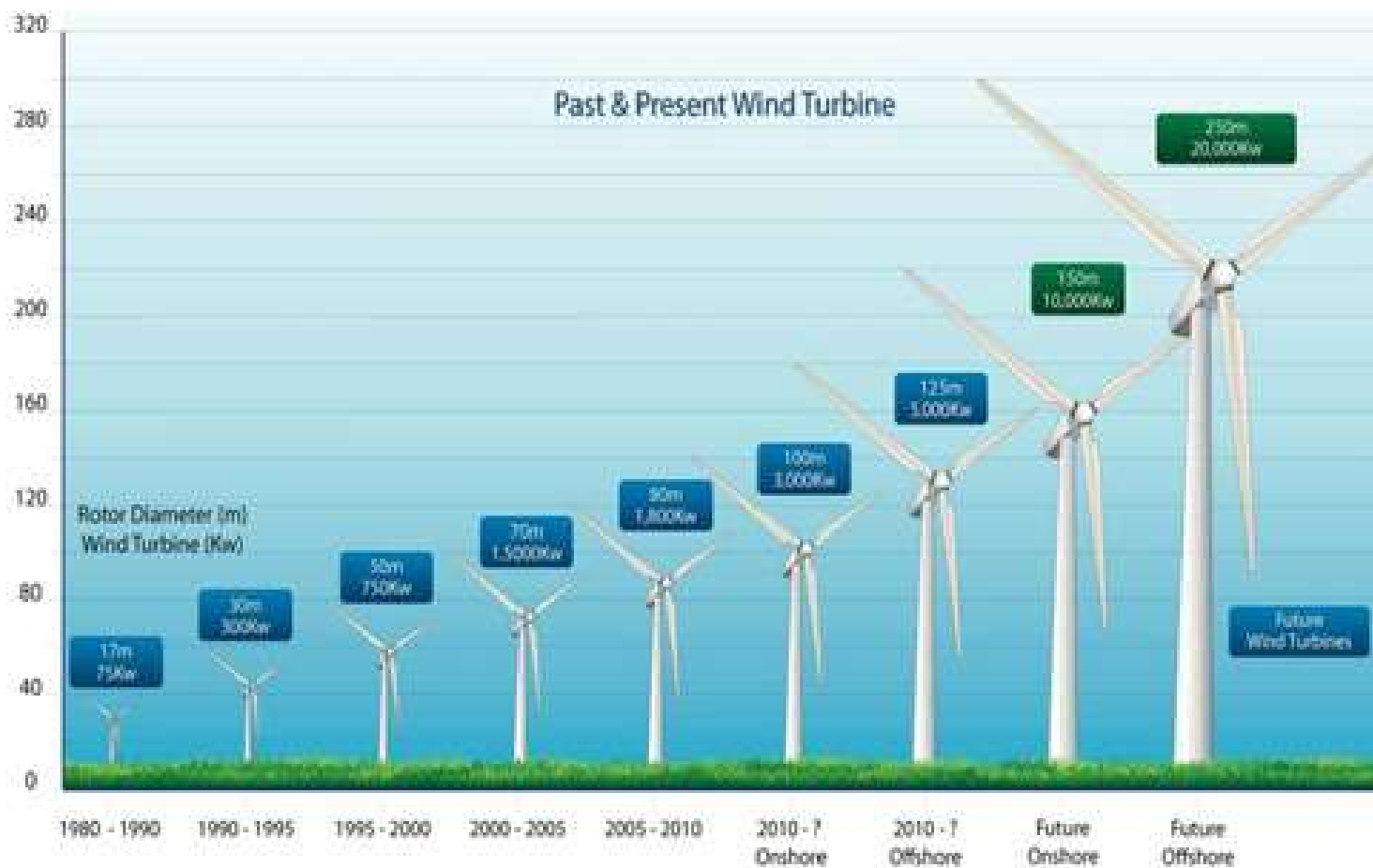
$$\lambda = \frac{C_p}{C_m} = 1,0$$

$$\lambda = \frac{C_p}{C_m} = 7,0$$

$$C_p = 0.4$$

| Diametro del rotore in [m] | Velocità di rotazione [giri/min] | | Potenza max [kW] | |
|----------------------------|----------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|
| | $V_1 = 7 \text{ m/s}$ | $V_1 = 10 \text{ m/s}$ | $V_1 = 7 \text{ m/s}$ | $V_1 = 10 \text{ m/s}$ |
| 2 | 470 | 670 | 0.27 | 0.8 |
| 10 | 95 | 134 | 6.7 | 20 |
| 20 | 47 | 67 | 26.8 | 80 |
| 50 | 19 | 27 | 168 | 500 |

Potenza in funzione di dimensioni e velocità



La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

Lo sfruttamento della risorsa eolica avviene attraverso la trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia cinetica delle pale. Le modalità per attuare tale trasformazione sono due:

- ❑ sfruttamento della portanza dei profili della pala (grandi aerogeneratori ad asse orizzontale e turbine ad asse verticale come le Darrieus e le H-turbine);
- ❑ sfruttamento della resistenza tra pale e flusso d'aria (turbina Savonius).

La risorsa eolica

Velocità del flusso d'aria incidente

Sulla pala, schematizzabile come un'ala, agiscono due flussi d'aria dipendenti da:

1. Vento che entra nel tubo di flusso con velocità V_1 parallela all'asse della turbina;
2. Rotazione della pala stessa che crea una componente di velocità di trascinamento V_t perpendicolare alla velocità in ingresso al tubo di flusso.

Si assuma la V_1 uguale nella sezione del tubo di flusso, ad una distanza r dal mozzo, la velocità di trascinamento è pari a:

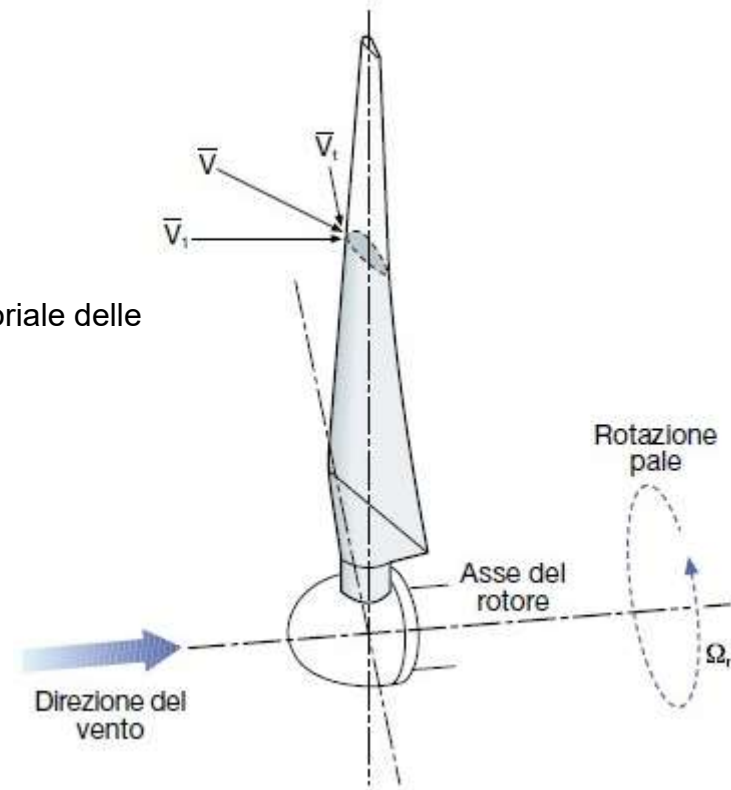
Dove Ω è la velocità angolare di rotazione del rotore [rad/s].

La velocità complessiva del flusso è data dalla somma vettoriale delle due componenti:

$$\vec{V}_t = -\Omega \cdot r$$

La velocità del flusso d'aria incidente sulla pala aumenta all'aumentare della velocità di rotazione.

$$\vec{V} = \vec{V}_1 + \vec{V}_t \quad \Rightarrow \quad V = \sqrt{V_1^2 + (\Omega \cdot r)^2}$$



La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

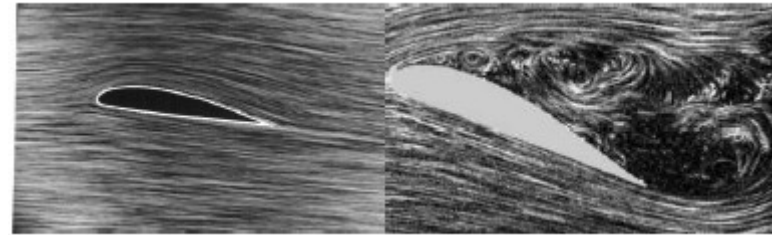
Una corrente d'aria, incontrando il profilo della pala dell'aerogeneratore, si divide in due flussi per aggirarlo:

1. una parte passerà in corrispondenza del dorso, al di sopra dell'ala,

2. l'altra interesserà il ventre del profilo.

La velocità della corrente fluida che passa sul dorso aumenta, provocando una diminuzione di pressione, in accordo con il teorema di Bernoulli, mentre sul ventre accade l'opposto.

La differenza di pressione tra il dorso e il ventre genera una forza risultante F chiamata **Forza Aerodinamica**.

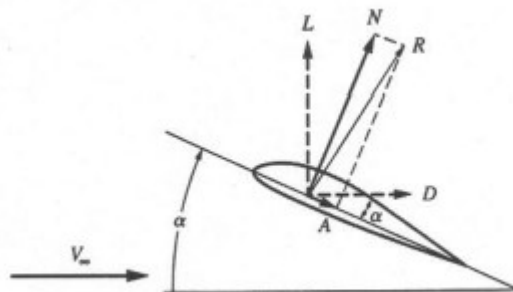


$\alpha =$ Angolo di incidenza

$$L = \text{Portanza} \rightarrow Cl = \frac{L}{\frac{1}{2}\rho S V^2}$$

$$D = \text{Resistenza} \rightarrow Cd = \frac{D}{\frac{1}{2}\rho S V^2}$$

$$E = \text{Efficienza aerodinamica} \rightarrow E = \frac{L}{D}$$



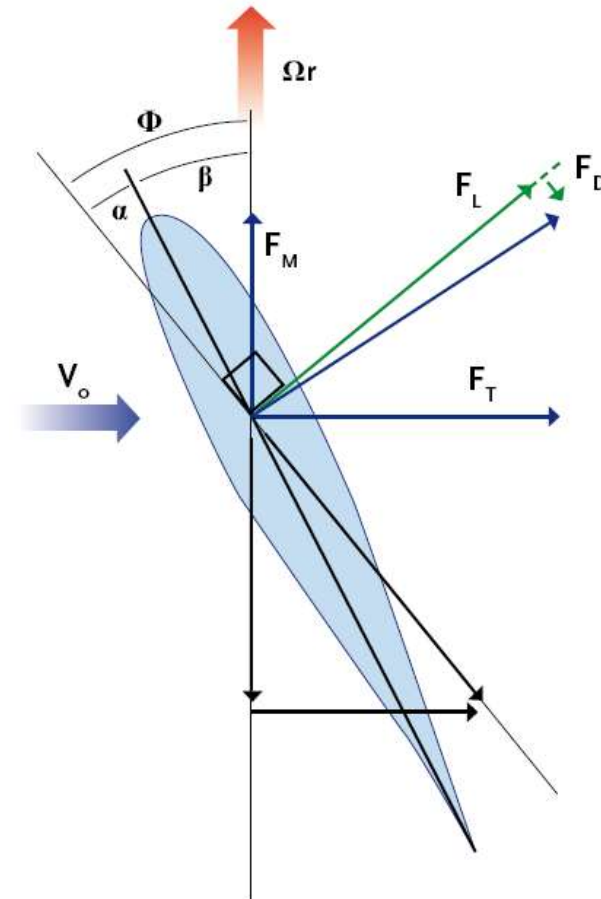
La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

α **Angolo di Attacco o incidenza:** è lo scostamento angolare tra la direzione del flusso d'aria risultante e la corda massima della sezione della pala;

β **Angolo di Pitch:** è lo scostamento angolare tra il piano di rotazione dell'asse della pala e la corda massima della sezione della stessa;

$\delta = \alpha + \beta$ **Angolo di Costruzione.**



La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

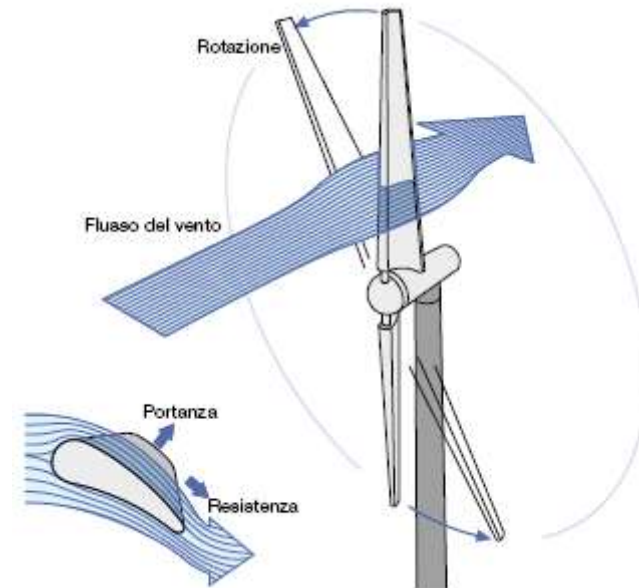
Il flusso d'aria risultante (di velocità V) sul profilo alare della pala crea due forze aerodinamiche definite come:

□ **Forza di Portanza F_p** perpendicolare alla direzione del flusso di aria risultante;

□ **Forza di Resistenza F_r** parallela alla direzione del flusso di aria risultante.

$$F_p = \frac{1}{2} \cdot C_a \cdot A \cdot \rho \cdot V^2$$

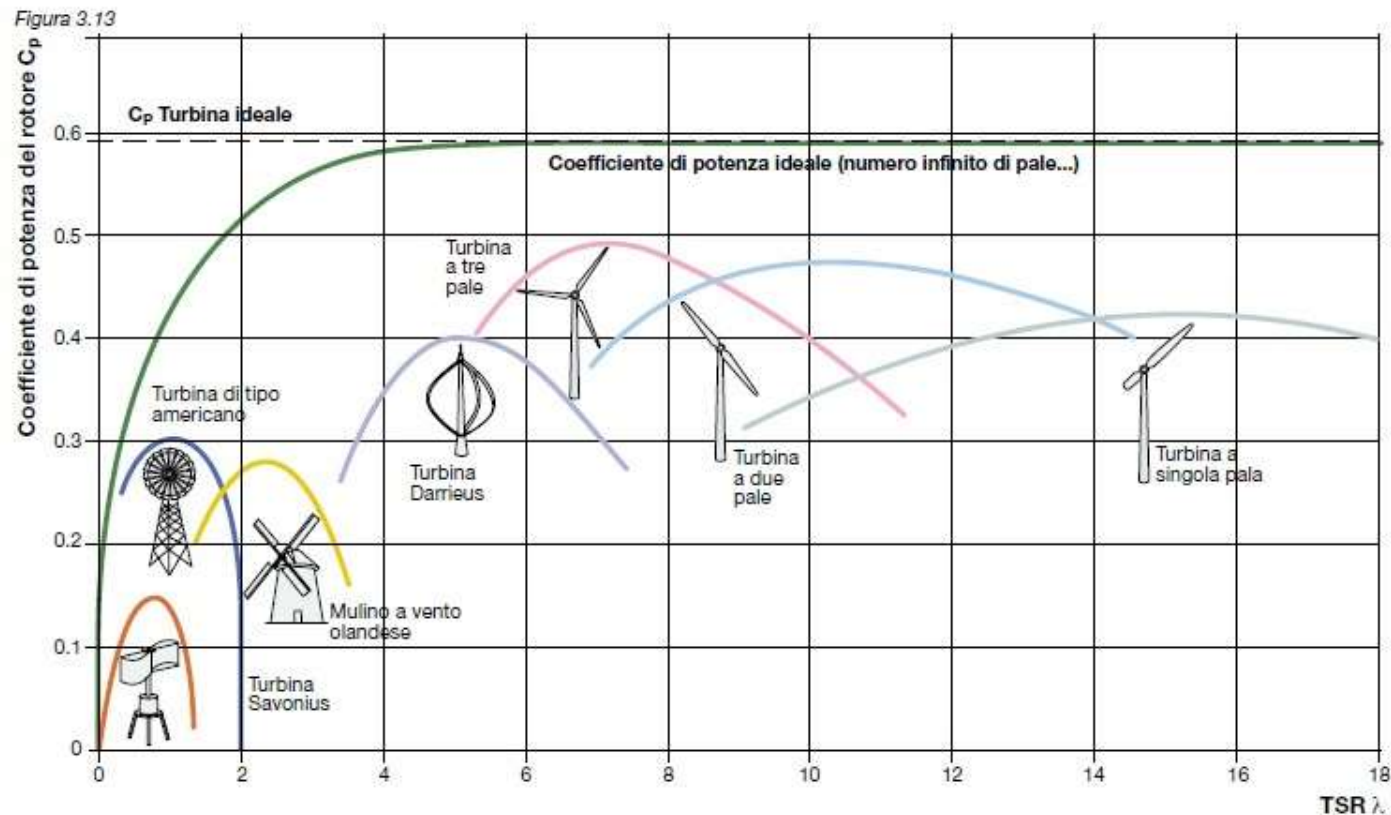
$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot V^2$$



La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

La forma della curva del legame TSR-C_p dipende dal tipo di turbina:



La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

Vengono definite “turbine veloci”, le turbine con un elevato valore ottimale di TSR, mentre “turbine lente”, le turbine con un TSR ottimale basso.

Si consideri una velocità del vento di 7m/s, in tabella sono riportati i valori di velocità tangenziale periferica e angolare per diversi tipi di turbine, valori determinati mediante i relativi TSR ottimali.

Le turbine ad asse orizzontale sono turbine veloci, poiché hanno un’elevata velocità tangenziale periferica, pur avendo una velocità angolare ridotta dato il raggio del rotore tipicamente molto maggiore di quello delle turbine ad asse verticale.

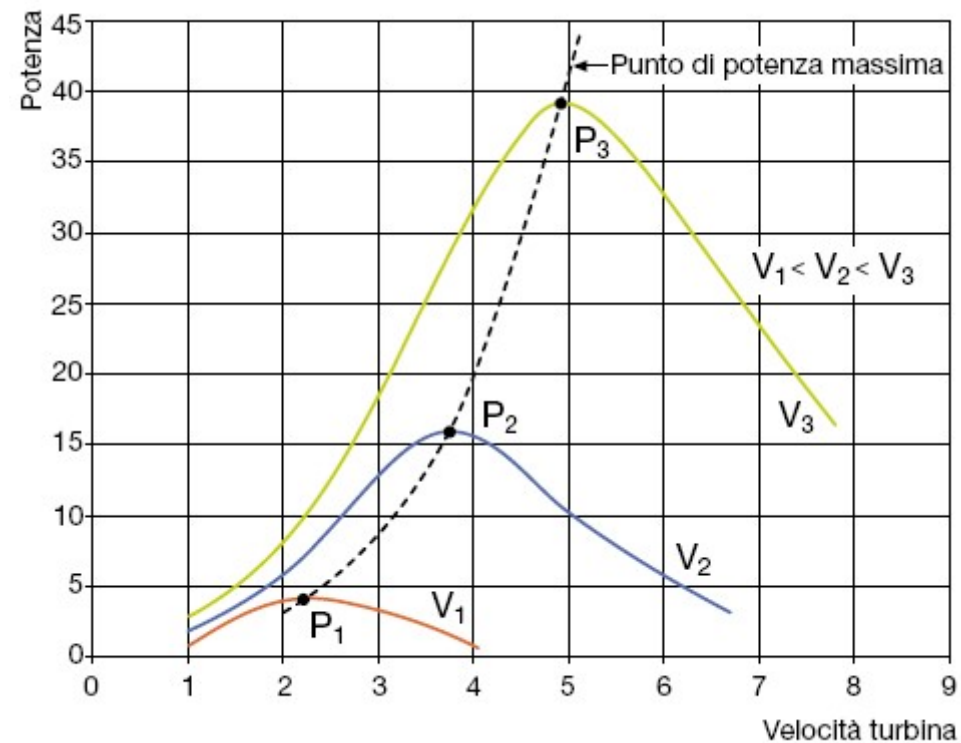
| Tipo di turbina | TSR ottimale λ | Velocità tangenziale V_t [m/s] | Raggio rotore R [m] | Velocità angolare Ω [giri/min] |
|-----------------|------------------------|----------------------------------|---------------------|---------------------------------------|
| VAWT Savonius | 1 | 7 | 1 | 67 |
| VAWT Darrieus | 5 | 35 | 1.5 | 223 |
| HAWT bipala | 10 | 70 | 28 | 24 |
| HAWT tripla | 7 | 49 | 45 | 10 |

La risorsa eolica

Generazione del moto – Portanza di un profilo

Al fine di massimizzare l'energia annua prodotta il coefficiente di potenza C_p dovrebbe essere mantenuto al suo valore massimo durante il funzionamento dell'aerogeneratore per più tempo possibile, anche al variare della velocità del vento. Pertanto la velocità di rotazione del rotore dovrebbe variare per mantenere il TSR al valore che massimizza il C_p .

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} = \frac{\Omega r}{V_1} = \frac{C_p}{C_m}$$



La risorsa eolica

Potenza elettrica

La potenza estratta da una turbina eolica è funzione del Coefficiente di Potenza C_p e della potenza disponibile del vento:

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho A V_1^3$$

La Potenza elettrica generata può essere determinata come:

$$P = \eta_e \eta_m C_p \frac{1}{2} \rho A V_1^3$$

Dove

η_m è il rendimento meccanico complessivo dell'albero di trasmissione tra turbina e rotore del generatore elettrico e del moltiplicatore di giri;

η_e è il rendimento del generatore elettrico.

È possibile esprimere il diametro del generatore eolico rispetto alla potenza:

$$D = \sqrt{\frac{8P_e}{\eta_e \eta_m \pi C_p \rho V_1^3}}$$

Configurazioni, componenti e sistemi di regolazione

TIPOLOGIA DI AEROGENERATORI

Aerogeneratori

Tipologia

Le turbine eoliche possono essere suddivise in base alla tecnologia costruttiva in due macro-famiglie:

1. Turbine ad asse verticale - VAWT (Vertical Axis Wind Turbine);

che costituiscono l'1% delle turbine attualmente in uso, si suddividono in:

- ✓ turbine di tipo Savonius;
- ✓ turbine di tipo Darrieus;
- ✓ turbine ibride Darrieus-Savonius.

2. Turbine ad asse orizzontale – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

che costituiscono il 99% delle turbine attualmente in uso, si distinguono in:

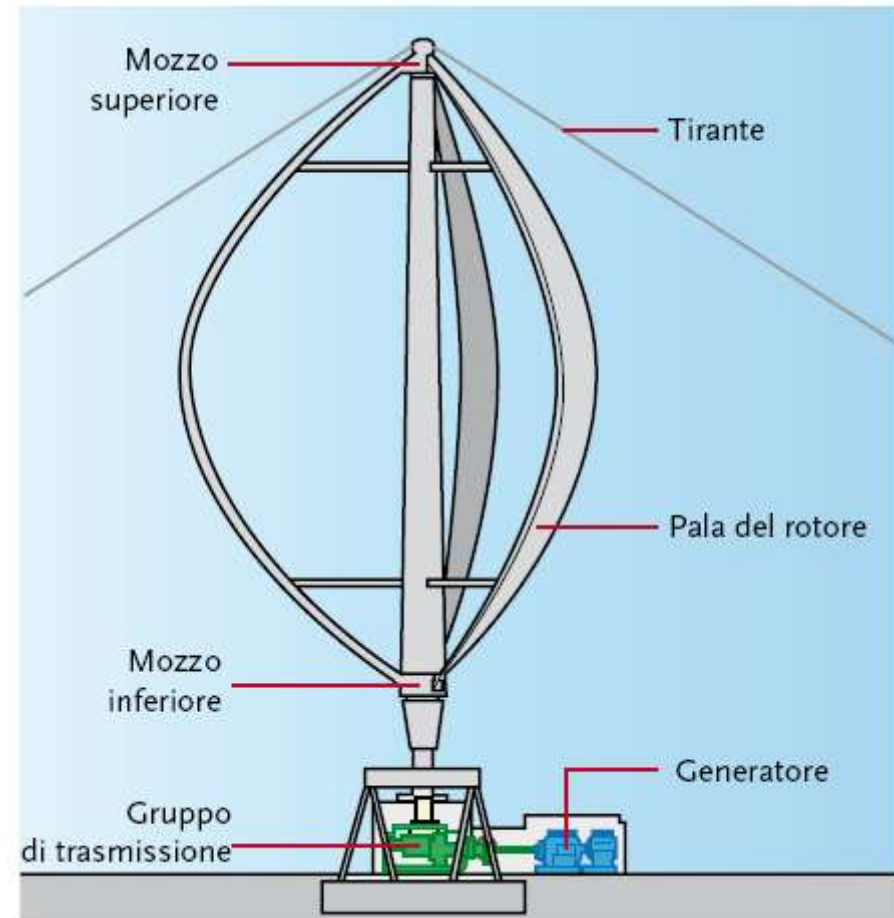
- ✓ turbine sopravento (upwind);
- ✓ turbine sottovento (downwind).

Delle turbine ad asse orizzontale, circa il 99% di quelle installate è a tre pale mentre l'1% a due pale.

Aerogeneratori

Turbine ad asse verticale - tipo Darrieus

- ✓ Sono turbine “a portanza” poiché le superfici disposte al vento possiedono un profilo alare in grado di generare una distribuzione di pressione lungo la pala e quindi una coppia disponibile all’asse di rotazione;
- ✓ Darrieus (e tutte le turbine “a portanza”) offrono delle efficienze maggiori, rispetto alla turbina “a resistenza” Savonius, perché riducono le perdite per attrito.



Aerogeneratori

Turbine ad asse verticale - tipo Darrieus

I principali vantaggi della turbina Darrieus sono:

- ✓ turbina “veloce”;
- ✓ adattabilità alla variazione di direzione del vento;
- ✓ efficace per venti con componente verticale della velocità rilevante (siti su pendii o per installazione sui tetti degli edifici “effetto spigolo”);
- ✓ utilizzabile per bassi valori di velocità del vento e per un range limitato;
- ✓ necessità di una struttura non eccessivamente robusta per resistere a venti estremi;
- ✓ utilizzabile per applicazioni di grande potenza;
- ✓ poco rumorosa e con vibrazioni limitate alle fondazioni, adatta quindi per installazioni sugli edifici;
- ✓ in grado di operare anche con venti turbolenti;
- ✓ moltiplicatore di giri e generatore elettrico possono essere posizionati a livello del suolo;

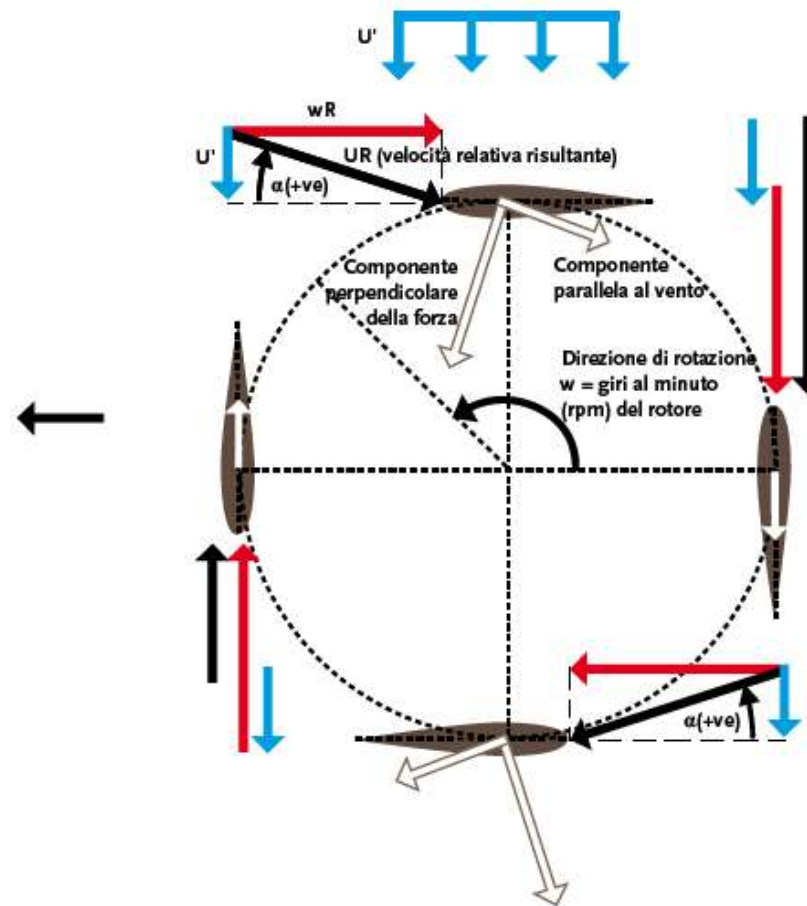
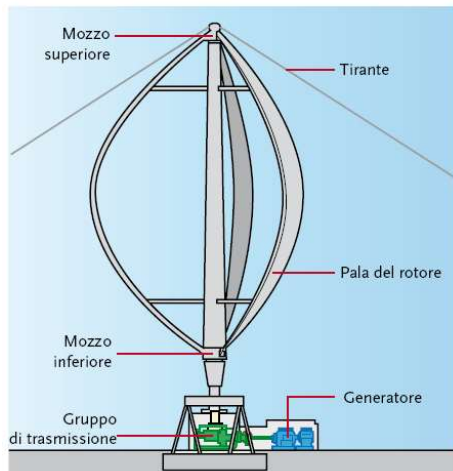
I principali svantaggi:

- ✓ efficienza ridotta rispetto alla turbine ad asse orizzontale, anche perché gran parte della superficie delle pale ruota in prossimità dell’asse ad una velocità bassa;
- ✓ necessità di un adeguato controllo della velocità per mantenere l’efficienza entro valori accettabili;
- ✓ impossibilità di ridurre la superficie aerodinamica in caso di velocità superiore a quella nominale a causa delle pale fisse;
- ✓ necessità di un dispositivo meccanico frenante per la fermata;
- ✓ elevate fluttuazioni della coppia meccanica motrice.

Aerogeneratori

Turbine ad asse verticale - tipo Darrieus

Principio di funzionamento di una turbina Darrieus:



Aerogeneratori

Turbine ad asse verticale - tipo Savonius

- ✓ È il modello di turbina più semplice e si compone di due (o quattro) lamiere verticali, senza profilo alare e curvate a semicirconferenza;
- ✓ È denominata “turbina a resistenza” poiché la coppia motrice sull’asse è determinata dalla differenza di resistenza (attrito) offerta al vento dalle superfici verticali disposte simmetricamente rispetto all’asse stesso.

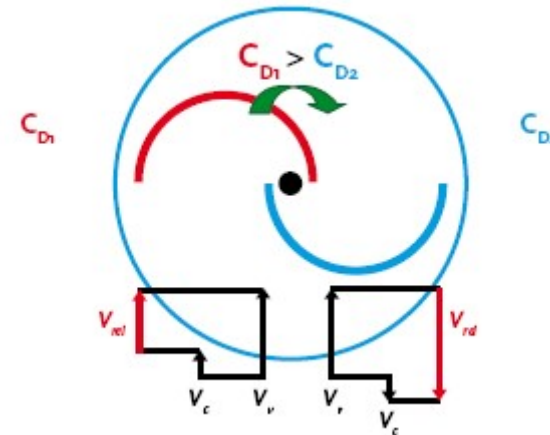


Aerogeneratori

Turbine ad asse verticale - tipo Savonius

Le principali caratteristiche:

- ✓ turbina “lenta”;
- ✓ basso valore di efficienza;
- ✓ utilizzabile per bassi valori di velocità del vento e per un range limitato;
- ✓ necessità di un adeguato controllo della velocità per mantenere l'efficienza entro valori accettabili;
- ✓ impossibilità di ridurre la superficie aerodinamica in caso di velocità superiore a quella nominale a causa delle pale fisse;
- ✓ necessità di un dispositivo meccanico frenante per la fermata;
- ✓ necessità di una struttura robusta per resistere a venti estremi (data l'elevata superficie delle pale esposta);
- ✓ adatta solo per applicazioni di piccola potenza;
- ✓ poco rumorosa.



$$P = F_D \cdot V_D = C_D \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A_c \cdot (V_v - V_c)^2 \cdot V_c$$

V_c : velocità del corpo in movimento;

V_v : velocità della corrente;

A : area della superficie proiezione del corpo su un piano normale alla velocità del vento.

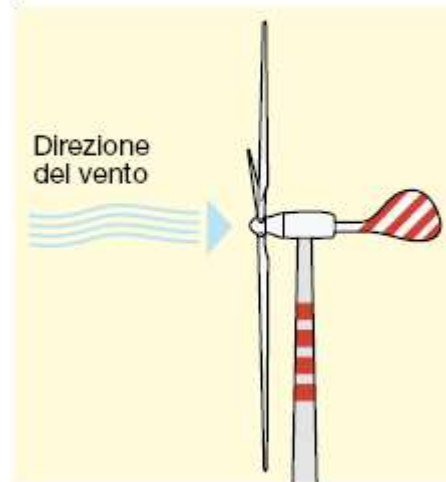
Aerogeneratori

Turbine ad asse orizzontale

Turbine ad asse orizzontale – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

- ✓ turbine sopravento (upwind): il vento incontra prima il rotore rispetto alla torre, hanno un'efficienza maggiore rispetto a quelle sottovento, poiché non vi sono interferenze aerodinamiche con la torre. Presentano lo svantaggio di non essere auto allineanti rispetto alla direzione del vento e necessitano quindi di una pinna direzionale o di un sistema d'imbardata.
- ✓ turbine sottovento (downwind): risentono degli effetti negativi dell'interazione torre-rotore, ma sono intrinsecamente autoallineanti ed hanno la possibilità di utilizzare un rotore flessibile per resistere ai venti forti

Sopravento con
pinna direzionale



Sottovento senza
pinna direzionale



Aerogeneratori

Turbine ad asse orizzontale

Turbine ad asse orizzontale – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

La principale differenziazione all'interno di questa classe di aerogeneratori consiste nel numero di pale da cui può essere formata la macchina. In commercio sono presenti quasi esclusivamente la tripala, soprattutto nel caso di taglie di elevata potenza. Esistono comunque generatori mono, bi o multipala che vengono utilizzati per applicazioni relative a piccoli impianti.



Aerogeneratori

Turbine ad asse orizzontale

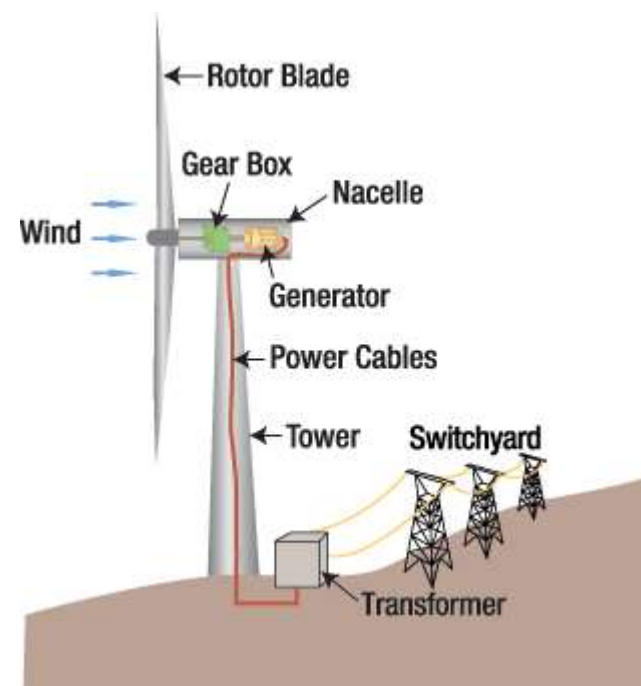
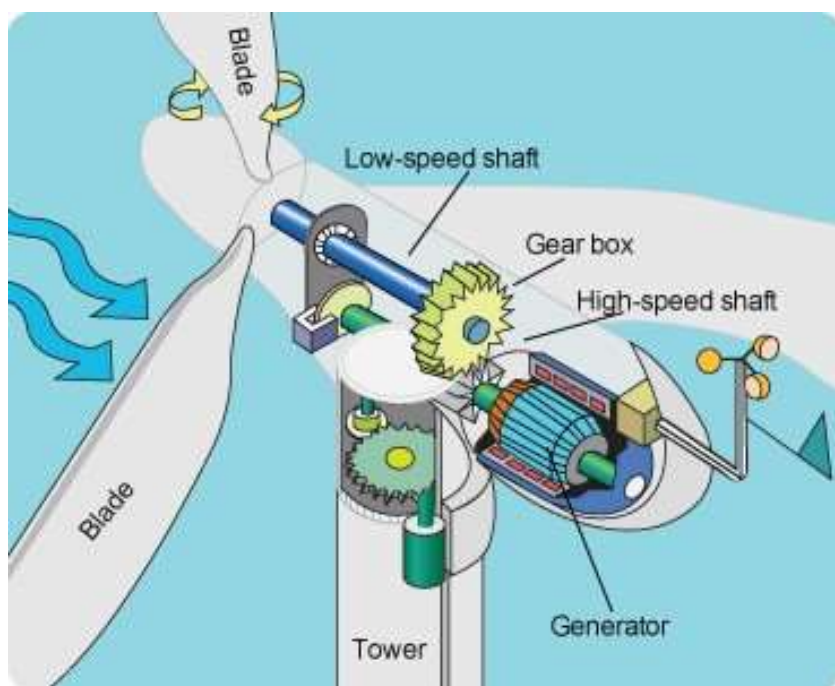
La velocità di rotazione diminuisce al crescere del numero di pale (mentre la coppia aumenta):

1. i rotori a due pale devono ruotare più velocemente rispetto a quelli a tre pale (numero di giri caratteristico 40 giri/min rispetto ai 30 giri/min dei tripala) con la conseguenza che il rumore aerodinamico è maggiore;
2. Un rotore a due pale è soggetto a squilibri dovuti alla variazione del vento causate dall'altezza, a effetti giroscopici quando la navicella viene imbardata ed ha un momento d'inerzia variabile e minore quando le pale sono verticali rispetto a quando sono orizzontali. Per ovviare a ciò è generalmente provvisto di un mozzo oscillante che gli consente di equilibrare la spinta asimmetrica sul rotore.
3. il rotore a due pale ha un peso minore e quindi tutte le strutture di supporto possono essere meno massicce con una conseguente riduzione dei costi. Inoltre l'impatto visivo ed il rumore sono meno determinanti nelle installazioni off-shore, che, uniti a costi minori, rendono appetibili i rotori bi-pala per tali applicazioni.

| 2 PALE | 3 PALE |
|--------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Minor costo del rotore (peso minore) | Maggior bilanciamento delle forze aerodinamiche |
| Maggiore rumorosità (velocità periferica maggiore) | Maggiore stabilità meccanica (forze giroscopiche bilanciate) |
| Installazione più semplice (assemblaggio a terra della torre) | Coppia motrice più uniforme |
| Maggiore complessità di progettazione (necessità di un mozzo oscillante) | Visivamente meno impattante |

Aerogeneratori

Turbine ad asse orizzontale

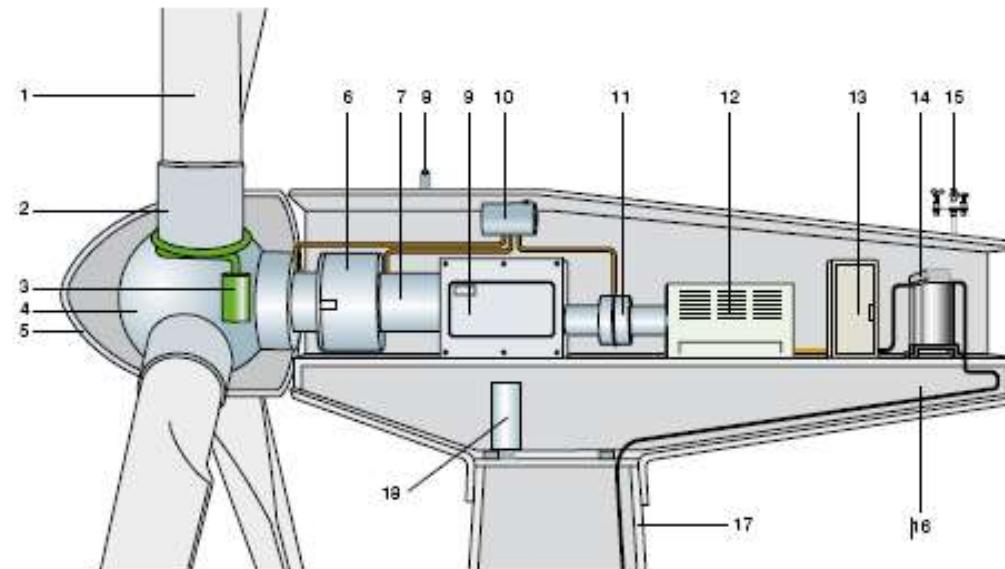


Aerogeneratori

Turbine ad asse orizzontale

1. pala;
2. supporto della pala;
3. attuatore dell'angolo di Pitch;
4. mozzo;
5. ogiva;
6. supporto principale;
7. albero principale;
8. luci di segnalazione aerea;
9. moltiplicatore di giri;

10. dispositivi idraulici di raffreddamento;
11. freni meccanici;
12. generatore;
13. convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento;
14. trasformatore;
15. anemometri;
16. struttura della navicella;
17. torre di sostegno;
18. organo di azionamento per l'imbardata.



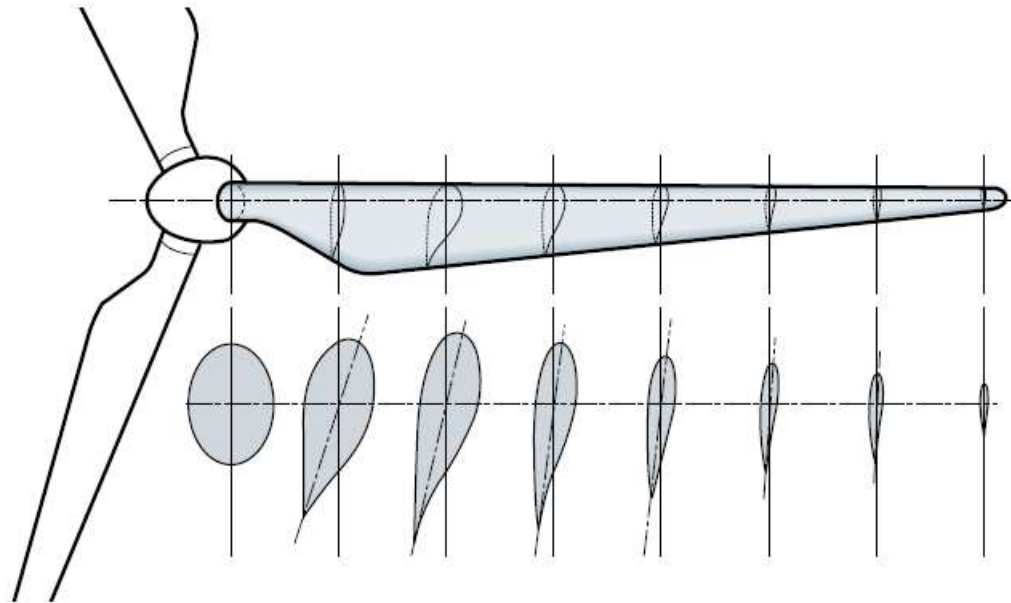
Aerogeneratori

Le pale

Le pale sono progettate:

1. con un profilo tale da massimizzare l'efficienza aerodinamica;
2. per resistere a fatica, in quanto soggette a sollecitazioni di natura estremamente variabile, dipendenti non solo dalle variazioni dell'intensità del vento, ma anche dalle turbolenze indotte.

È indispensabile un'analisi in frequenza dei moti oscillatori della pala, in modo da evitare che si raggiungano sia le condizioni di inflessione massima, sia di risonanza.



Aerogeneratori

Le pale

La progettazione di una pala deve garantire che la massima deformazione cui essa è soggetta non modifichi la forma del profilo adottato, per evitare cali di rendimento aerodinamico durante la vita utile della macchina.

La scelta del materiale:

1. resine caricate (ad esempio l'epoxy caricato con fibra di vetro),
2. fibra di carbonio.

I materiali devono essere leggeri garantendo un'elevata resistenza alla struttura, anche quando si ha a che fare con pale il cui sviluppo può arrivare a oltre 60 metri (ex: la turbina Enercon 126 di potenza pari a 7 MW).

Le pale devono:

1. essere trasportabili. Molto spesso l'inaccessibilità di un sito a mezzi di trasporto di notevoli dimensioni costringe alla revisione del progetto e all'adozione di pale di lunghezza inferiore.
2. resistenti ai fulmini
3. capaci di eliminare il ghiaccio che si viene a formare nelle zone dal clima rigido.



Aerogeneratori

Il mozzo

Il mozzo ha la funzione:

1. di ancorare le pale e di trasmettere il moto all'albero lento. È su questo componente che viene a scaricarsi l'intera sollecitazione a trazione causata dalla forza centrifuga gravante sulle pale.
2. di consentire la variazione dell'angolo di incidenza della pala nei sistemi di regolazione attivi della potenza,
3. di consentire il sostentamento del freno aerodinamico nei sistemi di regolazione passivi.

Il mozzo è solitamente di acciaio o di ferro a grafite sferoidale ed è protetto esternamente da un involucro di forma ovale chiamato ogiva.

Ci sono tre tipi principali di mozzo:

1. rigido;
2. oscillante (teetering);
3. per pale incernierate.

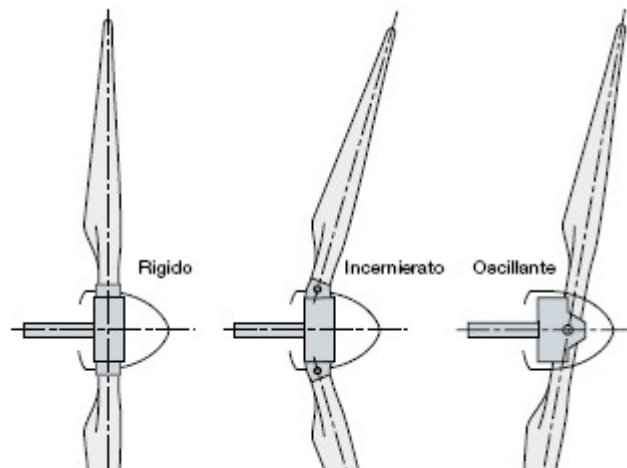
Aerogeneratori

Il mozzo

Il **Mozzo Rigido** è progettato per mantenere le principali parti che lo costituiscono in posizione fissa rispetto all'albero principale. L'angolo di Pitch delle pale può comunque essere variato, ma non è consentito alcun altro movimento. È di fatto il tipo più utilizzato nei rotori a tre o più pale. Il mozzo rigido deve possedere una robustezza tale da sopportare i carichi dinamici trasmessi dalle pale e dovuti alle operazioni d'imbardata.

Il **Mozzo Oscillante** è utilizzato in quasi tutte le turbine a due pale ed è invece progettato per ridurre i carichi aerodinamici sbilanciati trasmessi all'albero tipici dei rotori bipala, consentendo al rotore di oscillare di alcuni gradi rispetto alla direzione perpendicolare all'asse di rotazione dell'albero principale.

Il **Mozzo per Pale Incernierate** è una via di mezzo tra i primi due modelli ed è di fatto un mozzo rigido con vincoli a cerniera per le pale ed utilizzato dalle turbine sottovento per ridurre i carichi eccessivi durante i forti venti.



Aerogeneratori

Albero lento

È l'elemento di connessione tra il mozzo della turbina e il moltiplicatore di giri.

Dovendo di norma trasmettere elevate potenze e sopportare, quindi, elevate sollecitazioni, il materiale impiegato nella fabbricazione non può che essere un acciaio a elevata resistenza strutturale: acciai al cromo-molibdeno o al nichel cromo-molibdeno.

È connesso al mozzo tramite una flangia bullonata e sostenuto da un cuscinetto a rulli autoallineante in grado di sopportare anche carichi variabili in direzione.

È poi connesso all'albero cavo dello stadio in ingresso del moltiplicatore di giri tramite un calettatore (shrink disc).



Aerogeneratori

Moltiplicatore di giri

Ha lo scopo di incrementare la velocità di rotazione del rotore per adattarla ai valori richiesti dai generatori convenzionali (in alcune turbine il rapporto del moltiplicatore può superare 1:100).

È formato da una o più coppie di ingranaggi di tipo epicicloidale o ad assi paralleli ad uno o più stadi.

Nelle applicazioni attuali si usano quasi esclusivamente i **Moltiplicatori Planetari** in quanto presentano:

- 1.elevata coppia di trasmissione con spazio ridotto del treno di ingranaggi dati gli elevati rapporti di trasmissione;
- 2.migliore capacità di ripartizione dei carichi.

