

Il rendimento delle turbine eoliche

Lorenzo Battisti

Sommario

Questo contributo affronta l'analisi del rendimento delle turbine eoliche elencando i vari contributi di perdita che originano nei componenti e la loro corretta composizione. Vengono poi svolte alcune considerazioni sulla curva di potenza delle principali tipologie di turbina eolica.

La definizione di rendimento: il coefficiente di potenza

Il concetto di *rendimento* non è da confondersi con quello di *resa* o di *numero di ore equivalenti* dell'impianto. In generale si definisce *rendimento* delle turbine (turbine efficiency) il rapporto fra il lavoro utile (meccanico o elettrico) e quello disponibile (in certi casi esprimibile anche con il rapporto fra la potenza utile e quella disponibile) ed è quindi una grandezza adimensionale. Si parla di *resa* (Annual Yield o Annual Energy Production – AEP) per indicare l'energia elettrica prodotta (generalmente su base annua, quindi espressa in kWh/anno), mentre *il numero di ore equivalenti* indica il numero di ore annue nelle quali l'impianto è produttivo. Quest'ultimo parametro è analogo al coefficiente di utilizzazione degli impianti (Load Factor - LF), che esprime il rapporto fra il lavoro elettrico prodotto annualmente e il lavoro che sarebbe producibile se l'impianto funzionasse sempre alla massima potenza del generatore elettrico.

Nelle turbine eoliche inoltre non si ricorre alla definizione di rendimento comunemente utilizzata per le turbine, ma a un indice di prestazione, il coefficiente di potenza elettrico ($C_{p,el}$). Esso è definito come il rapporto fra la potenza elettrica prodotta e quella disponibile, come riportato in eq. 1.

$$C_{p,el} = \frac{P_{el}}{\frac{1}{2}\rho A_D V^3} \quad [\text{eq.1}]$$

Dal punto di vista teorico, quello indicato nell'eq. 1 non è propriamente un rendimento perché la potenza disponibile è riferita all'area della sezione battuta dalle pale della turbina (A_D) e non all'area della sezione di passaggio a monte della turbina (che non è in effetti misurabile). Ma dal punto di vista tecnico questo rende immediato l'uso del coefficiente di potenza. Ad esempio nel confronto fra due turbine che hanno lo stesso diametro e la stessa potenza massima il denominatore è il medesimo, ma la turbina più performante presenterà un valore più elevato del numeratore e quindi un valore più elevato del coefficiente di potenza.

La distribuzione del coefficiente di potenza

E qui si giunge ad un altro elemento di complessità. Mentre la quasi totalità delle turbine per la generazione di energia elettrica (a gas, a vapore, idrauliche) sono progettate per funzionare a punto fisso, ovvero per una condizione nominale, condizione alla quale la macchina viene ottimizzata (condizione di minime perdite), la turbina eolica lavora su un campo esteso di condizioni che dipendono dall'intensità del vento. Si consideri che ad esempio la frazione di tempo annuo al quale una turbina eolica funziona alla potenza massima (detta anche potenza nominale o di targa – rated power) non è superiore al 10-20%. Di conseguenza ha poco senso valutare la bontà di una turbina sulla base del valore del coefficiente di potenza alla potenza di targa in quanto va

analizzato il suo andamento su tutto l'intervallo di velocità del vento, ovvero analizzandone la sua distribuzione. Questo infatti determina la resa.

Tale distribuzione può essere ottenuta tramite un semplice foglio di calcolo dividendo la potenza prodotta per la potenza disponibile ad ogni valore di vento, come indicato di **figura 1a** per una turbina controllata a passo e in **figura 1b** per una turbina controllata a stallo. Per non creare vantaggi ai singoli costruttori le curve delle macchine indicate sono state progettate in maniera generica.

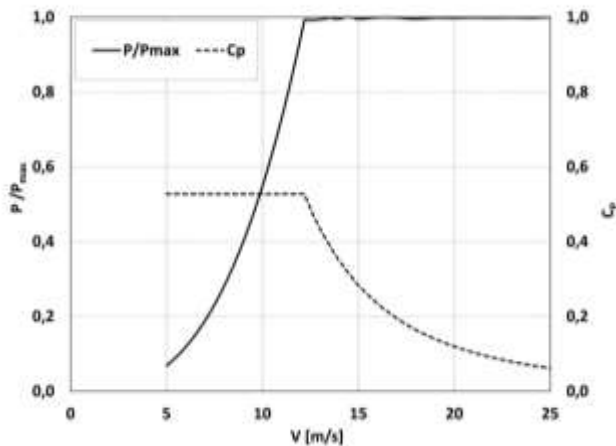


Figura 1a – curva di potenza per turbina a velocità variabile con controllo di passo

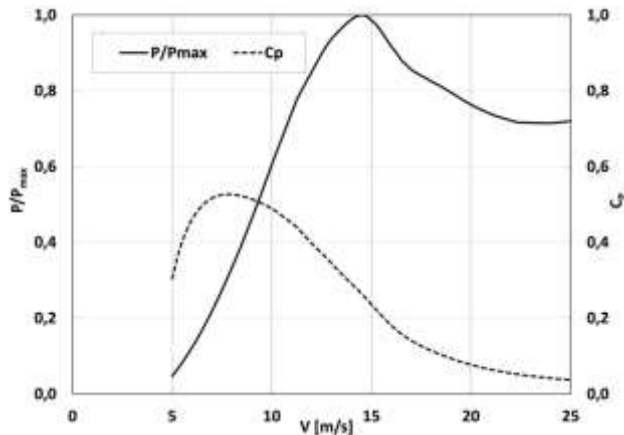


Figura 1b - curva di potenza per turbina a velocità fissa con controllo a stallo passivo

I contributi di perdita

Se si parte dalla curva di potenza fornita dal costruttore, il coefficiente di potenza ottenuto è detto *coefficiente di potenza elettrico o coefficiente di potenza globale*. Esso è la composizione del coefficiente di potenza del rotore (aerodinamico) e di altri rendimenti (meccanico, elettrico ecc.) che tengono conto delle perdite di lavoro negli altri componenti meccanici ed elettrici presenti nella catena di conversione, secondo quanto riportato nell'eq. 2:

$$C_{p,el} = C_{p,id} \cdot \eta_i \cdot \eta_m \cdot \eta_{el} \cdot \eta_{cp} \cdot \eta_{aus} \quad [\text{eq.2}]$$

dove:

$C_{p,id}$ è il limite di Lanchester-Betz, pari a 0,59, che è la massima frazione di potenza che una turbina aperta, cioè non intubata e posta in un ambiente non confinato, può estrarre dalla corrente¹.

η_i è il rendimento interno ovvero il rendimento fluidodinamico delle pale e del rotore nel suo complesso. Esso tiene conto di vari meccanismi di perdita di natura aerodinamica causati dall'interazione fra pale e aria, quali attrito, separazione di vena, perdite d'apice, di radice, ecc..

η_m è il rendimento meccanico e tiene conto delle perdite per attriti nei cuscinetti, nel moltiplicatore di giri (se presente) e nei sistemi a strisciamento dell'intero treno meccanico. Se con $P_{p,m}$ si indicano le perdite di natura

¹ Questa trattazione non è valida per le turbine eoliche con concentratore.

meccanica e P_i la potenza meccanica al mozzo, e P_m la potenza meccanica alla flangia del generatore elettrico, vale:

$$\eta_m = \frac{P_m}{P_i} = \frac{P_m}{C_{p,id} \cdot \eta_i} = 1 - \frac{P_{p,m}}{P_i}$$

η_{el} è il rendimento elettromeccanico e tiene conto delle perdite sia meccaniche (cuscinetti) che elettriche del generatore elettrico. Se con $P_{p,el}$ si indicano le perdite di natura elettromeccanica nel generatore e con P_{el} la potenza all'uscita del generatore elettrico, esso vale:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{P_m} = 1 - \frac{P_{p,el}}{P_m}$$

η_{cp} è il rendimento del convertitore elettrico (se presente) che tiene conto delle perdite nella trasformazione elettrica da corrente alternata a continua e nuovamente in alternata. Se con $P_{p,cp}$ si indicano le perdite di natura elettrica nel sistema inverter-converter, e con P_{cp} la potenza all'uscita del quadro elettrico di macchina, esso vale:

$$\eta_{cp} = \frac{P_{cp}}{P_{el}} = 1 - \frac{P_{p,cp}}{P_{el}}$$

η_{aus} è il rendimento degli ausiliari: esso considera il lavoro elettrico dovuto gli assorbimenti di potenza elettrica necessari al funzionamento dell'impianto (ad esempio la potenza assorbita alle ventole di raffreddamento del quadro elettrico e del trasformatore, i motori del passo e dell'imbardata). Tale lavoro è calcolabile come somma dei lavoro elettrici assorbiti dai singoli dispositivi nell'anno, ognuno con potenza P_n e attivo per il tempo Δt_n , si ha $\sum_{n=1}^N P_{n,aus} \Delta t_n$. Per cui questo rendimento diventa:

$$\eta_{el} = \frac{L_{aus}}{L_{el}} = \frac{\sum_{n=1}^N P_{n,aus} \Delta t_n}{L_{el}}$$

Dove L_{el} è l'energia elettrica prodotta dal generatore nell'anno.

Negli impianti di maggiore potenza vanno anche considerate le perdite elettriche per che si verificano indipendentemente dalla produzione di energia elettrica, ad esempio l'energia utilizzata per le luci e il riscaldamento/raffrescamento di alcuni componenti.

Dal punto di vista generale, alcuni di questi contributi di perdita dipendono dal carico, ovvero dalla potenza trasmessa e dal numero di giri, mentre altri non dipendono (in prima approssimazione) da essi. Le perdite generate sono minime per certe condizioni di funzionamento, mentre crescono all'allontanarsi da esse. Alle basse velocità di rotazione e basse velocità del vento (al disotto del 10-20% della potenza di progetto) il rendimento delle macchine elettriche decade, come pure quello dei gruppi inverter-converter. Tale argomento non fa parte di questo articolo, ma per chiarire l'ambito si citi il caso del moltiplicatore di giri. Le perdite che non dipendono dal carico sono legate principalmente alla viscosità del lubrificante e alla sua densità, nonché dalla profondità di immersione dei componenti per un moltiplicatore con coppa lubrificata. Le perdite che

dipendono dal carico dipendono dalla coppia meccanica trasmessa, dal coefficiente di attrito e dalla velocità di scorrimento nelle zone di contatto dei componenti.

Dall'analisi dell'eq. 2 risulta che il massimo valore del coefficiente di potenza ottenibile idealmente è pari a 0,59. Nella pratica il valore del coefficiente di potenza globale difficilmente supera valori di 0,4 per le mini turbine e 0,5 per le turbine di grandissima taglia. Nelle curve presentate nelle **figure 2a e 2b** infatti sono riportati i tipici risultati di un calcolo teorico ottenuto per mezzo di un programma di predimensionamento nel quale si tiene conto solo delle perdite fluidodinamiche del rotore per cui $C_p = C_{p,id} \cdot \eta_i$.

Per ottenere il valore del coefficiente di potenza globale vanno dunque ulteriormente detratte le perdite elencate precedentemente.

Le curve di potenza delle turbine con controllo a passo e stallo passivo

Come si nota per le macchine a controllo di stallo il punto di massimo rendimento non si ha alla massima potenza perché la turbina non è ottimizzata per il punto di massima potenza quanto per un punto a velocità del vento inferiore, prossimo al valore di ventosità più probabile del sito. Per tale condizione, e solo per questa, si verifica il massimo coefficiente di potenza. Apparentemente questo approccio appare approssimato, poiché ogni sito presenterà una propria velocità media nell'anno e anche scarsamente efficace. Infatti confrontando tale curva di coefficiente di potenza (**figura 2b**) con quella della turbina a velocità variabile controllata a passo (**figura 2a**), si nota come quest'ultima mantenga un valore di massimo coefficiente di potenza per un campo esteso di velocità del vento (dall'avviamento alla velocità di massima potenza) favorendo l'adattamento al sito generico e il massimo rendimento. Nella realtà quando si considerano i rendimenti meccanici ed elettrici, tale tratto di curva si altera e risulta più simile a quello riportato in **figura 3**, in quanto in questa regione si opera a carichi parziali e il treno di potenza elettromeccanico presenta rendimenti inferiori. Data l'ampia gamma di potenze e velocità di rotazione si hanno diversi meccanismi di perdita prevalenti per ciascun componente di impianto. Alle basse velocità di rotazione ad esempio l'attrito volvente dei cuscinetti dell'albero è il meccanismo di perdita dominante, mentre alla potenza nominale normalmente le perdite per effetto Joule in bobine e cavi giocano il ruolo più importante. *Il costruttore deve chiarire a quale punto della catena del rendimento riferisce la curva della potenza o di coefficiente di potenza presentate nei cataloghi informativi.*

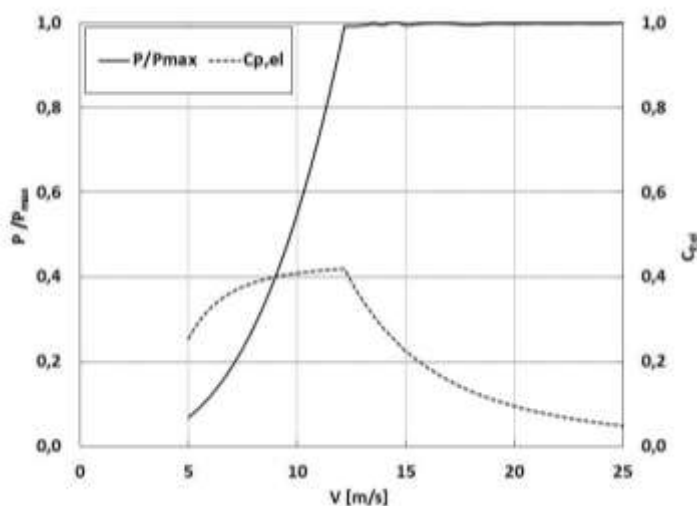


Figura 3

Infatti un valore riferito a monte del gruppo inverter-converter (se presente), cioè subito a valle del generatore elettrico non terrà conto della perdite che intervengono nei dispositivi a valle. Fra di essi non c'è solo il citato gruppo inverter-converter, ma anche la perdita degli ausiliari. Ad esempio se il ventilatore di raffreddamento del quadro elettrico assorbe 100 W e funziona indipendentemente dalla produzione di energia elettrica, per cui stimando in 8000 ore annue il periodo di funzionamento del sistema di raffreddamento, il lavoro elettrico assorbito sarà di 800 kWh/anno, valore di sicuro non trascurabile

per turbine fino a 10-20 kW di potenza, ammontando esso ad alcuni punti percentuali del valore complessivo del coefficiente di potenza globale.

Validità della curva di potenza

Un altro aspetto che va sottolineato riguardo alla curve di potenza e quella, da essa dedotta, del coefficiente di potenza, è che esse sono valide solo se ottenute in un campo di prova attrezzato a questo fine per mezzo di procedure sperimentali e di analisi dei dati secondo norme ben precise riconosciute internazionalmente. Anche in questo caso tuttavia la curva di potenza ottenuta dipende dalle condizioni del sito nel quale essa è stata misurata, per cui a rigore, essa ‘vale’ solo per tale sito. Se il livello della turbolenza del sito di prova e del sito finale sono molto diverse (ad esempio si passa da 10% a 18%) o la quota di installazione cambia (ad esempio si passa da 0 m.s.l.m a 1000 m.s.l.m, il rendimento interno (η_i) cambia per la differente prestazione aerodinamica delle pale in ambienti diversi. Sarà cura dello sviluppatore di sito valutare tali scostamenti per quantificare le perdite associate.

Le perdite a valle del quadro elettrico della turbina

L’eq. 2 fornisce il valore del coefficiente di potenza elettrico al quadro elettrico della turbina. L’utente poi deve tenere conto delle perdite che intercorrono fra il quadro elettrico della turbina e il punto di connessione. In termini generali, le perdite di potenza elettrica nei sistemi eolici di piccola taglia sono significativi (e maggiormente ancora nelle microturbine), dato che le piccole turbine eoliche funzionano generalmente a bassa tensione; questo fatto è ampiamente noto per i sistemi di ricarica delle batterie nei quali le tensioni tipiche del sistema sono comprese fra 12V e 48V.

In **figura 4** viene rappresentata la catena delle fasi di conversione di potenza che si verificano in un impianto minieolico assieme ai principali meccanismi di perdita.

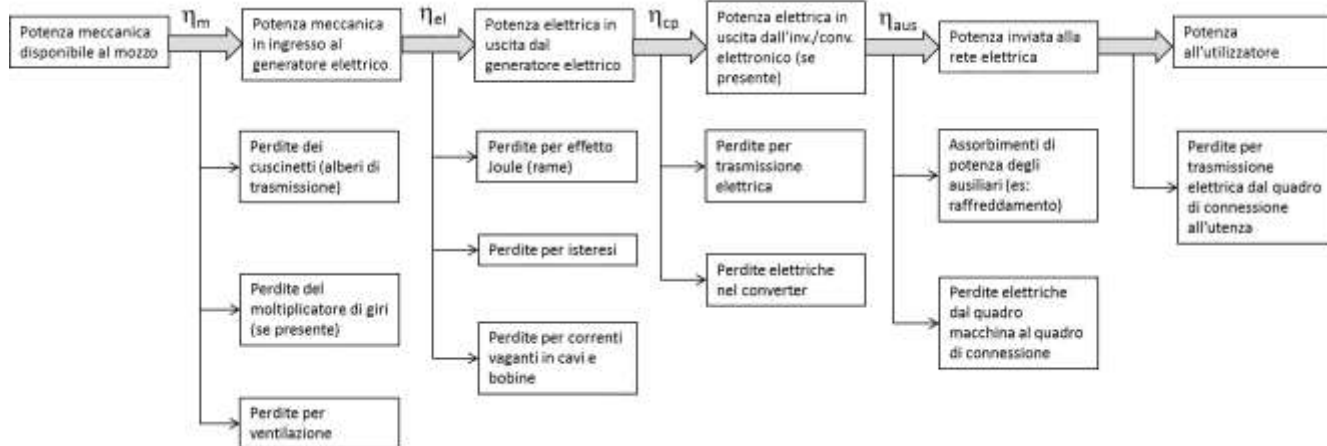


Figura 4 - catena delle fasi di conversione di potenza che si verificano in un impianto minieolico assieme ai principali meccanismi di perdita

La potenza meccanica estratta dal vento e disponibile al mozzo, ridotta delle perdite meccaniche per attrito e ventilazione nei cuscinetti ed eventuale moltiplicatore di giri viene convertita in potenza elettromagnetica. Al

fine di produrre energia elettrica ai terminali del generatore, la potenza deve essere convertita al generatore, processo che prevede perdite per effetto Joule negli avvolgimenti dell'armatura dello statore, perdite parassite sempre negli avvolgimenti e perdite al nucleo ferromagnetico, se presente. Le perdite per effetto Joule negli avvolgimenti sono generalmente il meccanismo di perdita dominante nei piccoli generatori eolici, soprattutto nel campo delle potenze superiori di impiego. Se viene utilizzato un convertitore elettronico (con le diverse funzioni di controllo implementate come controllo della potenza, numero di giri, frenature, ecc.), si verificano ulteriori perdite (anche se queste perdite sono generalmente più che compensate dal miglioramento di rendimento della parte aerodinamica che il converter realizza).

A questo punto si deve considerare la linea di trasmissione. Anche se il quadro è posto ai piedi della torre, la lunghezza minima della linea può essere dell'ordine di 20m a 30m, generando rilevanti perdite se l'alimentazione viene trasmessa a 12V o 24V (rendimenti dell'ordine di del 70-90%). Si utilizzano in genere autotrasformatori per aumentare il livello della tensione di trasmissione, anche se le dimensioni compatte delle navicelle delle turbine più piccole spesso non consentono tale applicazione.

Il cavo a bassa tensione deve essere breve in modo da evitare perdite elevate. Per un moderno impianto eolico, ogni turbina ha il suo trasformatore per innalzare la tensione dal livello di tensione delle turbine eoliche (400 o 690 V) alla media tensione. Il trasformatore è normalmente situato vicino alle turbine eoliche per evitare lunghi cavi a bassa tensione.

Alcune mini turbine eoliche sono collegate direttamente alla linea a bassa tensione, senza un trasformatore o in alcuni casi possono essere collegate a un trasformatore in un parco eolico con mini-turbine eoliche.

Conclusioni

Rendimenti di conversione elevati sono ottenuti con la scelta di elementi (pale, cuscinetti, ruotismi, macchine e componenti elettriche) efficienti e pensati per il tutto campo di potenze e coppie della turbina.

Sebbene un elevato valore del massimo coefficiente di potenza globale sia indice di una buona progettazione aerodinamica, meccanica ed elettrica della turbina, tuttavia la bontà del progetto va valutata anche alla luce dei valori che questa quantità assume a tutti i valori di vento, ovvero la sua distribuzione.

I singoli rendimenti, rappresentando le perdite dei componenti aerodinamici, meccanici ed elettrici, non sono inoltre costanti nel corso dei 20 anni di vita della turbina, per cui il coefficiente di potenza globale decresce di anno in anno per effetto delle accresciute perdite per usura e degradazione dei componenti. Questo decadimento può essere contrastato con manutenzioni regolari e interventi di sostituzione e ripristino delle parti (ad esempio la pulizia periodica della superficie delle pale), ma nella stesura del *business plan* la riduzione del lavoro elettrico prodotto va sempre opportunamente considerato negli anni.

I margini di incremento del coefficiente di potenza delle mini-turbine non sono molto ampi e i miglioramenti richiedono notevoli risorse di ricerca e sviluppo, oltre che lunghe prove in galleria del vento e in campo. Ad esempio il rendimento fluidodinamico dei rotori di piccola taglia è infatti intrinsecamente penalizzato dai ridotti numeri di Reynolds (per la riduzione del rapporto portanza su resistenza aerodinamica del profilo al decrescere del numero di Reynolds) e/o in molti casi da una non corretta scelta del profilo stesso, oltre che da sistemi di controllo estremamente semplificati.

Valori particolarmente elevati del coefficiente di potenza dichiarati dal costruttore devono avere adeguato riscontro in evidenze di funzionamento e non solo sulla carta. Per questo motivo la certificazione della curva di potenza (e quindi del coefficiente di potenza) è un elemento essenziale di valutazione del livello tecnologico e una garanzia della rispondenza fra quanto dichiarato ed effettivamente disponibile.