



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTÀ DI INGEGNERIA
Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di Laurea in Ingegneria Meccanica – Meccatronica

Tesi di laurea triennale

STUDIO DI MODELLI PER SISTEMI DI GENERAZIONE EOLICA

Theory and models for wind power generator systems

RELATORE:

Ch.mo Prof. Mauro Zigliotto

LAUREANDO:

Marco Bianconi

A.A. 2012/2013

INDICE

<u>INTRODUZIONE</u>	<u>5</u>
<u>Cap. 1 Modelli dei componenti del generatore eolico</u>	<u>7</u>
1.1 Pala eolica	7
1.2 Cambio	12
1.3 Generatore	13
1.4 Convertitore	15
<u>Cap. 2 DFIM – Doubly Fed Induction Machine</u>	<u>21</u>
<u>Cap. 3 Caratterizzazione dei modelli</u>	<u>31</u>
3.1 Doubly-fed induction generator with three stage gearbox	33
3.2 Synchronous generator direct drive	34
3.3 Permanent magnet generator direct drive	35
3.4 Permanent magnet generator with one stage gearbox	36
3.5 Doubly-fed induction generator with one stage gearbox	37
<u>Cap. 4 Confronti e discussione</u>	<u>41</u>
<u>CONCLUSIONE</u>	<u>43</u>
<u>BIBLIOGRAFIA</u>	<u>45</u>

INTRODUZIONE

L'energia eolica è una delle prime forme di energia che l'uomo ha imparato a sfruttare; esempi di ciò si notano nella navigazione con barche a vela e nei mulini a vento. Questo uso del vento è stato "recentemente" soppiantato dalla disponibilità di motori a combustione interna e dall'energia elettrica a basso costo fornita da centrali a combustibili fossili.

Negli ultimi decenni, dato l'aumento dell'inquinamento, la diminuzione delle riserve di combustibili fossili e l'aumento dei consumi globali, sono stati fatti grossi investimenti nel settore energetico, dal miglioramento dell'efficienza energetica di macchinari ed abitazioni alla sensibilizzazione sugli sprechi di tutti i giorni, dalla gestione più "saggia" delle risorse, alla produzione elettrica da fonti rinnovabili.

Una di queste fonti rinnovabili è il vento. L'energia eolica è diventata una fonte di produzione importante in Italia, con una copertura prevista del 5% della domanda elettrica nazionale nel 2013 [1]. Inoltre grandi investimenti sono stati fatti nel mondo in questo settore, quantificabili in 270 miliardi di dollari nel 2012 e 300 miliardi di dollari nel 2011 [2].

Dal futuro ci si può aspettare ulteriori miglioramenti nei campi della conversione elettromeccanica, della progettazione e del controllo degli aerogeneratori [3]. Ciò si può notare anche dal trend, in continuo aumento, della potenza nominale delle turbine eoliche installate al suolo, passate dai pochi kW degli anni '80 ai 3 MW odierni.

Le prime turbine eoliche erano dette "a velocità fissa" in quanto potevano lavorare alla massima efficienza ad una sola velocità [4].

Negli anni '90 vennero prodotte le turbine "a velocità variabile" [5]. Quest'ultima tipologia di turbina ha il vantaggio di essere più flessibile e meno rumorosa. Essa produce energia di qualità migliore e anche in quantità maggiore, dato che può lavorare alla massima efficienza per più velocità del vento, come si può notare in Fig. 1 [6]. Tutto ciò grazie alle presenza di un convertitore elettronico di potenza, che permette al generatore di lavorare sempre alla massima efficienza alle varie velocità del vento.

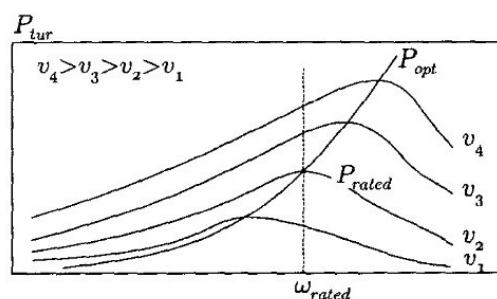


Figura 1. Potenza trasmessa all'albero della turbina a diverse velocità del vento, courtesy of [6]

CAPITOLO 1

MODELLI DEI COMPONENTI DEL GENERATORE EOLICO

In questo capitolo si vuol fare una descrizione dei componenti che permettono la generazione di energia elettrica da quella eolica. In particolare viene formulata la conversione dell'energia eolica in energia meccanica dalle pale [7] e vengono descritte le perdite di potenza del cambio, nel generatore e nel convertitore.

1.1 Pala eolica

La potenza meccanica all'albero di una turbina nasce dall'interazione delle pale con il vento, e dall'estrazione di energia cinetica dall'aria in movimento, rallentandola.

L'energia cinetica di una massa d'aria m in moto ad una velocità v_1 costante è pari a

$$E_c = \frac{1}{2} * m * v_1^2$$

Da questa equazione si può calcolare la potenza disponibile nella massa m , derivando nel tempo E_c , e, dato che la velocità è costante, si ha

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} * q * v_1^2 \quad (1)$$

con q portata di massa dell'aria pari a $q = \frac{dm}{dt}$.

L'equazione di continuità [26] afferma che

$$q = \frac{dm}{dt} = \rho * A * v_1 \quad (2)$$

con A , area spazzata dalle pale, pari a πR^2 , e R la lunghezza della pala. Sostituendo l'equazione appena scritta in (1) si trova che la potenza disponibile in una massa d'aria in moto a velocità v_1 è

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * \rho * A * v_1^3$$

Teoria unidimensionale e Legge di Beltz.

Per calcolare la potenza estratta da una turbina eolica ideale sulla quale si ha una potenza incidente P_{disp} si può utilizzare la legge di Beltz. La velocità a valle, cioè la

velocità dell'aria quando lascia la turbina, può variare in un intervallo compreso tra la velocità nulla e la velocità dell'aria prima che arrivi alla turbina, ed in entrambi i casi la potenza estratta sarà nulla, come verrà poi mostrato.

Per applicare la legge di Beltz bisogna fare alcune ipotesi:

- ✓ il sistema delle pale di rotore è equivalente ad un disco poroso senza spessore, il disco ha un numero infinito di pale;
- ✓ la massa d'aria che fluisce nel disco rimane separata da ciò che la circonda, tubo di flusso;
- ✓ la massa d'aria scorre solo nella direzione longitudinale;
- ✓ il rallentamento dell'aria sul disco formato dalle pale è uniformemente distribuito su tutta la superficie del disco;
- ✓ le pressioni sulle sezioni all'inizio e alla fine del tubo di flusso sono pari a quella atmosferica;
- ✓ il vento che scorre nel tubo non trova ostacoli nel tragitto, eccetto la turbina;
- ✓ il vento è costante di intensità (stazionario) e non varia con l'altezza della turbina;
- ✓ non ci sono effetti rotatori nella massa d'aria;
- ✓ la comprimibilità dell'aria si trascura, si assume la densità costante.

Quindi, dato che l'aria scorre senza accumularsi si considera costante la portata d'aria q definita nell'equazione (2). Vista l'ipotesi di costanza della densità, se cala la velocità tra la sezione di monte e di valle del tubo di flusso deve aumentare la superficie della sezione stessa. Inoltre, la diminuzione graduale della velocità nel tubo determina un aumento di pressione senza produzione di lavoro. Quest'ultima calerà bruscamente sul disco per poi tornare al valore iniziale all'uscita del tubo.

Ipotizzando che non avvengano scambi di calore ed estrazioni di potenza tra la superficie iniziale A_1 e A (superficie della turbina) e tra A ed A_2 superficie finale si può applicare l'equazione di Bernoulli

$$p + \rho \frac{v^2}{2} + \rho g h = cost$$

dove p =pressione [Pa], ρ =densità del fluido [kg/m^3], v velocità del vento [m/s], g =accelerazione di gravità [m/s^2], h =altezza da un livello di riferimento [m].

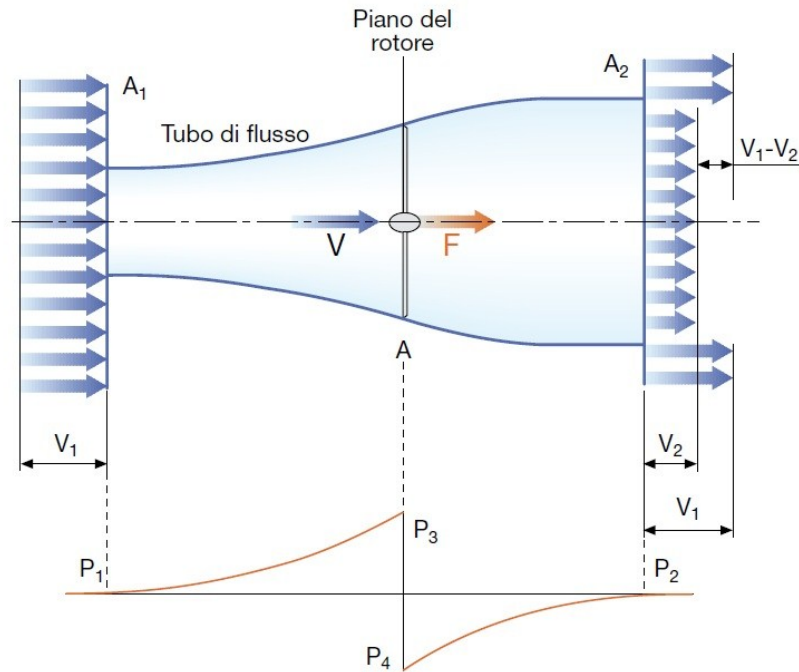


Figura 2. Schema del tubo di flusso di una turbina eolica e andamento della pressione, area e velocità, courtesy of [7]

Dalla Fig. 2 si può ricavare

$$p_1 + \rho \frac{v_1^2}{2} = p_3 + \rho \frac{v^2}{2}$$

tra le sezioni A_1 e A con v (V in figura) velocità dell'aria sulle sezione della turbina e

$$p_2 + \rho \frac{v_2^2}{2} = p_4 + \rho \frac{v^2}{2}$$

tra le sezioni A_2 e A .

Facendo la differenza membro a membro delle 2 equazioni si ricava

$$\Delta p = p_3 - p_4 = p_1 + \rho * \frac{v_1^2}{2} - (p_2 + \rho \frac{v_2^2}{2})$$

ed essendo $p_1 = p_2$ si trova facilmente

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2)$$

La forza assiale F nella direzione del vento è

$$F = \Delta p * A = \frac{1}{2} \rho A (v_1^2 - v_2^2)$$

Applicando il teorema dell'impulso, il quale afferma che

$$F = \frac{d(m(t), v(x, t))}{dx} = \frac{\partial m(t)}{\partial t} * v(x, t) + m(t) * \frac{\partial v(x, t)}{\partial t}$$

e per ipotesi di costanza della velocità del vento si ha che la derivata parziale della velocità si annulla, e dunque

$$F_3 = q * v_1$$

$$F_4 = q * v_2$$

Quindi F sarà pari alla differenza della quantità di moto, ovvero

$$F = F_3 - F_4 = q * (v_1 - v_2)$$

e ricordando che $q = \rho A v$ si trova

$$F = \rho A v (v_1 - v_2)$$

dove v , velocità sul disco, è pari alla media tra le velocità estreme

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2)$$

Si può definire a , fattore d'interferenza, che rappresenta la diminuzione della velocità di fronte al disco, come

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

Si può quindi ricavare $v = (1 - a) * v_1$ e quindi

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

La potenza catturata dalla pala sarà pari a $P = F * v$ ottenendo

$$P = \rho A v (v_1 - v_2) * v$$

e quindi si trova $P = 2 \rho A v_1^3 * a (1 - a)^2$.

Si nota quindi che la potenza estraibile è proporzionale alla densità dell'aria incidente, all'area circoscritta dalle pale, al cubo delle velocità del vento entrante nel tubo di flusso ed alla velocità del vento uscente tramite il coefficiente a .

Per trovare il massimo di P si calcola la sua derivata rispetto ad a e la si annulla. Si ha

$$\partial P / \partial a = 2 \rho A v_1^3 * (1 - 4 * a + 3 * a^2) = 0$$

Le radici sono $a = 1$ ed $a = \frac{1}{3}$. La soluzione $a = 1$ non è accettabile in quanto porterebbe ad una velocità $v_2 = -v_1$, ovvero negativa. La soluzione $a = \frac{1}{3}$ è accettabile e porta ad avere $v_2 = \frac{1}{3} v_1$ con massima estrazione di potenza pari a

$$P_{max} = \frac{8}{27} * \rho A v_1^3$$

Coefficiente di Potenza C_p

Il coefficiente di potenza viene definito come il rapporto tra la potenza estratta e quella disponibile del vento

$$C_p = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 \rho A v_1^3 a (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = 4 a (1 - a)^2$$

Per $a = \frac{1}{3}$ si ha il valore $C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0.59$ che prende il nome di "Limite di Beltz", che è il valore teorico di massima estrazione di potenza. Questo valore si può anche notare dal grafico a, C_p di Fig. 3.

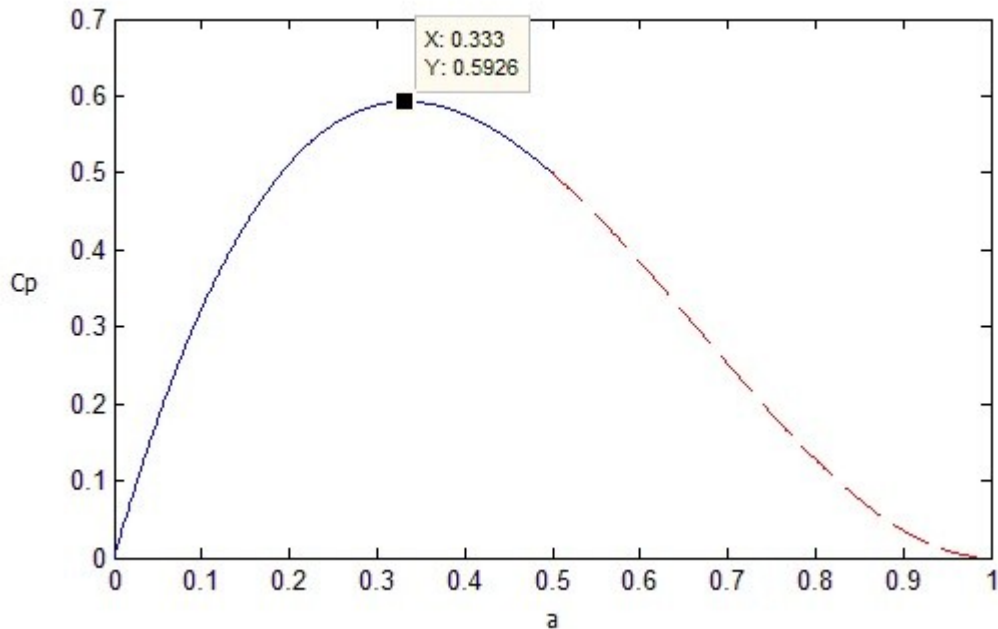


Figura 3. Andamento di C_p , coefficiente di potenza, in funzione di a , fattore d'interferenza

In realtà i valori di $a > 0.5$ non hanno senso, in quanto porterebbero a velocità nella sezione d'uscita negativa, fatto che si nota dall'equazione

$$v_2 = (1 - 2a) * v_1 > 0$$

$$(1 - 2a) > 0 \Rightarrow a < \frac{1}{2}$$

La potenza che una turbina estrae dal vento sarà quindi

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * C_p * v_1^3$$

e ricordando che $A = \pi * R^2$ si trova

$$P = \frac{1}{2} * \rho * \pi * R^2 * C_p * v_1^3$$

Come si può notare la potenza estratta dipende dal cubo della velocità, fattore che diventa di estrema importanza nella scelta dei siti di installazione (argomento di cui questo lavoro di tesi non si occupa, ma che viene solo accennato alla fine di questo paragrafo e nel Capitolo 4). Data questa forte dipendenza dal cubo della velocità, prima della costruzione di un impianto in un'area, deve essere ben monitorata non solo la velocità media annuale del vento, ma anche la sua distribuzione oraria.

Assumendo come costanti i parametri ρ , A e v_1 , la potenza estratta dal vento è proporzionale al coefficiente C_p , funzione del fattore di interferenza a , che rappresenta la diminuzione della velocità del vento sul fronte del disco. C_p dipende dunque dall'aerodinamica della pala ed in particolare da due fattori, β e λ , chiamati rispettivamente angolo di pitch e tip speed ratio.

L'angolo di pitch è l'angolo che assume la pala rispetto al piano di rotazione del rotore. Il tip speed ratio, o TSR, è definito come $\lambda = \frac{w_r * R}{v_1}$, con w_r velocità angolare della pala e R lunghezza della pala. Il coefficiente λ è quindi il rapporto tra la velocità lineare massima in punta alla pala e la velocità del vento.

Mantenendo β costante si può graficare l'andamento di C_p in funzione di λ , vedi Fig. 4.

Il valore di C_p in funzione di λ e β si può vedere in Fig. 5, tratta da [9]. Queste curve rappresentano l'efficienza di estrazione di potenza che si

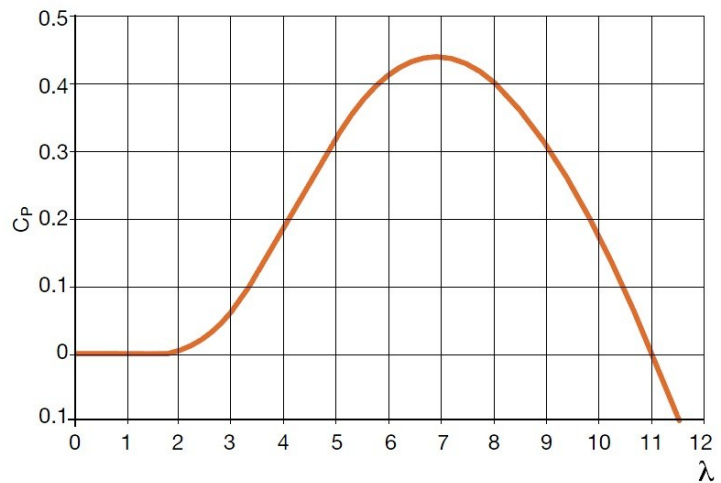


Figura 4. Legame λ, C_p con β costante, courtesy of [7]

può ottenere da una turbina. La turbina funziona alla massima efficienza possibile per tutti quei valori di velocità angolare del rotore che sono minori o uguali alla velocità angolare nominale del sistema. Nel caso in cui ci fosse un aumento della velocità del vento, per evitare di superare la velocità nominale e quindi la potenza nominale del generatore, si può variare l'angolo di pitch, con dei meccanismi appositi predisposti sulle pale. Così facendo si ottiene una diminuzione controllata di C_p , che, compensando l'aumento della velocità del vento, porta a mantenere costante la potenza estratta al

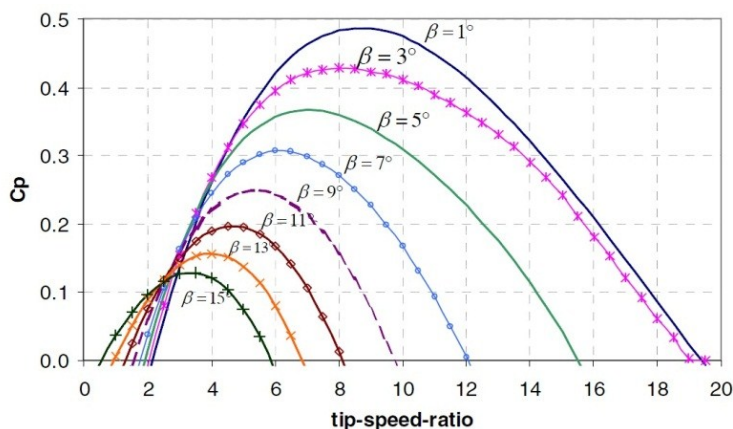


Figura 5. Legame λ, C_p per vari valori di β , courtesy of [9]

valore nominale.

Nell'installazione di una turbina bisogna tener conto di alcuni importanti fattori. Uno di questi è la variazione della densità dell'aria con l'altitudine e la temperatura. In particolare la densità varia in funzione dell'altitudine seguendo la

formula $\rho = \rho_0 - 1.194 * 10^{-4} * h$ [7] dove h è l'altezza in metri sul livello del mare (fino a 6000 m) e $\rho_0 = 1,225 \text{ kg/m}^3$ è la densità dell'aria a livello del mare, temperatura di 15 °C e pressione 101325 Pa [8]. La variazione della densità in

funzione della temperatura è tale da far calare ρ di circa il 3% per ogni aumento di temperatura di 10 °C [7].

1.2 Cambio

Le perdite meccaniche nella trasmissione delle turbine eoliche sono rappresentabili dalle sole perdite nel cambio [10].

Le perdite nel cambio si possono dividere in due parti:

- 1 perdite di costruzione;
- 2 perdite per attrito.

Le perdite di costruzione, dovute alla non perfetta costruzione e montaggio degli ingranaggi, sono date da una percentuale fissa della potenza in ingresso e sono indipendenti dalla velocità di rotazione dell'albero.

Le perdite per attrito variano in funzione della velocità; sono dovute principalmente all'attrito nei cuscinetti, all'attrito viscoso con l'aria ed allo sbattimento nell'olio. Solitamente vengono utilizzati cuscinetti a sfera, i quali danno luogo ad una coppia di frenatura quasi costante. Le perdite per attrito viscoso sono proporzionali al cubo della velocità, ed, espresse come coppia di attrito, sono proporzionali al quadrato della velocità. Le perdite per sbattimento nell'olio sono difficili da determinare precisamente, ma la coppia frenante aumenta perlomeno proporzionalmente con la velocità di rotazione del cambio.

Solitamente non è noto come le perdite nei cuscinetti, in attrito viscoso e nell'olio dipendano dalla velocità, e quale sia la quantità di perdita di costruzione, perciò si usa una formula semplificata, che rende le perdite proporzionali alla velocità [11].

In particolar modo si sa che, nei cambi per turbine eoliche, le perdite globali possono essere approssimate con solo le perdite per attrito viscoso ed una perdita dell'1% per stadio è un valore ragionevolmente utilizzabile [10].

Si ottiene

$$\eta_c = \frac{P_{in} - q * 0.01 * P_n}{P_{in}}$$

$$P_{loss} = P_{max} * \frac{w}{w_n}$$

dove con η_c si indica il rendimento del cambio, q il numero degli stadi P_{in} la potenza in ingresso al cambio che nasce dalla potenza estratta dalle pale, P_n è la potenza nominale del cambio, P_{loss} è la potenza dissipata dal cambio, P_{max} è la perdita

massima nel cambio (perdita nominale), w è la velocità di rotazione del cambio e w_n è la velocità nominale del cambio.

1.3 Generatore

Le perdite nei generatori si possono dividere in due parti:

- 1 perdite nel ferro;
- 2 perdite nel rame.

Le perdite nel rame sono dovute alla circolazione di corrente negli avvolgimenti con la conseguente dissipazione di energia sulla resistenza dei fili in rame. La resistenza di ogni fase si può calcolare come

$$R_S = \rho_{Cu} * \frac{l_{Cu}}{A_{Cu}}$$

con ρ_{Cu} la resistività del rame, l_{Cu} è la lunghezza del conduttore per l'avvolgimento di fase, A_{Cu} l'area della sezione del conduttore. La lunghezza del conduttore si può calcolare moltiplicando la lunghezza di un giro d'avvolgimento per il numero dei giri N_s , dove la lunghezza di un giro si approssima a due volte la lunghezza del rotore l_s più 4 volte la distanza polare τ_p , in formula si ottiene

$$l_{Cu} = N_s * (2 l_s + 4 \tau_p)$$

La superficie della sezione trasversale del conduttore viene calcolata tramite l'area "disponibile" di una cava

$$A_{Cu} = p * q * K_{s,rie} * b_{sav} * h_s / N_s$$

con q numero di cave per polo per fase, p il numero di coppie polari, $K_{s,rie}$ il fattore di riempimento (60%), b_{sav} è la larghezza media di una cava, h_s l'altezza di una cava [5].

I valori di resistenza di statore e di rotore, di larghezza e altezza di una cava, per alcune tipologie di generatore sono riportati in Tab. 4 a pagina 38.

Le perdite nel ferro sono dovute a due fenomeni causati entrambi dalla variabilità nel ferro del flusso magnetico: l'isteresi magnetica e le correnti parassite. Queste si chiamano perdite nel ferro, in quanto i nuclei magnetici delle macchine elettriche sono leghe di ferro.

Questo tipo di perdita si calcola tramite formule semi-empiriche, come la formula di Steinmetz, la quale afferma

$$P_{Fe} = 2 * P_{Fe,i} * \left(\frac{f}{f_0}\right) * \left(\frac{B_{Fe}}{B_0}\right)^2 + 2 * P_{Fe,cp} * \left(\frac{f}{f_0}\right)^2 * \left(\frac{B_{Fe}}{B_0}\right)^2$$

dove P_{Fe} rappresenta il valore delle perdite per unità di massa nel ferro, $P_{Fe,i}$ e $P_{Fe,cp}$ rappresentano rispettivamente le perdite per unità di massa per isteresi e per correnti parassite alla frequenza f_0 e densità di flusso B_0 , f la frequenza del campo magnetico, B_{Fe} densità di flusso del campo magnetico della macchina. Un valore possibile per i coefficienti $P_{Fe,i}$ e $P_{Fe,cp}$, di un generatore sottoposto ad un campo magnetico da 1,5 [T] e una frequenza di 50 [Hz] è rispettivamente 2 e 0,5 [W/kg] [5]; ma i costruttori spesso non forniscono i valori di questi due coefficienti.

Per calcolare questo tipo di perdite viene fornito un valore di perdita specifica chiamata cifra di perdita, valore determinato sperimentalmente. La cifra di perdita P_0 viene definita come la perdita specifica nel ferro, per isteresi e per correnti parassite, che si ha quando un materiale è investito da un campo magnetico alternato sinusoidale a frequenza 50 Hz con induzione massima fissata B_M . Solitamente P_0 viene fornito per un valore dell'induzione magnetica di $B_0 = 1 T$ oppure $B_0 = 1,5 T$.

Quindi, nota la cifra di perdita P_0 , la perdita specifica P_{fs} è [13]

$$P_{fs} = P_0 * \left(\frac{B_M}{B_0}\right)^2$$

Come si nota dalla Tab. 1 [14] la cifra di perdita varia a seconda del materiale e dello spessore del lamierino, i valori dati in tabella si riferiscono a lamierini nuovi. A causa dell'invecchiamento ed eventuali lavorazioni meccaniche le perdite nel ferro possono aumentare del 5 – 10% [13].

Tabella 1, valori cifra di perdita e spessore lamierini usati nelle macchine elettriche, da datasheet di Cogent Power [14]

Nome materiale	Spessore lamierini	Cifra di perdita [W/kg] (a 50 Hz)
	[mm]	1,5 [T]
M235-35A	0,35	2,35
M330-35A	0,35	3,30
M250-50A	0,5	2,50
M400-50A	0,5	4,00
M800-50A	0,5	8,00
M310-65A	0,65	3,10
M800-65A	0,65	8,00
M600-100A	1,0	6,00
M1000-100A	1,0	10,00

1.4 Convertitore

Il convertitore è una parte fondamentale della turbina che serve a rendere l'energia elettrica prodotta dal generatore a velocità variabile compatibile con la rete elettrica. La trasformazione avviene portando la tensione dalla frequenza prodotta a quella di rete (50 Hz in Europa, 60 Hz USA).

Il convertitore, come si nota in Fig. 6, è un "back to back PWM power converter [15]". È composto da 2 inverter bidirezionali e da un DC-LINK.

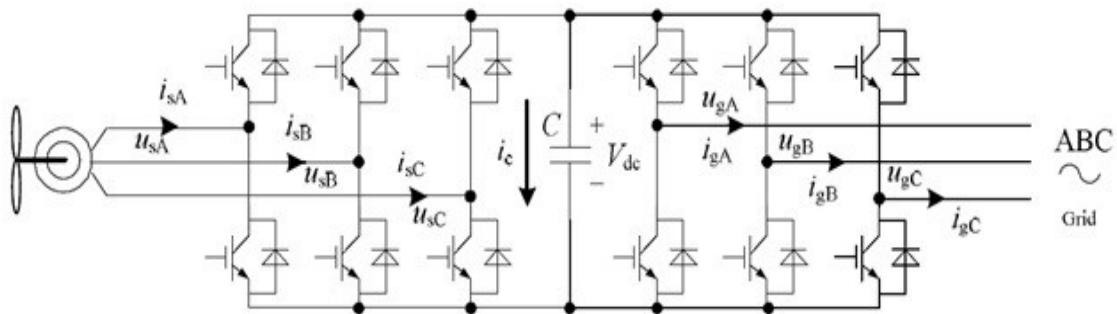


Figura 6. Topologia di un "back to back PWM power converter", courtesy of [15]

Il "convertitore lato generatore" ("machine side converter MSC") viene comandato in modo tale da raddrizzare la tensione proveniente dal generatore, il "convertitore lato rete" ("grid side converter GSC") scambia energia con la rete. Il compito del GSC è di mantenere la tensione sul DC-LINK costante, mentre quello del MSC è di gestire la potenza attiva e reattiva del generatore [24]. Ognuno dei 2 inverter bidirezionali è formato da 3 rami, con 2 IGBT a ramo e con un diodo di ricircolo in antiparallelo per ogni IGBT (noti anche come diodi di Free-Wheeling).

Nel convertitore le perdite si suddividono in due categorie:

- 1 Perdite di conduzione;
- 2 Perdite di commutazione di stato.

Per poter calcolare le perdite di conduzione si fanno le seguenti tre ipotesi semplificative:

- (1)- il tempo di commutazione di IGBT e diodi è nullo [16];
- (2)- la caratteristica tensione-corrente dei due componenti (IGBT e diodo) durante la conduzione si considera lineare; si ottiene dalle formule [16] [17]

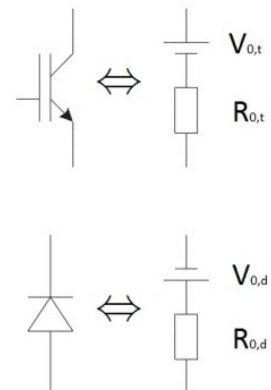


Figura 7. Circuito equivalente di un IGBT e di un diodo in conduzione, courtesy of [18]

$$v_{d,lin} = V_{0,d} + R_{0,d} * i_d$$

$$v_{t,lin} = V_{0,t} + r_{0,t} * i_t$$

con $v_{d,lin}$ e $v_{t,lin}$ la tensione linearizzata, con $V_{0,d,lin}$ e $V_{0,t,lin}$ la caduta di tensione interna e con i_d e i_t la corrente che circola all'interno di, rispettivamente, diodo e IGBT, vedi Fig. 7;

-(3)- il duty cycle dell'IGBT e del diodo considerato è quello della modulazione con iniezione di terza armonica invece di quello della modulazione vettoriale usato nella realtà; questo porta ad un errore trascurabile nel calcolo delle perdite ma ad una semplificazione delle espressioni matematiche [16]. Il duty cycle dell'IGBT e del diodo serve per sapere quando questi sono in conduzione.

Ora si va a mostrare un metodo di calcolo per trovare le perdite di un ramo dell'inverter, alla fine del capitolo di calcoleranno le perdite totali dell'inverter e del convertitore.

Il duty cycle usato per l'IGBT ha una forma variabile nel tempo del tipo [16]

$$D_t(t) = 0,5 + 0,5 * m_i * \left[\frac{2 \sin(\omega_s t + \varphi)}{\sqrt{3}} + \frac{2 \sin(3(\omega_s t + \varphi))}{3\sqrt{3}} \right]$$

con m_i l'indice di modulazione, φ l'angolo di fase tra la portante e la modulante e ω_s la velocità angolare della tensione di statore.

La corrente istantanea è $i_s(t) = \sqrt{2} I_s \sin(\omega_s t)$, dove I_s è il valor efficace della corrente.

L'energia dissipata nel IGBT durante la conduzione in un tempo infinitesimo è:

$$dE_{con,t}(t) = i_s(t) * v_{con,t,lin}(t) * D_t(t) * dt$$

La potenza dissipata è due volte l'integrale dell'energia persa su metà del periodo della frequenza fondamentale, pari a

$$P_{con,t} = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s/2} i_s(t) * v_{con,t,lin}(t) * D_t(t) * dt$$

risolvendo l'integrale si ottiene il valore [16]

$$P_{con,t} = \frac{V_{0,t} * \sqrt{2} I_s}{\pi} + \frac{I_s * V_{0,t} * m_i * \cos \varphi}{\sqrt{6}} + \frac{R_{0,t} * I_s^2}{2} + \frac{R_{0,t} * I_s^2 * m_i}{\sqrt{3} * \cos \varphi * 6\pi} - \frac{4 * R_{0,t} * I_s^2 * m_i * \cos(3\varphi)}{45\pi * \sqrt{3}}$$

Per i diodi il Duty Cycle da considerare è [16]

$$D_d(t) = 0,5 - 0,5 * m_i * \left(\frac{2 \sin(\omega_s t + \varphi)}{\sqrt{3}} + \frac{2 \sin(3(\omega_s t + \varphi))}{3\sqrt{3}} \right)$$

Con questo accorgimento si può applicare la procedura appena svolta per il IGBT, per cui si ha

$$P_{con.d} = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s/2} i_s(t) * v_{con,d,lin}(t) * D_d(t) * dt$$

dalla soluzione si ottiene [16]

$$P_{con.d} = \frac{V_{0,d} * \sqrt{2} I_s}{\pi} - \frac{I_s * V_{0,d} * m_i * \cos \varphi}{\sqrt{6}} + \frac{R_{0,d} * I_s^2}{2} - \frac{R_{0,d} * I_s^2 * m_i}{\sqrt{3} * \cos \varphi * 6\pi} + \frac{4 * R_{0,d} * I_s^2 * m_i * \cos(3\varphi)}{45\pi * \sqrt{3}}$$

La Tab. 2 riporta alcuni valori presi da alcuni data-sheet [19],[20],[21],[22] e si può notare che $V_{td} = V_{0,t} \cong V_{0,d}$ e che $R_{td} = R_{0,d} \cong R_{0,t}$.

Con questa approssimazione è possibile sommare le due equazioni di perdita di conduzione dell'IGBT e del diodo ottenendone una formulazione semplificata

$$P_{con} = P_{con,t} + P_{con,d} = \frac{2\sqrt{2} * V_{td} I_s}{\pi} + R_{td} * I_s^2$$

Tabella 2. Dati tecnici del convertitore (IGBT e diodo)

Corrente Nominale	I_n	500 A	1200 A	1800 A	2400 A
Tensione di Breakdown	V_{bd}	1700 V	1700 V	1700 V	1700 V
Tensione sul "DC link"	V_{dc}	1200 V	1200 V	1200 V	1200 V
Caduta di tensione dell'IGBT	$V_{0,t}$	1,0 V	1,0 V	1,0 V	1,0 V
Resistenza di conduzione (IGBT)	$R_{0,t}$	3 mΩ	1,5 mΩ	1 mΩ	0,8 mΩ
Energia dispersa in apertura e chiusura dell'IGBT	$E_{on} + E_{off}$	288 mJ	575 mJ	863 mJ	1150 mJ
Caduta di tensione del diodo	$V_{0,d}$	1,1 V	1,1 V	1,1 V	1,1 V
Resistenza di conduzione (diodo)	$R_{0,d}$	2,6 mΩ	1,5 mΩ	1,0 mΩ	0,8 mΩ
Energia dissipata in apertura del diodo	E_{rr}	43 mJ	86 mJ	128 mJ	171 mJ

Le perdite di commutazione sono dovute all'apertura/chiusura dell'IGBT e solo dall'apertura del diodo [17]. Quando avviene un cambio di stato nel dispositivo la corrente circola continuamente per un breve periodo. In una formula semplificata le perdite sono proporzionali alla corrente e alla frequenza di commutazione [16] ed in particolare si ottiene [18]

$$P_{s,t} = (E_{on} + E_{off}) * \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * \frac{I_s}{I_n} * f_{sw} \cong V_{sw,t} * \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * I_s$$

$$P_{s,d} = E_{rr} * \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * \frac{I_s}{I_n} * f_{sw} \cong V_{sw,d} * \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * I_s$$

dove, $P_{s,t}$ e $P_{s,d}$ sono le perdite per commutazione rispettivamente nell'IGBT e nel diodo, E_{on} ed E_{off} sono rispettivamente l'energia persa nell'apertura e nella chiusura dell'IGBT ed E_{rr} è l'energia persa nella transizione di stato del diodo; f_{sw} è la frequenza di funzionamento del convertitore. Dati i valori in Tab. 2 si nota che i rapporti $(E_{on} + E_{off})/I_n$ e E_{rr}/I_n restano costanti, perciò, per una data tensione del DC-link e della frequenza di commutazione del convertitore, le perdite di commutazione si possono modellare come cadute di tensioni indipendenti dalla corrente nominale [18].

Vengono quindi introdotte le cadute di tensione

$$V_{sw,t} = (E_{on} + E_{off}) * \frac{f_{sw}}{I_n}$$

$$V_{sw,d} = (E_{rr}) * \frac{f_{sw}}{I_n}$$

In definitiva si ottiene che le perdite per commutazione sono proporzionali alla corrente efficace.

Le perdite totali per inverter sono

$$P_{loss} = 3 * (P_{con} + P_{s,t} + P_{s,d}) = 3 * [(V_{td} + V_{sw,t} + V_{sw,d}) \frac{2\sqrt{2}}{\pi} * I_s + R_{td} * I_s^2]$$

e le perdite del convertitore diventano

$$P_{loss,con} = P_{loss,MSC} + P_{loss,GSC}$$

I valori tipici dei rendimenti dei convertitori per turbine eoliche sono maggiori del 96%.

CAPITOLO 2

DFIM – DOUBLY FED INDUCTION MACHINE

La macchina a rotore avvolto è importante nei motori di grandi dimensioni e, come già scritto, è di importanza sempre più crescente nei generatori per turbine eoliche.

L'aspetto fondamentale per questa tipologia di macchine elettriche è la taglia del convertitore ad esse associato. Nelle DFIM (doubly-fed induction machine) il convertitore va collegato direttamente agli avvolgimenti di rotore, che devono essere

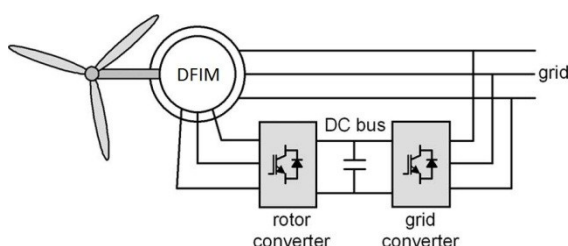


Figura 8. Topologia di una DFIM, courtesy of [25]

accessibili dall'esterno, mentre il circuito statorico si collega direttamente alla rete elettrica, come si nota in Fig. 8 a lato.

Avendo il convertitore posizionato sul rotore, la sua taglia sarà proporzionale alla scorrimento s , quindi la potenza nominale è del 25-30% della potenza

nominale del generatore. Questa riduzione della potenza del convertitore di frequenza porta un notevole risparmio nell'acquisto del dispositivo. Il convertitore di frequenza, in combinazione con il controllore di primo movimento, fornisce il controllo totale sia della potenza attiva e reattiva, che quello della velocità, della corrente e della tensione ai terminali di statore e rotore.

Dopo questa breve introduzione, si va a definire una teoria per DFIM in regime stazionario, tratta da [23].

La IM (Induction Machine) a rotore avvolto ha, come detto, un circuito esterno collegato al rotore tramite dei contatti striscianti. Come si nota in Fig. 9, presa da [23], si ha che, per una fase, la tensione ai capi dei contatti striscianti è V_2 e la corrente è I_2 . Se il circuito esterno si comportasse come una resistenza R , si avrebbe semplicemente che $\overline{V_2} = R * \overline{I_2}$, è quindi come se venisse aggiunta una resistenza in serie al rotore avvolto, ottenendo lo stesso risultato di macchina con rotore a gabbia di scoiattolo (SCIM, squirrel cage induction machine). Se, invece, il circuito esterno si comporta come un'induttanza L , la sua impedenza è $j 2\pi * f_r * L = j * s * X$ con X la reattanza

alla frequenza di alimentazione f_s ed s , lo scorrimento, definito come $s = f_s/f_r$. Con $s \geq 0$, il circuito si comporta come una normale induttanza, quando $s \leq 0$, ovvero nel caso di velocità supersincrona (velocità di rotazione del rotore maggiore di quella sincrona), il comportamento del circuito è come fosse capacitivo; ma ciò è fisicamente impossibile, dato che un'induttanza resta sempre un'induttanza. L'interpretazione corretta dello scorrimento negativo è l'inversione della sequenza della fasi di alimentazione dell'induttanza, ovvero l'inversione del segno della potenza dell'induttanza, viene cioè assorbita potenza reattiva.

Quello che avviene in pratica è che, indipendentemente dal segno di s , ovvero sia per velocità sub-sincrona che per velocità super-sincrona, il calcolo della potenza, corrente e impedenza può essere sempre svolto come se s fosse positivo trasformando le quantità rotoriche in statoriche alla frequenza f_s come viene successivamente indicato; importante è ricordarsi che nel riportare le quantità dallo statore al rotore, nel caso di $s < 0$, bisogna invertire il segno della componente immaginaria (reattiva) della corrente, impedenza o potenza.

L'effetto pratico di ciò è che tutti i calcoli possono essere riportati alla frequenza f_s di statore con i metodi convenzionali.

In generale, la tensione V_2 è applicata dal convertitore di frequenza, oggi tramite controlli molto sofisticati. Ipotizzando condizioni bilanciate, si può analizzare una sola

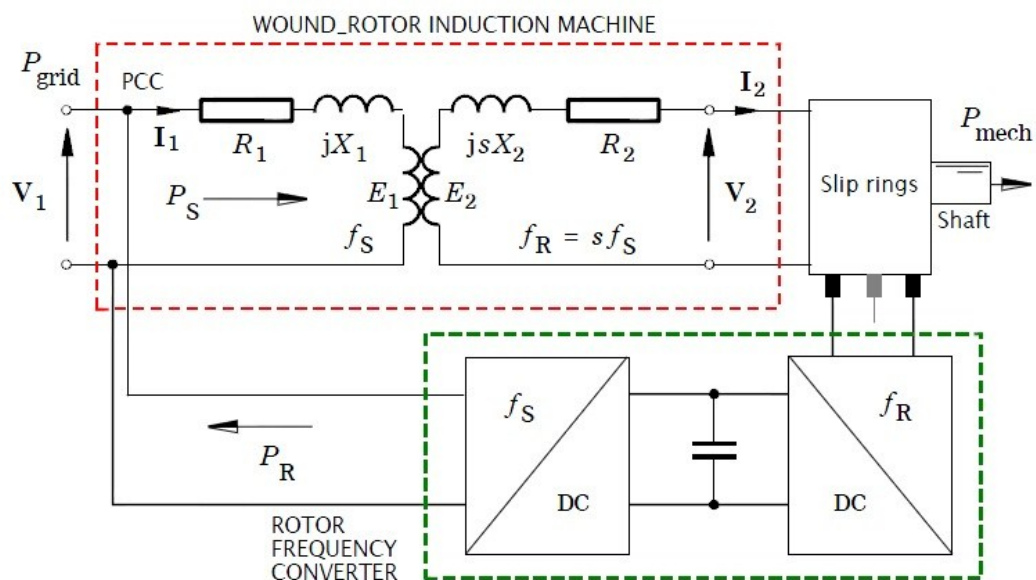


Figura 9. Circuito elettrico equivalente di una DFIM, courtesy of [23]

fase della macchina. Inoltre la caduta di tensione dovuta alle spazzole (cioè sulla connessione tra rotore e convertitore) si considera come parte di V_2 , per non ingombrare le equazioni.

Il bilancio di potenza alla base della macchina a rotore avvolto è come quello della SCIM (Squirrel Cage Induction Machine), ovvero

$$P_{mech} = P_{gap} * (1 - s)$$

dove P_{mech} è la potenza meccanica (somma della potenza meccanica all'albero e tutti gli attriti), s lo scorrimento, P_{gap} la potenza elettromagnetica che attraversa il traferro. Come si nota, solo una parte di tutta la potenza disponibile viene convertita in potenza meccanica. Nella SCIM la restante parte di potenza, $s * P_{gap}$, viene dissipata sulle resistenza di rotore; nella DFIM la potenza $s * P_{gap}$ è formata da 2 componenti: la prima è la quantità dissipata sulle resistenza d'avvolgimento R_2 del rotore, pari a $R_2 * I_2^2 [\frac{W}{f_{ase}}]$, la seconda è la potenza reale del circuito esterno pari a $m * Re \{ \overline{V}_2 * \overline{I}_2^* \}$ con m numero di fasi. Si può quindi scrivere

$$s * P_{gap} = W_{CuR} + P_r$$

dove W_{CuR} è la potenza dissipata su R_2 e P_r è la potenza che passa nel circuito esterno al rotore. Si può scrivere

$$P_r = s * P_{gap} - W_{CuR} = P_{mech} * \frac{s}{1 - s} - W_{CuR}$$

Nelle grandi macchine, come ad esempio le turbine eoliche, W_{CuR} assume valori molto piccoli, trascurabili, perciò si ottiene $P_r = s * P_{gap}$.

La potenza elettrica ai capi dei terminali di statore è P_s . Si ha $P_s = P_{gap} + W_{CuS} + W_{Fe}$, dove W_{CuS} è la potenza dissipata sulla resistenza d'avvolgimento di statore e W_{Fe} è la potenza persa nel ferro sotto forma di correnti parassite ed isteresi magnetica. La potenza scambiata con la rete è $P_{grid} = P_s - P_r$. Trascurando completamente le perdite si ottiene:

$$P_s = P_{gap} = \frac{P_{mech}}{1 - s}$$

$$P_r = P_{mech} * \frac{s}{1 - s}$$

e quindi si può ricavare $P_{grid} = P_{mech}$. Si ottiene quindi che la potenza meccanica è la differenza tra la potenza P_s in ingresso allo statore e la P_r che passa dal rotore, scritta con la convenzione di segno per la velocità subsincrona, e con P_{mech} , P_s e P_r tutte positive.

La FEM indotta al primario (statore) è

$$E_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} * k_{w1} * T_1 * \Phi * f_s$$

dove k_{w1} è il fattore d'avvolgimento (che tiene conto della non idealità degli avvolgimenti), T_1 è il numero di giri in serie per fase per avvolgimento statorico, ϕ è il flusso per polo al traferro ed f_s , come già scritto, la frequenza d'alimentazione.

La frequenza di rotore è $f_r = s * f_s$. La FEM indotta al secondario (rotore) è

$$E_2 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} * k_{w2} * T_2 * \phi * f_r$$

con k_{w2} fattore d'avvolgimento, T_2 il numero di giri in serie per fase per avvolgimento rotorico.

Facendo il rapporto E_2/E_1 si ottiene

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{k_{w2} * T_2}{k_{w1} * T_1} * \frac{f_r}{f_s}$$

e ponendo $\frac{k_{w2} * T_2}{k_{w1} * T_1} = \frac{1}{n}$, con n rappresentante il rapporto dei giri effettivi degli avvolgimenti di statore e rotore, si trova che $E_2 = s * E_1/n$.

Dal circuito di Fig. 9 si ottiene l'equazione fasoriale

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{E}_2 - \bar{V}_2}{(R_2 + jsX_2)}$$

dove X_2 è la reattanza di dispersione alla frequenza f_s .

Usando le procedure convenzionali dei trasformatori si può scrivere che $I'_2 = I_2/n$, con I'_2 la corrente che scorre nell'avvolgimento a primario (statore) e che crea la stessa forza magneto-motrice della corrente I_2 che scorre nell'avvolgimento a secondario (rotore). Sostituendo \bar{I}_2 e \bar{E}_2 nell'equazione precedente si ottiene

$$\bar{I}'_2 = \frac{1}{n} \frac{\bar{E}_2 - \bar{V}_2}{(R_2 + jsX_2)} = \frac{1}{n} * \left(\frac{\bar{E}_1 * \frac{s}{n} - \bar{V}_2}{(R_2 + jsX_2)} \right) \text{ alla frequenza } f_r$$

ora, moltiplicando e dividendo la quantità a destra dell'uguaglianza per n/s si trova

$$\bar{I}'_2 = \frac{\bar{E}_1 - \bar{U}'_2}{\left(\frac{R'_2}{s} + jsX'_2 \right)} \text{ alla frequenza } f_s$$

con $\bar{U}'_2 = \bar{V}'_2/s$ e $\bar{V}'_2 = \bar{V}_2 * n$, $R'_2 = n^2 R_2$ e $X'_2 = n^2 X_2$, che sono rispettivamente la tensione, la resistenza e la reattanza rotoriche riferite allo statore. Ora tutti i termini delle equazioni sono riferiti alla stessa frequenza f_s . Il circuito è quindi rappresentato in Fig. 10 tratta da [23].

La quantità R'_2/s può essere divisa in due componenti: R'_2 che rappresenta la resistenza degli avvolgimento di rotore ed $R'_E = R'_2 \left(\frac{1}{s} - 1 \right)$ che rappresenta la parte di potenza meccanica associata ad R_2 . Allo stesso modo la tensione $\bar{U}'_2 = \bar{V}'_2/s$ si può

Partendo dalle perdite nel rame di rotore, il valore di esse è $R_2 * I_2^2 [\frac{W}{f_{ase}}]$. Dalla Fig. 10 la potenza dissipata associata alla resistenza R'_2 appare come

$$\frac{I_2'^2 R'_2}{s} = \frac{I_2^2 R_2}{s}$$

dato che $I_2'^2 R'_2 = R_2 I_2^2 [\frac{W}{f_{ase}}]$, quindi al circuito di statore appare una potenza aggiuntiva $I_2'^2 R'_2 (\frac{1}{s} - 1) = I_2'^2 R'_E$ o $W_{CuR} * (\frac{1}{s} - 1) / m [\frac{W}{f_{ase}}]$, che è una parte dell'energia elettromeccanica convertita P_{mech} .

In questo tipo di macchina c'è anche una potenza apparente $\overline{U}_2 * \overline{I}_2^*$ associata a \overline{V}_2 / s . La parte $\overline{V}_2' \overline{I}_2' = \overline{V}_2 \overline{I}_2$ è la potenza $[\frac{VA}{f_{ase}}]$ al collettore mentre $\overline{V}_2' \overline{I}_2' * (\frac{1}{s} - 1)$ è una componente virtuale che rappresenta il circuito esterno; a differenza di $I_2'^2 R'_E$ entrambi i termini rappresentanti il circuito esterno contengono valori di potenza attiva e reattiva.

Continuando si ha

$$P_R = m * Re \{ \overline{V}_2' * \overline{I}_2'^* \} = m * Re \{ \overline{V}_2 * \overline{I}_2^* \}$$

con $P'_R = s P_R$ e $W_{CuR} = m * Re \{ \overline{I}_2'^2 R'_2 \} = m * Re \{ R_2 \overline{I}_2^2 \}$.

Anche $P_{mech} = \frac{(1-s)}{s} * (W_{CuR} + P_R) = m I_2'^2 R'_E + m Re \{ (1-s) * \overline{U}_2 * \overline{I}_2^* \}$ dove P_R è la potenza al collettore, positiva quando fluisce dal collettore al convertitore.

P_{mech} è la potenza meccanica positiva per i motori, rappresentata per intero dalla potenza reale dei due elementi virtuali di Fig. 11.

Inoltre

$$P_{gap} = \frac{W_{CuR} + P_R}{s} = \frac{P_{mech}}{1-s} = \frac{m I_2'^2 R'_2}{s} + m Re \{ \overline{U}_2 * \overline{I}_2^* \}.$$

Per valutare P_{gap} si può usare una versione semplificata della precedente equazione

$$P_{gap} = m Re \{ \overline{E}_1 * \overline{I}_2^* \}$$

formulazione coerente con la formula precedente, con Fig. 10 e con Fig. 11.

Il diagramma fasoriale di DFIM nel caso di funzionamento da motore è in Fig. 12, tratta da [23].

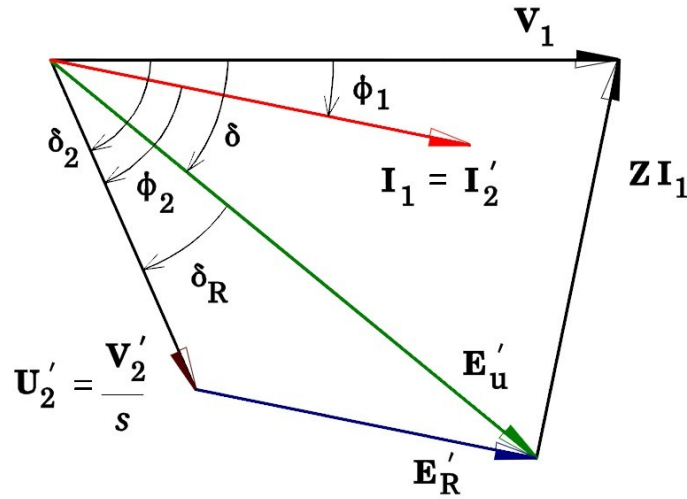


Figura 14. Diagramma fasoriale della macchina sincrona equivalente ad una DFIM in regime stazionario, courtesy of [23]

La Fig. 14, tratta da [23], mostra il diagramma fasoriale del circuito equivalente (sincrono). Ora, usando questo diagramma come partenza per il calcolo della potenza attiva e reattiva e ricordandosi che lo applichiamo ad una macchina asincrona con corrente di magnetizzazione nulla, si ha che

$$\overline{E}'_u + Z * \overline{I}_1 = \overline{U}'_2 + \overline{E}'_R + Z * \overline{I}_1 = \overline{V}_1$$

dove $Z = R_1 + R'_2 + j X_s$. Usando come fasore di riferimento \overline{V}_1 si ottiene

$$\overline{U}'_2 = \left(\frac{V_2}{s}\right) e^{-j\delta_2}, \overline{I}_1 = \overline{I}'_2 = I e^{-j\phi_1}, \overline{E}'_R = R_E * \overline{I}'_2$$

\overline{V}_1 può essere scomposto in parte reale ed immaginaria

$$U'_2 \cos \delta_2 + R I_R - X_s I_X = V_1$$

$$U'_2 \sin \delta_2 + X_s I_R + R I_X = 0$$

dove $R = R_1 + R'_2 + R'_E = R_1 + R'_2/s$. I valori della corrente I_X ed I_R sono

$$I_R = I \cos \phi_1 = [-X_s U'_2 \sin \delta_2 + R(V_1 - U'_2 \cos \delta_2)] / (R^2 + X_s^2)$$

$$I_X = I \sin \phi_1 = [-R U'_2 \sin \delta_2 - X_s(V_1 - U'_2 \cos \delta_2)] / (R^2 + X_s^2)$$

Dalla definizione di \overline{E}'_u si ha

$$E'_u \cos \delta = V_1 - (R_1 + R'_2) I_R + X_s I_X$$

$$E'_u \sin \delta = -(R_1 + R'_2) I_X + X_s I_R$$

La potenza complessiva di statore è

$$P_S + jQ_S = \overline{V}_1 * \overline{I}_2^* = V_1 I_1 e^{-j\phi_1} = V_1 I_R - j V_1 I_X.$$

Dato che ϕ_1 è negativo (Fig. 14) troviamo che P_S e Q_S sono positivi. Q_S positivo significa che la potenza reattiva è assorbita ai terminali di statore nel PCC di Fig. 9, il punto di accoppiamento comune, o il punto di connessione tra statore, rete e convertitore.

Ora è possibile calcolare I_R e I_X . Si ottiene

$$I_R = \frac{[-X_s E'_U \sin \delta + (R_1 + R'_2)(V_1 - E'_U \cos \delta_2)]}{(R_1 + R'_2)^2 + X_s^2}$$

$$I_x = \frac{[-(R_1 + R'_2)E'_U \sin \delta + X_s(V_1 - E'_U \cos \delta_2)]}{(R_1 + R'_2)^2 + X_s^2}$$

Inoltre, dato che solitamente $R_1 + R'_2 \ll X_s$, le resistenze possono essere trascurate, come ipotizzato precedentemente, e la potenza può essere semplificata in:

$$P_S = -\frac{V_1 E'_U}{X_s} \sin \delta$$

$$Q_S = \frac{V_1(V_1 - E'_U \cos \delta)}{X_s}$$

La relazione $P_S - \delta$ appena scritta è simile a quella delle macchine sincrone dove δ viene chiamato angolo di carico, nel gergo delle macchine sincrone. Con $\delta < 0$ si trova che $P_S > 0$, scritto con la convenzione dei motori in cui la potenza è positiva se \bar{V}_1 conduce \bar{E}'_U ; ciò significa che la potenza è positiva se sta passando dallo statore ai terminali virtuali di rotore, rappresentanti la potenza meccanica.

Dalla Fig. 14 si nota che $E'_U \cos \delta < V_1$, così la potenza reattiva per fase Q_S ai terminale di statore è positiva.

Per la potenza rotorica virtuale, riferita ai terminali di rotore, l'analogia con i motori sincroni non può essere applicata. Le tensioni \bar{U}'_2 ed \bar{E}'_U sono separate dalla caduta resistiva virtuale $R_E \bar{I}'_1 = \bar{E}'_R$ in fase con la corrente. Ciò avviene a differenza di \bar{V}_1 ed \bar{E}'_U che sono separate dalla tensione $Z \bar{I}'_1$, essenzialmente reattiva, che ha una piccola o nulla potenza associata. È comunque possibile calcolare P'_R e Q'_R come:

$$P'_R + jQ'_R = \bar{U}'_2 \bar{I}'_2{}^* = \frac{\bar{U}'_2(\bar{E}'_U - \bar{U}'_2)^*}{R_E} = \frac{\bar{U}'_2 \bar{E}'_U{}^* - U_2'^2}{R_E} = \frac{U_2' e^{j\delta_2} E'_U e^{-j\delta} - U_2'^2}{R_E}$$

quindi, ponendo $\delta_R = \delta_2 - \delta$ si ottiene

$$P'_R = \frac{U_2'(E'_U \cos \delta_R - U_2')}{R_E}$$

$$Q'_R = \frac{U_2' E'_U \sin \delta_R}{R_E}$$

Dalla Fig. 14 si ha $E'_U \cos \delta_R > U_2'$ così $P'_R > 0$; la potenza scorre dal collettore al convertitore. Inoltre $\delta_2 < \delta < 0$, quindi $\delta_R < 0$ e $Q'_R < 0$. Ciò significa che la potenza reattiva è stata generata dal convertitore e trasferita al rotore tramite gli anelli di scorrimento.

Ricordando che, al collettore, $P_R = sP'_R$ e $Q_R = sQ'_R$, le quantità reali sono minori di quelle virtuali appena calcolate.

Si ricorda, infine, che nel caso di generazione con $s < 0$, cioè a velocità supersincrona, il segno di Q_R deve essere invertito e $Q_R = s|Q'_R|$. Ciò significa che la potenza reattiva fornita dal convertitore ha lo stesso segno sia al collettore che sul circuito virtuale.

CAPITOLO 3

Caratterizzazione dei modelli

Lo scopo di questo capitolo è di caratterizzare numericamente dei modelli di turbine esistenti sul mercato, per un successivo confronto. La caratterizzazione viene fatta da un punto di vista dell'energia prodotta o dissipata dai vari componenti della turbina precedentemente sviluppati e da un punto di vista economico. Data la scarsità di documenti presenti in letteratura si è scelto di seguire la trattazione effettuata in [5]. Per poter avere valori confrontabili si usano turbine con le stesse caratteristiche tecniche di esercizio, definite in Tab. 3.

Tabella 3, caratteristiche della turbina, dati presi da [5]

Caratteristiche della turbina	
Potenza nominale del generatore [MW]	3
Lunghezza delle pale [m]	45
Velocità nominale del vento [m/s]	12
Velocità nominale [rpm]	15
Densità dell'aria [kg/m ³]	1,225
Coefficiente di potenza [%]	48

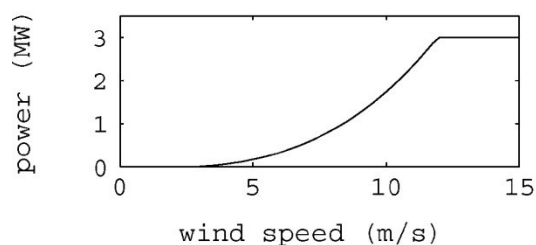


Figura 15. Relazione potenza, velocità del vento di una turbina, courtesy of [5].

Usando i dati di Tab. 3 si può calcolare l'andamento della potenza per tutte le turbine, calcolato con la formula $P = \frac{1}{2} * \rho * \pi * R^2 * C_p * v_1^3$, definita nel capitolo 1.1. L'andamento della potenze delle turbine è mostrato in Fig. 15. Nonostante l'assenza di una spiegazione formale del metodo di

calcolo usato in [5] si può comunque descrivere una possibile metodologia per trovare i valori successivamente indicati.

Per calcolare l'energia annualmente dissipata dai vari componenti serve conoscere la distribuzione temporale del vento, che assume l'andamento della distribuzione di

Weibull, e la potenza dissipata dai componenti in funzione della velocità del vento. In particolare, per questo capitolo, la distribuzione di Weibull utilizzata è rappresentata in Fig. 16. Quindi, dalla moltiplicazione delle due funzioni, potenza dissipata e distribuzione oraria, e dalla moltiplicazione a parità di velocità dei

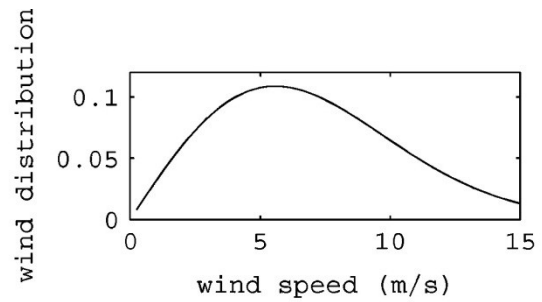


Figura 16. Distribuzione oraria del vento, courtesy of [5]

valori indicati, si può trovare l'energia oraria dissipata. L'energia annualmente dissipata in funzione della velocità si trova moltiplicando il tutto per 8760, il numero di ore di un anno. Integrando la funzione appena citata tra la velocità finale ed iniziale si trova il valore dell'energia annualmente dissipata di Tab. 4, a pagina 38.

L'andamento della potenza persa in funzione della velocità del vento è di più difficile intuizione.

Per i generatori col cambio si può notare come le perdite in potenza varino linearmente con la velocità fino alla velocità nominale di Tab. 3, velocità alla quale si trova la perdita nominale.

L'andamento delle perdite nel rame di statore e rotore e nel convertitore hanno un andamento, come si noterà dalle figure 17, 18, 19, 20 e 21, che dipende da quello della corrente (valori che vengono graficati, ma dei quali questa tesi non si occupa).

Le perdite nel ferro sono le meno variabili di tutte nel range di velocità ammesso, dato che, come scritto precedentemente, dipendenti unicamente dalla frequenza del campo magnetico e dal valore dell'induzione.

In Tab. 4 vengono indicati anche i costi dei vari componenti delle turbine. Il loro calcolo è stato fatto molto semplicemente. In particolare al cambio a 3 stadi viene dato un costo di 220 k€, mentre a quello ad uno stadio di 120 k€. Il convertitore ha un costo di 40€/kW, il rame di 15 €/kg, i lamierini in ferro di 3 €/kg ed i magneti permanenti di 25 €/kg. Sono inoltre presenti i costi di costruzione dei generatori, delle altre parti delle turbine e dei profitti dell'azienda, valori presi da [5]. Per completezza viene riportata in Tab. 5 la quantità di materiale usato nei singoli generatori. I costi non sono argomento di tesi, ma vengono semplicemente riportati per poter fare una discussione più completa nel successivo capitolo.

Dopo aver indicato un possibile metodo di calcolo si passa a mostrare i valori delle singole tipologie di turbina.

3.1 Doubly-fed induction generator with three stage gearbox

“Doubly-fed induction generator with three stage gearbox” viene spesso abbreviato con DFIG 3G.

Per questo generatore il numero di coppie polari è $p = 3$. Dato che lo statore è collegato direttamente alla rete elettrica a $f_s = 50 \text{ Hz}$, la velocità sincrona è pari a $f_s * 60/p = 1000 \text{ rpm}$. Usando un rapporto di riduzione del cambio pari a 80, la velocità nominale è di 1200 rpm .

La macchina ha un raggio al traferro di 0,42 metri e una lunghezza di 0,75 metri. Gli altri valori importanti sono presenti in Tab. 4.

I grafici riportati in Fig. 17 rappresentano la corrente, le perdite in potenza e l'energia dissipata annualmente in funzione della velocità del DFIG 3G. In Tab. 4 vengono riportati i valori dell'energia dissipata annualmente nel rame, nel ferro, nel convertitore, nel cambio, totali e l'energia prodotta annualmente.

Come si nota dalla figura, in questo tipo di macchina, le perdite maggiori sono dovute al cambio a tre stadi, dove viene dissipata circa il 70% dell'energia persa annualmente.

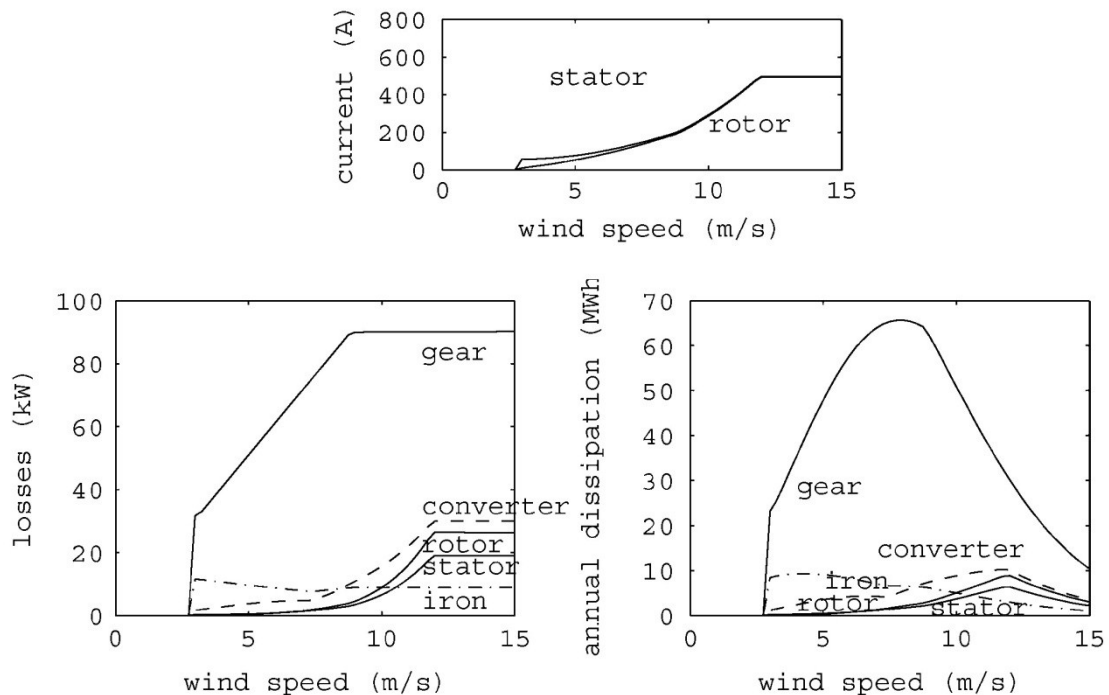


Figura 17. Andamento corrente, perdite, energia annualmente dissipata in una turbina DFIG 3G, courtesy of [5].

3.2 Synchronous generator direct drive

“Synchronous generator direct drive” viene spesso abbreviato con SG DD.

Il diametro del traferro scelto è di 5 metri che è un compromesso tra il progetto meccanico, la costruzione, il trasporto ed i vantaggi elettromagnetici.

Il numero di slot per polo per fase è 2, compromesso tra le dimensioni della macchina e le perdite di eccitazione. La Tab. 4 fornisce gli altri valori principali della macchina.

I grafici riportati in Fig. 18 rappresentano la corrente, le perdite in potenza e l'energia dissipata annualmente in funzione della velocità del SG DD. In Tab. 4 vengono riportati i valori dell'energia dissipata annualmente nel rame, nel ferro, nel convertitore, nel cambio, totali e l'energia prodotta annualmente.

La sorgente delle perdite principali è il rame contenuto negli avvolgimenti elettrici di rotore e statore che può essere aumentato per diminuire le perdite ma tutto ciò aumenta il costo di produzione.

Le perdite nel ferro sono meno del 5% del totale, l'utilizzo di materiali ferrosi economici può comportare una considerevole diminuzione delle prestazioni con un conseguente aumento delle perdite.

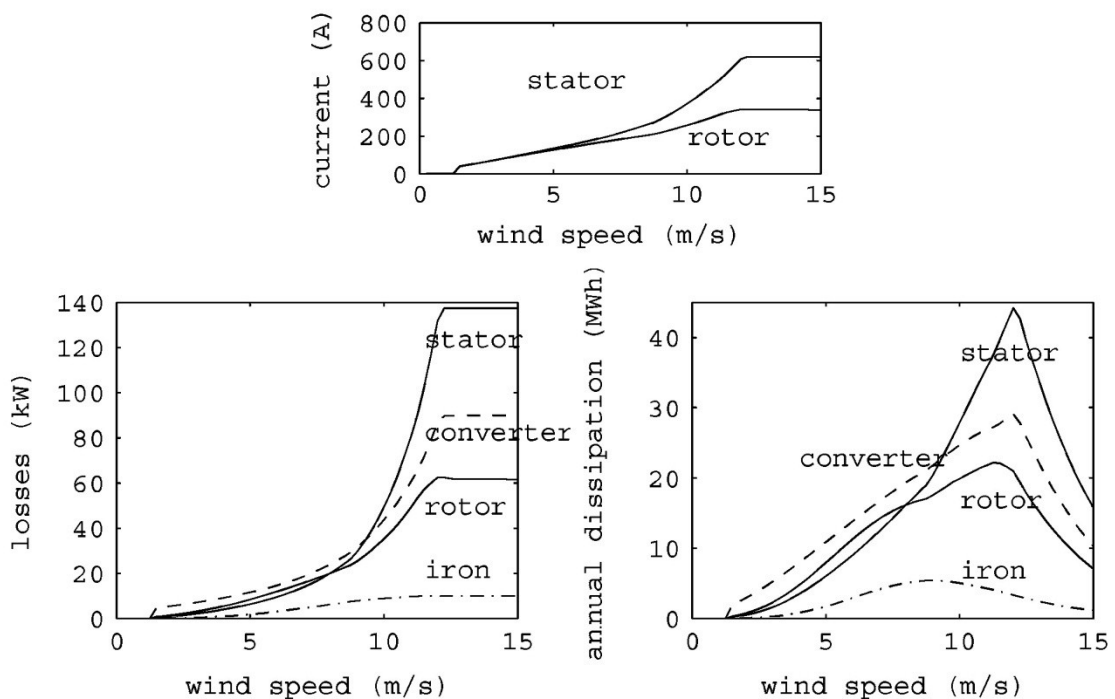


Figura 18. Andamento corrente, perdite, energia annualmente dissipata in una turbina SG DD, courtesy of [5].

3.3 Permanent magnet generator direct drive

“Permanent magnet generator direct drive” viene spesso abbreviato con PMG DD.

Il diametro al traferro scelto è di 5 metri per gli stessi motivi della DD SG.

Il numero di poli è raddoppiato rispetto a DD SG per ridurre il rischio di smagnetizzazione dei magneti permanenti e ridurre le dimensioni del gioco intermedio. Raddoppiando il numero di poli non raddoppiano le perdite di eccitazione dato che vengono usati magneti permanenti. Le altre dimensioni importanti sono fornite dalla Tab. 4.

I grafici riportati in Fig. 19 rappresentano la corrente, le perdite in potenza e l'energia dissipata annualmente in funzione della velocità del PMG DD. In Tab. 4 vengono riportati i valori dell'energia dissipata annualmente nel rame, nel ferro, nel convertitore, nel cambio, totali e l'energia prodotta annualmente.

La sorgente delle perdite in energia maggiori è il convertitore. Le perdite nel ferro non sono trascurabili perché sono pari al 15% delle perdite globali.

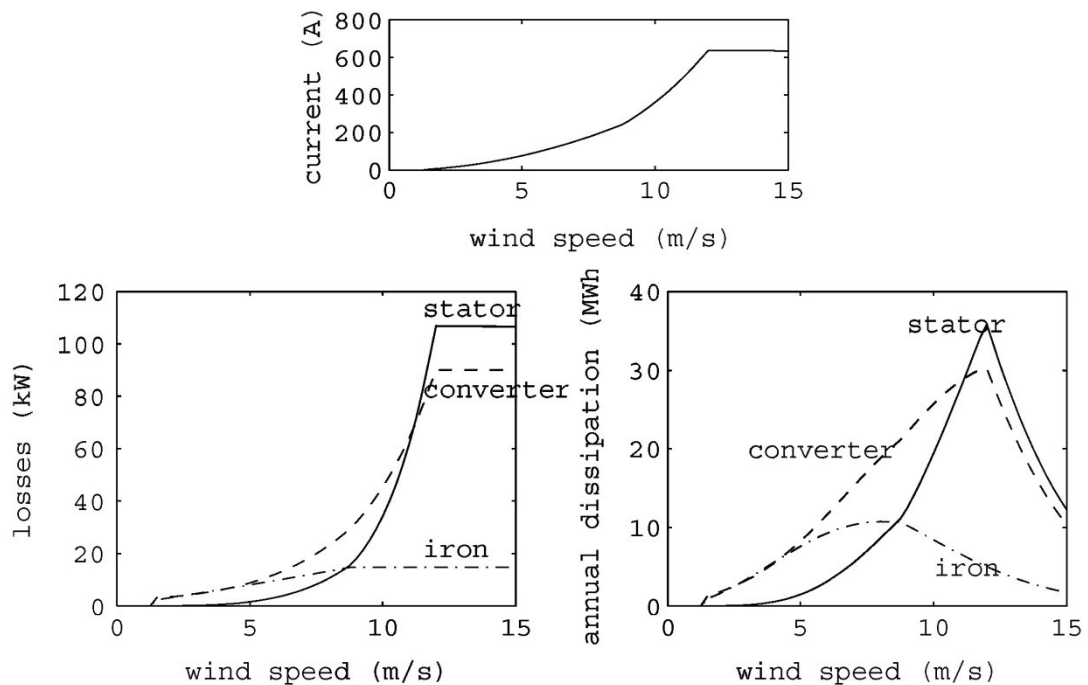


Figura 19. Andamento corrente, perdite, energia annualmente dissipata in una turbina PMG DD, courtesy of [5].

3.4 Permanent magnet generator with one stage gearbox

“Permanent magnet generator with one stage gearbox” viene spesso abbreviato con PMG 1G.

Sebbene la velocità di questo generatore sia maggiore dei generatori senza cambio, la velocità nominale è di 90 rpm. Perciò questo generatore viene costruito con un esteso diametro al traferro, pari a 3,6 metri, valore che comunque permette di eliminare la maggior parte dei problemi di trasporto. La Tab. 4 fornisce gli altri valori principali della macchina.

I grafici riportati in Fig. 20 rappresentano la corrente, le perdite in potenza e l'energia dissipata annualmente in funzione della velocità del PMG 1G. In Tab. 4 vengono riportati i valori dell'energia dissipata annualmente nel rame, nel ferro, nel convertitore, nel cambio, totali e l'energia prodotta annualmente.

In questo sistema le perdite principali sono nel convertitore e nel cambio. Le perdite nel ferro alla velocità nominale hanno lo stesso ordine di grandezza delle perdite nel rame.

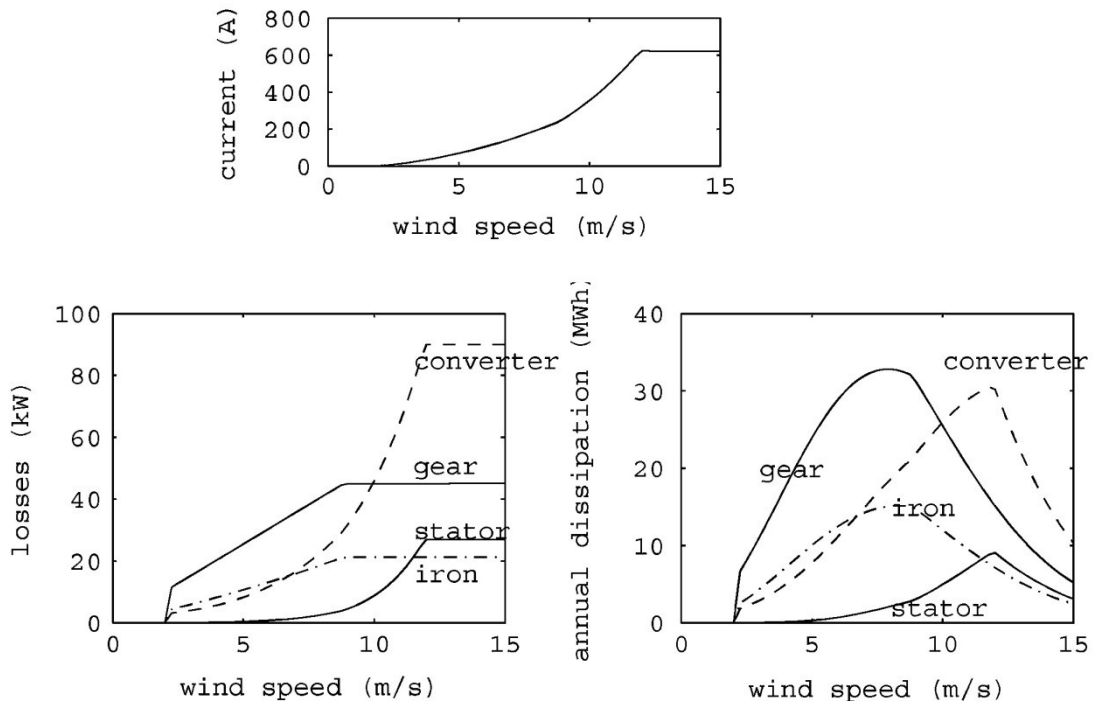


Figura 20. Andamento corrente, perdite, energia annualmente dissipata in una turbina PMG 1G, courtesy of [5].

3.5 Doubly-fed induction generator with one stage gearbox

“Doubly-fed induction generator with one stage gearbox” è spesso abbreviato con DFIG 1G.

Il diametro al traferro è di 3,6 metri per gli stessi motivi del PMG1G.

La velocità nominale è di 90 rpm. La velocità sincrona scelta è di 75 rpm. Il numero di coppie polari è 40 dato che lo statore è collegato direttamente ai 50 Hz di rete. Dato il numero di coppie polari sono presenti solo due cave per polo per fase, sia nello statore che nel rotore. La Tab. 4 fornisce gli altri valori principali della macchina.

I grafici riportati in Fig. 21 rappresentano la corrente, le perdite in potenza e l'energia dissipata annualmente in funzione della velocità del DFIG 1G. In Tab. 4 vengono riportati i valori dell'energia dissipata annualmente nel rame, nel ferro, nel convertitore, nel cambio, totali e l'energia prodotta annualmente.

Le perdite prevalenti sono nel cambio, ma le perdite nel ferro, nel rame e nel convertitore non sono trascurabili.

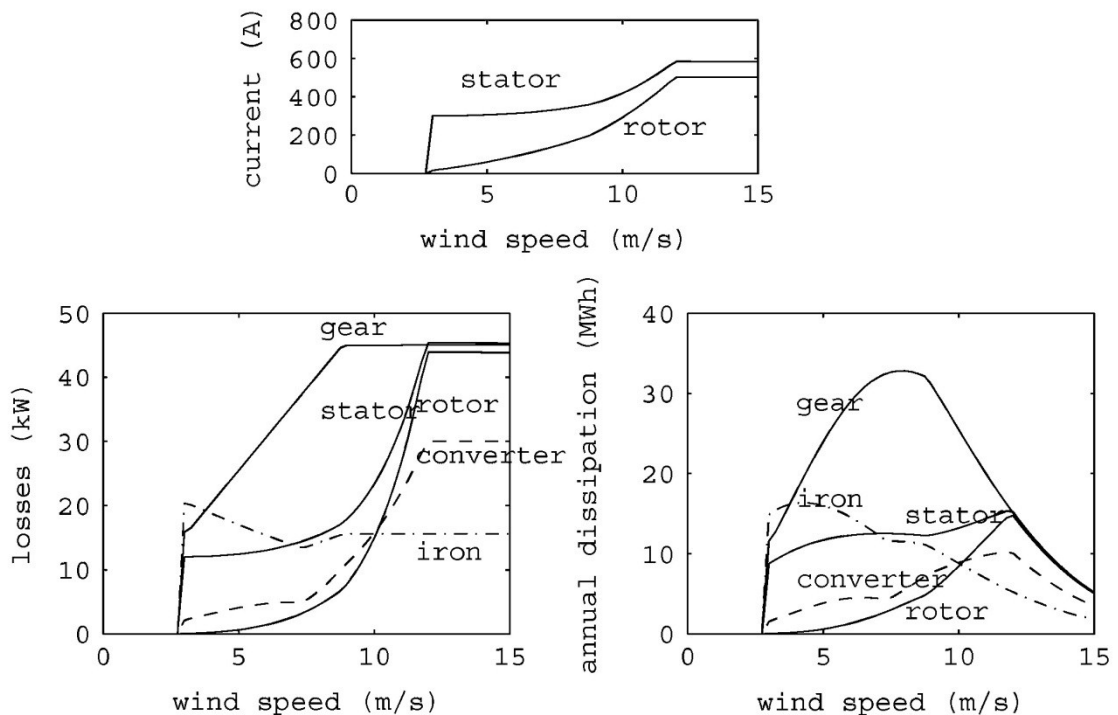


Figura 21. Andamento corrente, perdite, energia annualmente dissipata in una turbina DFIG 1G, courtesy of [5].

Tabella 4, valori caratteristici di generatori elettrici da 3 [MW], courtesy of [5]

	DFIG 3G	SG DD	PMG DD	PMG 1G	DFIG 1G
Dimensioni dei generatori					
Raggio del rotore [m]	0,42	2,5	2,5	1,8	1,8
Lunghezza dello stack [m]	0,75	1,2	1,2	0,4	0,4
Numero di coppie polari p	3	40	80	56	40
Numero di cave per polo per fase q	6	2	1	1	1
Spessore del traferro [mm]	1	5	5	3,6	2
Larghezza cava statore [mm] b_{ss}	12,9	15	15	15	11
Larghezza cava rotore [mm] b_{rs}	10	-	-	-	10
Altezza cava statore [mm] h_{ss}	60	80	80	80	60
Altezza cava rotore [mm] h_{rs}	60	-	-	-	60
Energia annuale					
Perdite nel rame [MWh]	82	456	189	48	232
Perdite nel ferro [MWh]	70	40	89	123	123
Perdite nel convertitore [MWh]	78	243	235	232	79
Perdite nel cambio [MWh]	533	-	-	273	367
Perdite totali [MWh]	763	739	513	674	701
Energia prodotta [GWh]	7,73	7,88	8,04	7,84	7,80
Parametri dei generatori					
Resistenza di statore [$m\Omega$]	26	119	88	22	44
Resistenza di rotore [$m\Omega$]	35	-	-	-	48
Costi [k€]					
Materiale attivo del generatore	30	287	162	43	67
Costruzione del generatore	30	160	150	50	60
Cambio	220	-	-	120	120
Convertitore	40	120	120	120	40
Costo del sistema di generazione	320	567	432	333	287
Altre parti della turbina	1300	1300	1300	1300	1300
Profitto per l'azienda fornitrice	250	250	250	250	250
Costo totale	1870	2117	1982	1883	1837
Energia prodotta/costo totale					
[kWh/€]	4,13	3,72	4,05	4,16	4,25

Tabella 5, Massa e costo del materiale attivo di generatori elettrici da 3 [MW], courtesy of [5]

	DFIG 3G	SG DD	PMG DD	PMG 1G	DFIG 1G
Rame [ton]	1,21	12,6	4,3	1,33	2,72
Ferro [ton]	4,03	32,5	18,1	4,37	8,65
Magneti permanenti [ton]	-	-	1,7	0,41	-
Costo					
Rame	15 €/kg				
Ferro	3 €/kg				
Magneti permanenti	25 €/kg				
Convertitore	40 €/kW				
Cambio ad uno stadio	120 k€				
Cambio a tre stadi	220 k€				

CONFRONTI E DISCUSSIONE

Confrontando l'energia generata dalle varie tipologie di turbine presentate si nota come quella più conveniente è la PMG DD con 8,04 *GWh* prodotti, mentre la meno conveniente risulta essere la DFIG 3G con 7,73 *GWh*.

I valori delle perdite dei singoli moduli sono molto variabili. Si passa dai 533 *MWh* dissipati nel cambio a tre stadi, all'assenza di perdite nel cambio nel generatore "direct-drive", o dalla perdita nel rame di 48 *MWh* del DFIG 3G ai 287 *MWh* del SG DD. Guardando le perdite complessive dei vari sistemi considerati, le differenze di valore sono più contenute.

Per la scelta della tipologia di turbina eolica il confronto non si può basare solamente sull'energia prodotta, ma deve tener conto anche dei costi dell'intero sistema.

Come si nota dalla Tab. 4 i costi delle singole parti sono molto variabili; per la costruzione del generatore si può passare dai 30 *k€* del DFIG 3G ai 160 *k€* del SG DD: l'aumento è dovuto alla dimensione maggiore del generatore. Il costo del materiale attivo (rame e ferro) contenuto nel generatore è anch'esso molto variabile a causa delle dimensioni del generatore considerato, e varia dai 30 *k€* del DFIG 3G ai 287 *k€* del DD SG. Si nota inoltre, come il costo dei convertitori dei due DFIG presi in considerazione sia un terzo del costo del convertitore di SG DD, PMG DD, PMG 1G, dato che la sua taglia è pari a un terzo di quella nominale del generatore. Guardando ai costi totali delle turbine si nota come i DFIG siano i più economici.

Rapportando l'energia prodotta in un anno al costo dell'impianto, si trova che le turbine più vantaggiose siano le DFIG e PMG 1G, mentre si può escludere la SG DD per il suo costo elevato.

I maggiori vantaggi dei DFIG sono dovuti alla loro composizione; sono fatti di componenti standard, aspetto che porta a una riduzione dei costi e una disponibilità maggiore sul mercato dei pezzi, sia al momento dell'acquisto sia per gli eventuali ricambi. Per questo tipo di generatori ci si può aspettare miglioramenti nelle prestazioni per il futuro. Per il DFIG 3G un ulteriore vantaggio sono le dimensioni ridotte, dovute al cambio a tre stadi, che però porta una riduzione dell'affidabilità complessiva della turbina. Il DFIG 1G è ancora più vantaggioso del DFIG 3G dato che le perdite complessive sono ridotte e i produttori sembrano essere molto attratti da questa scelta [5].

Il PMG DD è molto vantaggioso per l'energia prodotta rapportata al materiale attivo nel generatore, confrontando con il SG DD, inoltre è vantaggioso per l'assenza del cambio. Anche per questo tipo di generatore ci si può aspettare dei miglioramenti nelle prestazioni e diminuzione dei costi grazie al continuo progresso delle prestazioni dell'elettronica di potenza.

Il SG DD, apparentemente il più svantaggioso, è presente nel mercato globale grazie ad Enercon, la quale riesce a produrre una turbina con rendimenti superiori al resto del mercato, pagando ciò in termini di costo. Ciò è reso possibile grazie alla totale produzione dei componenti "in casa", ovvero ogni singola parte della turbina è prodotta in azienda [12].

Aspetti da non dimenticare per la scelta di una turbina (e di un parco eolico che può avere centinaia di turbine) sono l'affidabilità e la disponibilità.

L'affidabilità dei suoi componenti è fondamentale, in quanto la rottura di un solo pezzo può compromettere l'intera catena di trasformazione dell'energia. Inoltre la sostituzione può essere complicata, dato che spesso i siti d'installazione possono essere in zone difficilmente raggiungibili (si pensi ai parchi eolici nel mare o sulle creste delle montagne).

La disponibilità va intesa sia come disponibilità di pezzi di ricambio nel caso di guasti, sia come disponibilità di pezzi "nuovi" per la costruzione di grandi impianti.

Un ulteriore fatto da non sottovalutare è, come già accennato, l'accessibilità del sito, dove bisogna arrivare con pezzi di dimensioni elevate, di lunghezza che possono raggiungere varie decine di metri, e dove può essere necessario costruire strade e quant'altro. Nel sito d'installazione si deve tener conto anche dell'impatto sulla flora e fauna e alla loro reintegrazione, spesso richiesta dalla popolazione locale, la quale porta a un aumento di costi.

CONCLUSIONE

La presente tesi cerca di dare una visione d'insieme di una turbina eolica ad asse orizzontale (non si sono considerate quelle ad asse verticale o il micro-eolico). Propone un modello d'approccio che permette di studiare, da un punto di vista dell'efficienza, quella catena di azioni che avvengono in una turbina per trasformare l'energia eolica in energia elettrica. Una particolare attenzione è stata data al generatore DFIG, data la sua grande diffusione [10], del quale si è scritta una teoria generale che permette di calcolare la potenza attiva e reattiva a regime stazionario.

Questa tesi fornisce, quindi, uno sguardo globale al funzionamento delle turbine, e fornisce una formulazione matematica per il calcolo della potenza estratta dal vento (cap. 1.1) e della potenza persa nella trasmissione meccanica (cap. 1.2), nelle varie tipologie di generatore presenti (cap. 1.3), e nel convertitore (cap. 1.4).

Nel capitolo 3 è presente una semplice caratterizzazione energetica e monetaria di alcune tipologie di turbine presenti sul mercato e nel capitolo 4 una discussione per confrontare i valori indicati.

BIBLIOGRAFIA

- [1] www.corriere.it/ambiente/13_febbraio_07/eolico-italia-record_6aa21d0e-7046-11e2-8bc7-4a766e29b99e.shtml;
- [2] http://www.corriere.it/ambiente/13_gennaio_21/rinnovabili-produzione-unterzo_a2b3d2d4-63b5-11e2-9016-003bf863ea6b.shtml;
- [3] "Controllo di un aerogeneratore sincrono direct drive tramite un inverter LCI", Cordioli Marco, Tesi di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'automazione, UNIPD;
- [4] "Efficiency of three wind energy generator systems", Anders Grauers, Chalmers University, Ieee transaction, 1996;
- [5] "Comparison of Direct-Drive and Geared Generator, Concepts for Wind Turbines", Henk Polinder, Member, IEEE, Frank F. A. van der Pijl, Gert-Jan de Vilder, and Peter J. Tavner, IEEE transaction, 2006;
- [6] "Comparison of Converter Efficiency in Large Variable Speed Wind Turbines", Lars Helle and Stig Munk-Nielsen, Aalborg University, APEC 2001 , Ieee;
- [7] "Technical Application Papers No.13, Wind power plants, ABB";
- [8] <http://www.aero.polimi.it/~belan/bacheca/FluidoSerieII/dispense/02-TEORCIN-01.pdf>;
- [9] "Energy Capture, Conversion, and Control Study of DFIG Wind Turbine under Weibull Wind Distribution", Shuhui Li and Tim A. Haskew Senior, IEEE;
- [10] "Selection of Gearbox Ratio and Power Converters Ratings for Wind Turbines Equipped With Doubly-Fed Induction Generators", Davide Aguglia, Philippe Viarouge, Rene Wamkeue*, and Jerome Cros, IEMDC '07, IEEE International;
- [11] "Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications: system design and efficiency", Anders Grauers, Technical Report No. 175 L, 1994, ISBN 91-7032-968-0;
- [12] sito internet di Enercon: <http://www.enercon.de/it-it/technologie%20.htm>;
- [13] Corso di Macchine Elettriche, Prof. Pietro Antonio SCARPINO, Facoltà di Ingegneria, Università degli Studi di Firenze, dispense disponibili on-line;
- [14] Datasheet lamierini da Cogent Power, valori conformi con la norma EN 10106;
- [15] "Design Optimization and Evaluation of Different Wind Generator Systems", Hui Li, Zhe Chen, Chongqing University, China and Aalborg University, Denmark;
- [16] "Energy Optimal Control of Induction Motor Drives", Flemming Abrahamsen, Institute of Energy Technology, Aalborg University, Denmark, February 2000;

- [17] Power electronics, Kjeld Thorborg, 1985;
- [18] "Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines", Andreas Petersson, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden, 2005;
- [19] Semikron SKiiP 1803GB172-3DW, disponibile on-line;
- [20] Semikron SKiiP 2403GB172-4DW, disponibile on-line;
- [21] Semikron SKiiP 513GD172-3DUL, disponibile on-line;
- [22] Semikron SKiiP 1203GB172-2DW, disponibile on-line;
- [23] "Theory of the Doubly-Fed Induction Machine in the Steady State", T. J. E. Miller, ICEM 2010, Rome;
- [24] "Performance comparison of DFIG and PMSG based WECS", Hemant Ahuja, G. Bhuvaneshwari and R. Balasubramanian, Indian Institute of Technology Delhi, IET Conference, 2011;
- [25] "Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator During Three-Phase Voltage Dips", Jesús López, Pablo Sanchis, Xavier Roboam and Luis Marroyo, IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007;
- [26] Dinamica dei fluidi, Lezioni di Fisica Tecnica, Prof. G. Elias e Dr. E. Ferrari, UNIMI, <http://www.users.unimi.it/ia/Dispense/Files/DinamicaFluidi.pdf>.