

SOMMARIO

Gli argomenti trattati in questa Tesi di Dottorato sono articolati in due parti. Una prima è rivolta allo sviluppo di algoritmi di controllo aventi lo scopo di ottimizzare la resa energetica di sistemi eolici consentendo allo stesso tempo una semplificazione del sistema stesso grazie all'assenza di sensori per la rilevazione di grandezze meccaniche.

La seconda parte riguarda l'analisi ed il progetto di generatori sincroni a flusso assiale a magneti permanenti da utilizzare in applicazioni eoliche. Sono stati inoltre analizzati particolari aspetti elettromagnetici quali gli sforzi assiali gravanti sulle parti statoriche e rotoriche ed il calcolo delle perdite per correnti indotte nei magneti permanenti.

Con riferimento alla prima parte, è stato sviluppato un modello circuitale integrato del sistema turbina – generatore – convertitore – carico, applicabile a configurazioni dotate di turbina sia ad asse orizzontale che ad asse verticale, che consente sia la valutazione delle prestazioni a regime in termini di resa energetica, sia lo studio del comportamento dinamico a livello di transitorio meccanico. Tale approccio si basa sulla rappresentazione, sfruttando l'analogia tra grandezze meccaniche ed elettriche, dell'equazione che esprime il bilancio delle coppie tramite un circuito elettrico equivalente. Successivamente, rappresentando il carico lato DC tramite un generatore di corrente, è stato modellizzato anche il comportamento del sistema elettrico partendo dall'equazione di bilancio delle potenze.

Un modello di questo tipo consente di riprodurre con buona precisione l'andamento delle grandezze meccaniche ed elettriche, a livello ovviamente dei valori medi di tensione e corrente, utilizzando passi di integrazione molto più ampi e quindi con tempi di calcolo estremamente ridotti rispetto ad altre procedure basate sul metodo agli elementi finiti.

Determinato il modello circuitale, si passa all'analisi del problema relativo al controllo del sistema eolico. È stata adottata una tecnica basata sul controllo della corrente circolante sul DC bus e dell'angolo di passo delle pale (nel caso di turbine ad asse orizzontale).

Sono state analizzate diverse tecniche di implementazione dell'algoritmo di controllo al fine di poter individuare la soluzione ottimale dal punto di vista delle prestazioni dinamiche e della resa complessiva del sistema con riferimento a diverse condizioni di turbolenza.

Con riferimento alla seconda parte della tesi, si sono effettuati l'analisi ed il progetto di un generatore sincrono a flusso assiale a magneti permanenti per applicazioni eoliche. È stata scelta questa tipologia di macchina elettrica in quanto permette di ottenere costruzioni più compatte e consente di realizzare configurazioni con un elevato numero di poli, tali da consentire un accoppiamento diretto con turbine eoliche, in particolar modo ad asse verticale.

Queste analisi sono volte ad una più precisa determinazione delle grandezze che intercorrono allo sviluppo dei modelli rappresentativi del sistema eolico indicati in precedenza, oltre che ad una corretta analisi elettromagnetica.

Inizialmente è stato eseguito un confronto tra le prestazioni delle diverse configurazioni analizzate dal punto di vista della coppia, del ripple di coppia e del rapporto coppia su peso. È stato successivamente definito un modello circuitale non lineare sviluppato sulla base dei dati rilevati da analisi FEM per valutarne le prestazioni in condizioni dinamiche.

La stessa tipologia di generatore è stata in seguito modificata al fine di ottenere una macchina dotata di un avvolgimento trifase a quadrupla stella, che consente di ottenere una maggiore flessibilità di funzionamento ed una migliore resa energetica del sistema.

Successivamente è stato elaborato un metodo semplificato per il calcolo degli sforzi attrattivi tra statore e rotore nelle macchine a magnete permanente sia a flusso radiale che assiale. Il metodo si basa sull'analisi dell'interazione elettromagnetica tra magneti ed il complesso dente-corona di statore. Questa metodologia consente di ottenere una notevole riduzione dei tempi di calcolo permettendo inoltre di studiare qualsiasi tipo di deformazione.

L'ultima parte riguarda lo studio di metodi analitico – numerici, applicabili a macchine sia a flusso radiale che assiale, per il calcolo della coppia di “cogging” e delle perdite nei magneti permanenti basati sulle perturbazioni del potenziale magnetico vettore dovute alla presenza delle cave statoriche.

SUMMARY

The arguments of this PhD Thesis are divided in two parts: a first part regarding the development of control algorithms to optimize the efficiency of wind energy systems and, at the same time, to simplify the system structure avoiding the mechanical sensors.

The second part regards the analysis and design of axial flux permanent magnet generators for wind applications. Furthermore, I analyzed other particular aspects such as axial strengths and permanent magnet losses.

With reference to the first part, an integrated circuital model of the system has been developed. This model permits to evaluate both the steady-state performances and the dynamic behaviour of wind power systems using both horizontal and vertical axis turbines. This approach is based on the representation of the torque balance equation by means of an equivalent circuit using the electrical-mechanical analogy. The electrical behaviour can be modelled using the power balance equation representing the DC load by a current generator.

This model permits to reproduce with good precision both mechanical and electrical quantities using integration step shorter than typical values used in procedures based on Finite Elements Method; the electrical quantities are determined in terms of mean values.

Once determined the circuital model, the analysis of the control system is considered.

The technique is based on the control of the DC bus current and eventually on the pitch angle regulation (in horizontal axis turbine systems).

In order to evaluate the optimal algorithm, several implementation methods have been considered taking into account the dynamic performances and efficiency in different turbulent conditions.

With reference to the second part, the analysis and design of an axial flux permanent magnet generator for wind applications have been considered. This kind of machine has been chosen because permits to reduce the dimensions and to realize multipole configurations that can be directly coupled to the wind turbines (direct-drive configuration), in particular in case of vertical axis ones.

The aims of these analyses are to evaluate the parameters of the wind power systems more accurately and to design the machine properly.

Initially, a comparison between performances (torque, torque ripple and torque on weight ratio) obtained with different configurations has been done. Once defined the final configuration, in order to evaluate the dynamic performances of the wind energy system, a no linear circuital model based on FEM analyses has been developed.

The same typology of machine has been modified to obtain a quadruple star stator winding. This generator permits to obtain a more flexible functioning and a better efficiency.

Afterwards, a simplified method for the calculation of the attractive forces between stator and rotor in permanent magnet machines has been developed considering both the axial and the radial flux configuration. The method is based on the analysis of the electromagnetic interaction between magnets and a stator tooth which comprehends the part of back-iron. This approach permits to obtain a remarkable reduction of the calculation time allowing the analysis of any type of deformation.

The last chapter regards the development of analytical-numeric methods to calculate the cogging torque and the permanent magnet losses due to the perturbations of the potential vector caused by the stator slots.

INTRODUZIONE

Il continuo aumento del consumo di energia e la conseguente crescita delle emissioni inquinanti impongono la ricerca di nuove soluzioni aventi lo scopo di limitare questa tendenza attraverso lo sfruttamento di nuove fonti di energia ed il miglioramento dell'efficienza energetica.

Una soluzione, seppur parziale, al problema energetico è rappresentata dalle fonti rinnovabili: queste fonti consentono infatti di produrre energia elettrica senza emissioni dannose, con ovvi vantaggi a livello ambientale, sociale, economico e politico.

Tra le fonti rinnovabili più promettenti vi è sicuramente quella eolica; vengono utilizzate cioè delle particolari turbine che, azionate del vento, consentono di convertire, attraverso un generatore, in energia elettrica l'energia cinetica contenuta nella massa d'aria in movimento.

È opportuno tuttavia precisare che il settore eolico, pur essendo in rapido sviluppo, attualmente occupa ancora una piccola quota della totale produzione di energia, coperta ancora principalmente da fonti tradizionali.

Sono tuttavia prevedibili interessanti sviluppi che porteranno ad una maggiore penetrazione dell'energia eolica nel sistema elettrico e quindi ad una diversa gestione dello stesso.

Al fine di sfruttare al meglio questa energia, deve essere eseguita un'opportuna procedura di ottimizzazione di tutte le parti costituenti l'apparato di generazione. Questo processo dovrà comprendere le tecniche di controllo, la configurazione elettromagnetica del generatore, i materiali e tutti gli aspetti che possono portare ad un aumento dell'efficienza complessiva del sistema.

In questa trattazione verranno evidenziati diversi aspetti del problema e verranno proposte delle soluzioni alternative per rendere più efficiente il processo di conversione dell'energia.

CAPITOLO 1

GENERALITA'

1.1 Il vento [1]

Quando due zone contigue hanno una diversa pressione atmosferica, tra di esse si genera una corrente d'aria: il vento. I venti sono correnti generate dal movimento di masse d'aria che si spostano da una zona di alta pressione, detta anticiclonica, verso una zona di bassa pressione, detta ciclonica, muovendosi nella direzione in cui, a parità di distanza, la pressione si abbassa maggiormente. Ciò significa che i venti si muovono nella direzione del massimo gradiente barico, intendendo con tale termine il rapporto tra la differenza di pressione tra due punti situati su isobare di valore diverso e la distanza che li separa. I venti tendono a ristabilire l'equilibrio barico tra due zone: è la forza causata dalla presenza di un gradiente che origina il vento, lo alimenta e ne determina direzione e velocità.

Essi sono originati dal fatto che, nelle zone cicloniche, l'aria, maggiormente riscaldata, si dilata e si innalza, richiamando al suo posto quella delle zone anticicloniche circostanti.

La velocità del vento, che ne esprime la forza, è tanto più elevata quanto maggiore è il gradiente barico tra le due zone; essa si misura con l'anemometro, uno strumento che consiste essenzialmente in un mulinello, la cui velocità di rotazione è direttamente proporzionale a quella del vento che lo investe.

In genere, i venti della bassa troposfera non hanno velocità regolare, ma spirano a folate a causa dell'attrito con il suolo e interno dell'aria stessa; ad alta quota invece i venti si muovono più regolarmente e a velocità maggiore a causa dell'attrito trascurabile (aria più rarefatta).

La direzione del vento dovrebbe essere, in teoria, perpendicolare alle linee isobare; in realtà la direzione viene influenzata dal moto di rotazione terrestre. La forza di Coriolis provoca infatti una deviazione nella direzione del moto dei venti verso destra nell'emisfero boreale e verso sinistra nell'emisfero australe. Questa deviazione è tanto maggiore quanto maggiore è la velocità di traslazione: a causa di questo effetto, nell'emisfero boreale i venti divergono nelle aree cicloniche seguendo traiettorie a forma di spirale in senso orario e convergono nelle aree cicloniche seguendo traiettorie a forma di spirale in senso antiorario. Nell'emisfero australe il fenomeno è analogo ma le traiettorie dei venti hanno verso opposto. L'effetto di Coriolis è più evidente per i movimenti su grande scala, mentre è meno significativo per i venti locali che hanno tragitti brevi.

La direzione dei venti nella bassa troposfera può subire variazioni anche a causa della presenza di rilievi montuosi o di irregolarità del terreno.

Direzione e velocità dei venti che si muovono parallelamente al suolo sono dunque le risultanti di tre forze: la forza dovuta alla differenza di pressione, o forza di gradiente, la forza di Coriolis e la forza di attrito (con il terreno ed interna al vento).

L'angolo con cui il vento si muove rispetto alle isobare dipende dalla situazione di equilibrio che si viene a creare.

I venti si identificano solitamente secondo il punto dell'orizzonte da cui provengono, comunemente espresso dai punti cardinali e dai punti intermedi. Per un'informazione più precisa, la direzione del vento può essere espressa in gradi a partire dal nord geografico in senso orario.

Attualmente si tende a classificare i venti in base all'entità degli spostamenti orizzontali delle masse d'aria:

- I movimenti su grande scala, o venti planetari, sono spostamenti di grandi masse d'aria, calda o fredda, che spirano su scala planetaria ed in particolari direzioni. Sono provocati da costanti dislivelli barici, a loro volta determinati da una non omogenea distribuzione dell'energia solare nelle varie zone della superficie terrestre. Questi venti provocano spostamenti che superano i 2000 km. Sono considerati venti planetari: gli alisei, i venti occidentali, le correnti a getto ed i venti orientali polari. Sono questi a determinare ed alimentare la circolazione generale dell'atmosfera.
- I movimenti su scala media, o perturbazioni cicloniche, sono spostamenti di masse d'aria da 500 a 2000 km, provocati soprattutto dalle differenze di temperatura che si instaurano sugli oceani e sui continenti, per il riscaldamento differenziato acque-crosta terrestre. Sono considerati venti su scala media i monsoni ed i cicloni.
- I movimenti su piccola scala, o venti locali, sono spostamenti di masse d'aria lungo percorsi che vanno da 10 a 500 km e sono per lo più provocati da interferenze della morfologia dei singoli territori sui movimenti su scala grande e media. Sono considerati venti locali: la bora, il maestrale, lo scirocco, il libeccio, il fohn, ma anche le brezze di terra e di mare, di monte e di valle, ecc. Sono quasi sempre venti variabili perché dipendono da particolari condizioni bariche che si verificano localmente.

- I movimenti su scala minima, o turbolenze atmosferiche, sono spostamenti di masse d'aria inferiori ai 10 km; si possono considerare piccole variazioni locali nell'ambito dei movimenti su piccola scala.

1.2 Breve storia dell'energia eolica [2]

Il vento, così come l'acqua, è la più antica sorgente di energia meccanica d'origine naturale sfruttata dall'uomo.

Quando si parla di energia eolica, la maggior parte delle persone pensa ai mulini a vento olandesi. In realtà, già nell'antica Mesopotamia, il vento era una fonte di energia che gli uomini dell'antico Medio Oriente impararono a sfruttare, in alternativa alla forza motrice animale. Un geniale tecnico del 1700 a.C. pensò infatti di utilizzare lo stesso principio dei mulini ad asse verticale azionati da buoi per creare dei rudimentali mulini a vento.

I resti ritrovati in Asia e risalenti più o meno nello stesso periodo storico mostrano invece l'esistenza di mulini ad asse orizzontale con rotore dotato di quattro pale operante in modalità sopravento; una torre portava da quattro a otto bracci orizzontali che, a loro volta, sostenevano la palettatura.

La tecnologia eolica non subì nel corso dei secoli grosse innovazioni, in quanto non riuscì a soppiantare le altre fonti di energia, più facilmente sfruttabili ed economiche.

Venne sfruttata in particolar modo l'energia idraulica che, pur presentando una potenzialità variabile nel corso dell'anno (periodi di piena alternati a periodi di siccità), consentiva di ottenere una maggiore qualità di servizio.

Intorno al 1200 d.C. i mulini a vento erano comunque piuttosto diffusi nel Medio Oriente, soprattutto nelle zone dove non c'era una sufficiente disponibilità di acqua corrente.

Dopo il medioevo, quando la tecnologia si spostò dai paesi del bacino mediterraneo verso quelli del nord Europa, la tecnologia eolica subì maggiori sviluppi: le pale divennero più robuste e resistenti, in modo da sopportare i venti di maggiore intensità presenti in quelle zone, con una superficie rastremata all'estremità.

La torre che sosteneva le pale era ben ancorata alle fondamenta ed era mobile solamente nella parte superiore, dove erano posizionati il longherone (trave di sostegno) e l'asse delle pale.

Fu però intorno al 1600 che i tecnici introdussero le tecnologie più raffinate. Prima fra tutte fu l'introduzione di pale aventi profili portanti. Si notò infatti che era possibile ottenere una maggiore quantità di potenza sfruttando l'azione esercitata dalla componente laterale del vento su pale aventi profili aerodinamici.

Dall'undicesimo secolo sino alla fine del diciannovesimo, l'uomo utilizzò la forza del vento per applicazioni di carattere essenzialmente meccanico (pompiaggio, macina del grano, segherie, ecc.).

L'invenzione della dinamo, verso la metà del diciannovesimo secolo, aprì nuovi orizzonti all'utilizzazione dell'energia eolica. Nel 1887 il francese Duc de La Peltrie costruì il primo aerogeneratore destinato esclusivamente alla produzione di energia elettrica. Dopo le prime positive applicazioni si iniziò lo sfruttamento dell'energia eolica anche in ambito industriale.

Nel medesimo periodo anche negli Stati Uniti si intuirono i vantaggi legati allo sfruttamento dell'energia eolica a scopi energetici e, nel 1890, Charles Brush sperimentò nell'Ohio un mulino a vento per la produzione di energia elettrica.

Le necessità del grande processo di industrializzazione di quegli anni obbligarono però la ricerca e la produzione a rivolgere i loro sforzi verso altre fonti energetiche, abbandonando i progetti relativi allo sfruttamento dell'energia eolica.

La crisi petrolifera del 1970 sconvolse le economie dei paesi industrializzati e spinse gli studiosi a ricercare fonti alternative da sfruttare; questa situazione rinnovò l'interesse nei confronti dell'energia eolica.

Fra gli stati che si distinsero, in quegli anni, per la ricerca e per le installazioni di impianti eolici, particolare menzione meritano gli Stati Uniti, la Germania e la Danimarca. Quest'ultima in particolare sviluppò le ricerche e le installazioni di parchi eolici, evidenziando l'importanza assunta dalle energie alternative nei confronti della salvaguardia dell'ambiente.

Attualmente, la Danimarca detiene la leadership nel settore eolico, sia per quanto riguarda la ricerca sia dal punto di vista della produzione e realizzazione degli impianti; seguono, in ordine di importanza, la Germania, gli Stati Uniti e la Cina. In Italia gli sviluppi sono stati piuttosto modesti, anche se negli ultimi anni si è registrato un aumento della potenza installata.

1.3 Impatto ambientale e benefici occupazionali [2]

La principale critica sollevata dai politici e dalla popolazione all'installazione di impianti eolici riguarda il loro impatto ambientale.

Risulta quindi opportuno mettere in evidenza i principali aspetti ambientali correlati a questa fonte energetica, il cui impatto può essere notevolmente limitato attraverso una progettazione accurata.

Gli aspetti che vengono presi in considerazione sono:

- emissioni evitate;
- occupazione del territorio;
- impatto visivo;
- impatto acustico;
- interferenze elettromagnetiche;
- effetti su flora e fauna.

Emissioni evitate: ogni kWh prodotto da fonte eolica sostituisce un'unità di energia elettrica prodotta utilizzando combustibili fossili, con una conseguente riduzione dell'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile impiegato, dalla tecnologia di combustione e dal controllo dei fumi.

Le principali emissioni associate alla generazione elettrica sono quelle riguardanti l'anidride solforosa (SO_2), gli ossidi di azoto (NO_x) e l'anidride carbonica (CO_2); quest'ultima è da ritenersi la principale responsabile dell'effetto serra.

Altri benefici derivano dalla maggiore indipendenza dall'estero, dalla diversificazione delle fonti energetiche e dalla localizzazione della produzione.

Occupazione del territorio: in base al rapporto tra la potenza degli impianti ed il terreno complessivamente necessario per la loro costruzione (considerando anche la necessaria distanza tra le macchine), la densità di potenza per unità di superficie è di circa $10 W/m^2$.

Tuttavia, le macchine e le opere di supporto (cabine elettriche, strade, ecc.) occupano solamente il 2÷3% del territorio necessario per l'installazione degli impianti, quindi la densità di potenza ottenibile è da considerarsi nettamente superiore, dell'ordine delle centinaia di W/m^2 . È opportuno sottolineare inoltre che la parte del terreno non occupata dalle opere elettriche può essere impiegata per altri scopi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione.

Impatto visivo: data la loro configurazione, gli aerogeneratori sono visibili in ogni contesto in cui vengono inseriti. L'impatto risulta essere più o meno pesante in relazione alla topografia ed all'antropizzazione del territorio.

Un aerogeneratore da 500 kW di potenza ha un diametro del rotore ed un'altezza della torre di circa 40 m, che diventano di circa 60m per un impianto da 1500 kW. L'impatto nel paesaggio dovuto ai due tipi di macchina è moderatamente diverso, per cui aumentare la taglia delle macchine potrebbe ridurre, a parità di potenza globale installata, l'impatto visivo.

L'impatto visivo è un problema di percezione ed integrazione complessiva nel paesaggio; è possibile comunque ridurre al minimo gli effetti visivi sgradevoli assicurando una debita distanza tra gli impianti e gli insediamenti abitativi. Sono state individuate inoltre soluzioni costruttive tali da ridurre tale impatto:

- impiego di torri tubolari o a traliccio, a seconda del contesto;
- utilizzo di colori neutri;
- configurazioni geometriche regolari con macchine ben distanziate.

L'impatto visivo degli impianti eolici è ormai oggetto di studi approfonditi.

Impatto acustico: una distanza di poche centinaia di metri è sufficiente a rendere pressoché impercettibile il rumore emesso da una centrale eolica. Ad una distanza di trecento metri dalla wind farm infatti, il ronzio prodotto dagli aerogeneratori è ben al di sotto del rumore dovuto al traffico o ad alcune attività industriali.

In generale, la tecnologia attuale consente di ottenere, nei pressi dell'aerogeneratore, livelli di rumore alquanto contenuti.

Interferenze elettromagnetiche: l'aerogeneratore può influenzare le telecomunicazioni, infatti si possono avere delle interferenze in termini di:

- caratteristiche di propagazione delle telecomunicazioni (come qualsiasi ostacolo);
- qualità del collegamento in termini di rapporto segnale-disturbo;
- forma del segnale ricevuto (con eventuale alterazione dell'informazione);

Un'adeguata distanza tra gli aerogeneratori fa sì che l'interferenza sia irrilevante.

Effetti su flora e fauna: sulla base delle informazioni disponibili, si può affermare che le interferenze degli impianti eolici con la flora e la fauna si limitano al solo impatto dei volatili con il rotore delle macchine. Le specie di uccelli più influenzate da queste installazioni sono quelle appartenenti ai rapaci; gli uccelli migratori sembrano adattarsi alla presenza di questi ostacoli. Le collisioni risultano comunque molto contenute.

Un ulteriore elemento d'analisi, al fine di valutare l'impatto di questa fonte energetica, è quello legato ai benefici occupazionali.

Benefici occupazionali: per valutare i benefici occupazionali legati allo sviluppo del settore eolico si farà riferimento alla situazione europea.

La fonte eolica è caratterizzata, come le altre tecnologie che sfruttano le fonti rinnovabili, da costi di investimento elevati in rapporto ai costi di gestione e manutenzione. Questa specificità ha il vantaggio di poter essere trasformata in occupazione.

Secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni GWh prodotto da fonte eolica è di 542 addetti; per produrre la stessa quantità di energia utilizzando combustibile nucleare oppure carbone (considerando anche la fase di estrazione del minerale) vengono impiegati rispettivamente 100 e 116 addetti.

L'occupazione nel settore eolico è associata alle seguenti tipologie di attività:

- costruzione (generatore elettrico, moltiplicatore di giri, rotore, torre, freni, sistemi elettronici, navicella);
- installazione (consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi e connessioni alla rete, trasformatori, sistemi di controllo remoto, strade, potenziamento della rete elettrica);
- gestione e manutenzione.

Facendo riferimento alla Danimarca, paese che produce il 60% delle turbine installate nel mondo, si nota che il numero di addetti coinvolti direttamente ed indirettamente (in quest'ultimo caso si fa riferimento ai componenti acquistati da produttori nazionali) nel 1995, con una potenza prodotta di 566 MW, è stato di 8500. In questo computo non è stata considerata la voce "ricerca" che comprende attività di ricerca in senso tradizionale, ma anche attività svolte da società di ingegneria, istituti bancari ed assicurativi.

Per quanto riguarda l'occupazione creata dalla gestione degli impianti, trascurata nel dato riportato in precedenza, si stima che sia pari ad un addetto per MW installato.

Uno studio sul settore eolico condotto nel Regno Unito è particolarmente interessante in quanto pone in evidenza come, anche in un paese in cui le turbine eoliche vengono in gran parte importate, il numero di addetti impiegati sia comunque significativo e stimato intorno a 1300 nel biennio 1994-95.

1.4 La teoria di Betz [3]

Per calcolare la potenza fornita dal vento ad un rotore si può far riferimento alla teoria di Betz.

Questa teoria si basa sulle seguenti ipotesi:

1. rotore di spessore infinitesimo (denominato disco attuatore);
2. si fa riferimento ad un tubo di flusso, ovvero si suppone che il tubo di corrente che attraversa il disco non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda;
3. in ogni sezione del tubo di flusso la velocità sia uniforme, ovvero si suppone che la velocità vari solo lungo l'asse del tubo di flusso. Questa ipotesi è da ritenersi valida anche in corrispondenza del disco attuatore;
4. nelle sezioni infinitamente a monte e a valle dell'aerogeneratore si ha una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero si suppone che sussista la pressione atmosferica dell'ambiente esterno, come nella condizione di getto libero;

5. il flusso eolico non incontri ostacoli oltre la turbina, né sopravvento né sottovento;
6. il campo di velocità sia costante ed uniforme;
7. si trascurino gli effetti di turbolenza;
8. si trascuri la variazione della densità ρ dell'aria nel passaggio da monte a valle della turbina. Questa è un'ipotesi accettabile in quanto si ragiona in condizioni di aria libera e quindi la pressione si discosta di poco da quella atmosferica.

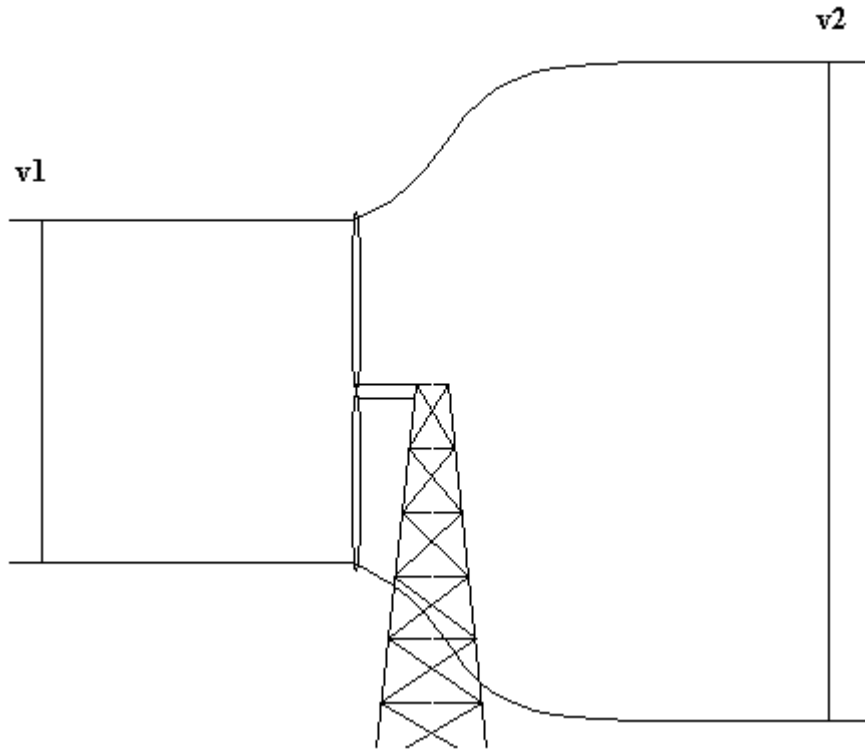


Figura 1.1: Comportamento della vena fluida secondo Betz

Si consideri la configurazione di Figura 1.1. Il rotore ideale considerato è assimilabile ad un diaframma costituito da palette di ampiezza infinitesima poste a distanza infinitesima l'una dall'altra in modo da costituire un elemento praticamente continuo. Questa architettura concettuale consente di ottenere una fitta alternanza tra le zone in cui il vento urta sull'ostacolo e le zone in cui il vento può passare liberamente, in modo che la velocità del vento si mantenga uniforme durante l'attraversamento del rotore.

In tali ipotesi (rotore di spessore infinitesimo) si ha che l'andamento della pressione presenta una diminuzione a gradino in corrispondenza del disco attuatore.

Il salto di pressione Δp che si verifica in corrispondenza del rotore determina il trasferimento di potenza.

Il fluido giunto in prossimità del rotore subisce un processo di rallentamento, in quanto questo dispositivo assorbe parte dell'energia cinetica contenuta nel flusso eolico. Questo rallentamento comporta la necessità di avere una sezione d'uscita del tubo di flusso progressivamente più grande al fine di verificare la legge di continuità della portata. Assumendo un moto assente da vortici sia a monte che a valle del dispositivo si avrà un moto uniforme dopo una sufficiente distanza dal rotore sia sottovento che sopravvento.

In corrispondenza del rotore si ha invece una sezione di discontinuità, per cui non è possibile determinare con esattezza le caratteristiche del moto in questa particolare sezione del tubo di flusso, a meno di non ricorrere a modelli più complicati.

Nei due tratti del tubo di flusso a monte e a valle del disco attuatore vale, nell'ipotesi di uniformità del moto, il teorema di Bernoulli:

$$h + \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\rho} = \text{costante} \quad (1.1)$$

con il seguente significato dei simboli:

h : altezza geometrica [m];
 v : velocità del vento [m/s];
 p : pressione atmosferica [Pa];
 $\rho = 1.293 \text{ kg/m}^3$: densità dell'aria;
 $g = 9.81 \text{ m/s}^2$: accelerazione gravitazionale.

Applicando il teorema di Bernoulli al tratto a monte del rotore, cioè dalla sezione imperturbata (definita A_1) fino alla sezione del disco attuatore si ottiene (con dislivello piezometrico nullo):

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} = \frac{v_r^2}{2g} + \frac{p_r}{\rho g} \quad (1.2)$$

in cui:

$v_1 = v$: velocità del vento nella sezione imperturbata di monte [m/s];
 v_r : velocità del vento in corrispondenza del disco attuatore [m/s];
 p_r : pressione in corrispondenza del disco attuatore di spessore infinitesimo [Pa].

Discorso analogo può essere fatto per il tratto di tubo di flusso che va dalla sezione del disco attuatore fino alla sezione imperturbata di valle (definita A_2), per cui in questo caso la relazione diventa:

$$\frac{v_r^2}{2g} + \frac{(p_r - \Delta p)}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} \quad (1.3)$$

dove:

v_2 : velocità del vento nella sezione imperturbata di valle [m/s];
 Δp : salto di pressione che si verifica in corrispondenza del disco attuatore [Pa].

L'ipotesi di tubo di flusso comporta il soddisfacimento della legge di continuità della portata. Questa legge afferma che la massa d'aria che attraversa, nell'unità di tempo, una qualsiasi sezione del tubo di flusso deve essere la stessa. Dovrà essere quindi verificata la seguente relazione:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_r v_r = \rho A_2 v_2 \quad (1.4)$$

in cui:

$A_r = \pi R^2$: area spazzata dal rotore [m²].

Sommando membro a membro le equazioni (1.2) e (1.3) è possibile ricavare il salto di pressione Δp che si verifica in corrispondenza del rotore:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.5)$$

L'equazione (1.5) mette in evidenza come la variazione di pressione dipenda dalle velocità del vento misurate nelle sezioni imperturbate di monte e di valle.

Una volta noto il salto Δp è possibile ricavare la forza esercitata dall'aria sul rotore:

$$F = A_r \Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.6)$$

La forza F può essere ricavata anche dalla variazione della quantità di moto nell'unità di tempo, ovvero:

$$F = \bar{m}(v_1 - v_2) = \rho A_r v_r (v_1 - v_2) \quad (1.7)$$

in cui:

$\bar{m}$: portata ponderale [kg/s].

Uguagliando le due espressioni della forza F si ottiene:

$$\frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_2^2) = \rho(v_1 - v_2)v_r \quad (1.8)$$

da cui si ricava:

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2} \quad (1.9)$$

Dall'equazione (1.9) si evince che la velocità del vento v_r relativa alla sezione di tubo di flusso posta in prossimità del disco è data dalla media aritmetica delle velocità misurate in corrispondenza delle zone imperturbate di monte e di valle.

Si vogliono esprimere le diverse velocità del vento in funzione di quella misurata in corrispondenza della sezione A_1 in maniera tale da ridurre il numero di variabili presenti nell'espressione della forza F :

$$v_r = v_1(1 - a) \quad (1.10)$$

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad (1.11)$$

dove si è posto:

$$a = 1 - \frac{v_r}{v_1} = \frac{v_1 - v_r}{v_1} \quad (1.12)$$

Il parametro a appena definito si definisce **fattore di interferenza**.

Sostituendo le espressioni appena trovate nell'espressione della forza (1.7) si ottiene:

$$F = \rho v_r A_r (v_1 - v_2) = \rho A_r v_1^2 2a(1 - a) \quad (1.13)$$

La potenza trasferita al rotore vale quindi:

$$P = F v_r = \rho A_r v_1^2 2a(1 - a)v_r = \rho A_r v_1^3 2a(1 - a)^2 \quad (1.14)$$

Secondo la teoria di Betz, la potenza estraibile da un flusso eolico risulta proporzionale all'area spazzata dal rotore ed al cubo della velocità del vento.

Per una data velocità del vento $v_1 = v$, la potenza estraibile con un rotore di raggio R dipende dal fattore di interferenza a .

Per determinare le condizioni alle quali la turbina fornisce la massima potenza è quindi necessario uguagliare a zero l'espressione della derivata della potenza P rispetto al fattore di interferenza:

$$\frac{dP}{da} = 0 \Rightarrow a = 1; a = \frac{1}{3} \quad (1.15)$$

La soluzione $a = 1$ è priva di senso, in quanto si avrebbe $v_r = 0$: in questa condizione l'aria si arresterebbe in corrispondenza del rotore, situazione non compatibile con le ipotesi fatte.

Il fattore di interferenza ottimale è quindi:

$$a_{ott} = \frac{1}{3} \quad (1.16)$$

In corrispondenza del fattore di interferenza ottimale la turbina è in grado di fornire la seguente potenza:

$$P = P_{max} = \frac{8}{27}\rho\pi R^2 v_1^3 \quad (1.17)$$

Il fattore di interferenza può essere variato, una volta scelto il tipo di rotore, agendo sulla forma e sul rapporto tra la parte priva di palettatura e la parte ricoperta da palette.

Il rapporto, misurato in corrispondenza della sezione A_r ed in assenza di rotore, tra la potenza estratta e la potenza $\rho v_1^3 A_r / 2$ associata alla rapidità di variazione dell'energia cinetica del vento, si definisce **coefficiente di potenza**:

$$C_p = \frac{\rho A_r v_1^3 2a(1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A_r} \quad (1.18)$$

L'espressione della potenza erogata dalla turbina diventa quindi la seguente:

$$P = \frac{1}{2} \rho v_1^3 A_r C_p \quad (1.19)$$

Il valore del coefficiente di potenza calcolato per $a = 1/3$ vale:

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0.59 \quad (1.20)$$

La massima efficienza teorica di trasferimento è dunque pari al 60% circa.

È utile inoltre calcolare la condizione di forza massima (e quindi di coppia massima) al fine di trarne delle indicazioni sulla strategia da adottare allo spunto. La forza massima è ottenibile uguagliando a zero la derivata della forza F rispetto al fattore di interferenza a :

$$\frac{dF}{da} = 0 \Rightarrow a = \frac{1}{2} \quad (1.21)$$

Per regolare il fattore di interferenza è necessario scegliere un rotore a pale orientabili, questa soluzione consente infatti di regolare il rallentamento subito dal flusso eolico in corrispondenza del generatore in maniera tale da ottenere il valore del fattore a desiderato.

Questa soluzione può essere inoltre utilizzata per porre in stallo le pale qualora la velocità del vento sia eccessiva. In queste condizioni infatti, il tentativo di estrarre la massima potenza porterebbe in rotazione il rotore a velocità inaccettabili per le specifiche del sistema, a causa delle pesanti sollecitazioni meccaniche a cui questo sarebbe soggetto.

Per quanto la teoria di Betz consenta di stabilire la relazione di dipendenza della potenza fornita dal vento ad un rotore dalle principali grandezze fisiche e geometriche che trova un riscontro sperimentale almeno a livello qualitativo, bisogna tuttavia ricordare che trascura tutti i fenomeni di attrito e di turbolenza indotte dalla rotazione del rotore.

In condizioni di funzionamento reali, tali fenomeni portano ad un valore del coefficiente di potenza C_p più piccolo di quello teorico calcolato. Esso può arrivare a circa 0.5 per turbine ad alta velocità a due/tre pale mentre è compreso tra 0.2 e 0.4 per turbine a bassa velocità aventi tre o più pale.

In Figura 1.2 viene riportato l'andamento del coefficiente di potenza per diverse tipologie di turbine.

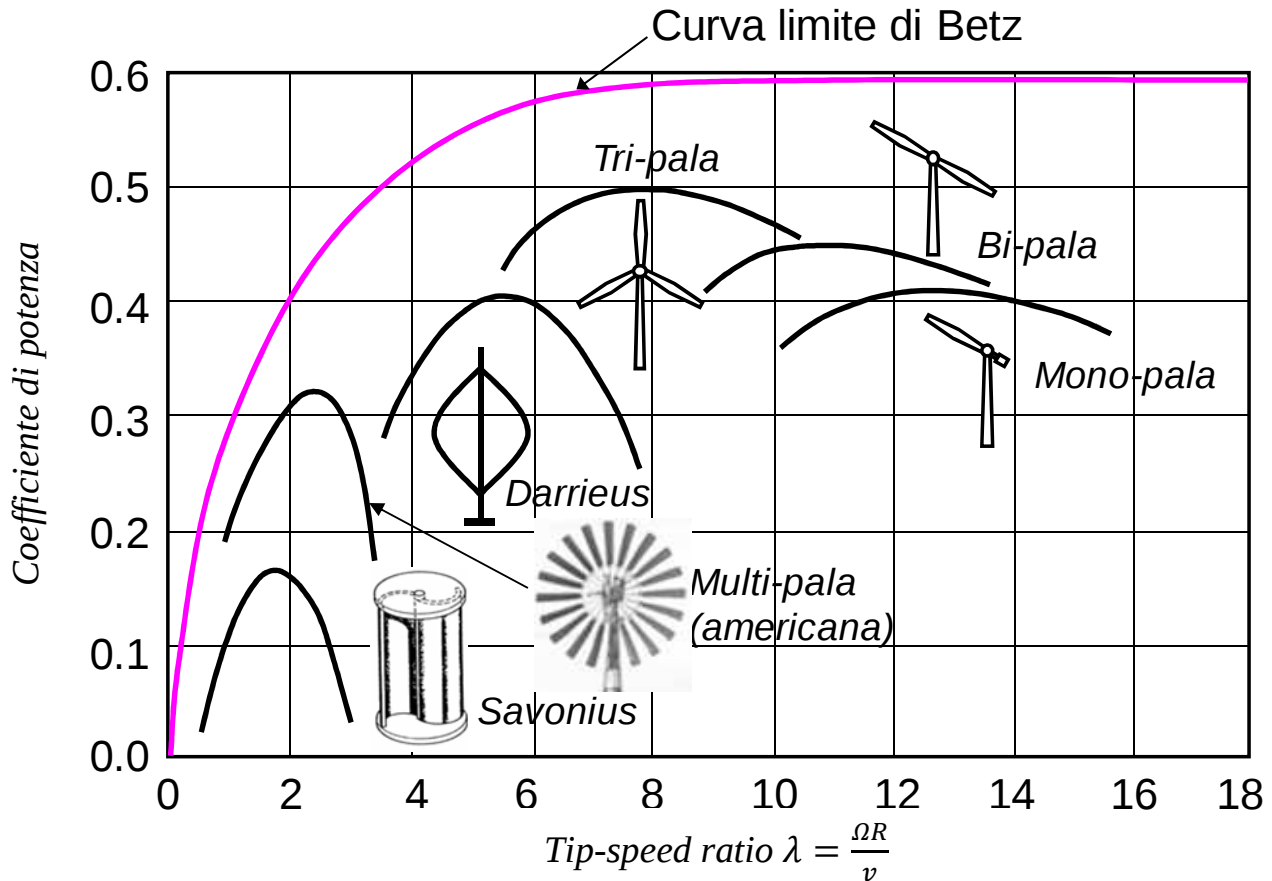


Figura 1.2: Valori del coefficiente di potenza per alcune tipologie di turbine

Se si considera un valore massimo di C_p pari a 0.5, plausibile per turbine eoliche di grossa taglia adeguatamente progettate, la massima potenza meccanica che la turbina è in grado di fornire è data dall'espressione seguente:

$$P = P_{max} = \frac{1}{4} \rho v^3 A_r \quad (1.22)$$

1.5 Il sistema eolico [2]

In base alla disposizione dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento, gli aerogeneratori vengono classificati in due categorie:

- aerogeneratori ad asse orizzontale;
- aerogeneratori ad asse verticale.

1.5.1 Aerogeneratori ad asse orizzontale

I generatori ad asse orizzontale sono la tipologia di macchine maggiormente diffusa e di conseguenza quella che ha subito il maggiore sviluppo tecnologico.

Le caratteristiche peculiari di questo tipo di rotori sono:

- alta velocità di rotazione;
- area frontale utilizzata totalmente (assenza di effetti di schermo tra le pale);
- elevato coefficiente di potenza;



Figura 1.3: Esempio di aerogeneratore con rotore ad asse orizzontale

Questa costruzione richiede tuttavia una grande accuratezza in fase di progettazione, in quanto minimi errori progettuali possono avere pesanti ripercussioni sull'efficienza dell'intero sistema.

Struttura dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è composto da una torre alla cui sommità è collocata una navicella contenente l'albero di trasmissione, il moltiplicatore di giri (assente nelle costruzioni con tecnologia "direct drive"), il generatore elettrico ed i servizi ausiliari. Il rotore è calettato all'albero di trasmissione e può essere posto sia sopravento che sottovento.

La navicella è in grado di ruotare rispetto al sostegno in modo tale da orientare il rotore nella direzione del vento.

La soluzione con rotore sopravento necessita di un meccanismo d'imbardata al fine di ottenere la corretta orientazione dell'intero complesso mentre la soluzione con rotore sottovento sfrutta la coppia giroscopica del rotore stesso per orientare la navicella; ciò è ottenibile ponendo l'elica posteriormente al complesso generatore-perno di rotazione.

Verranno ora descritti brevemente i principali componenti dell'aerogeneratore:

- *Torre*: funge da supporto per la turbina e per la navicella. L'altezza della torre, solitamente compresa tra 20 e 50m, è scelta in modo tale da non risentire dell'effetto di prossimità del terreno ed è leggermente maggiore del diametro della turbina.
Il problema principale in fase di progettazione di questo componente è rappresentato dalle vibrazioni a cui il sistema è sottoposto durante il normale funzionamento.
Al fine di evitare fenomeni di risonanza è opportuno che le frequenze proprie della struttura siano sufficientemente lontane dalle nominali frequenze di lavoro del sistema.
Le torri possono avere costruzioni tubolari oppure in traliccio: le prime offrono un maggior grado di protezione al personale addetto alla manutenzione mentre le costruzioni in traliccio presentano costi di investimento minori.

- *Navicella*: è posta sulla sommità della torre ed ha funzioni contenitive e protettive per i diversi componenti dell'aerogeneratore.

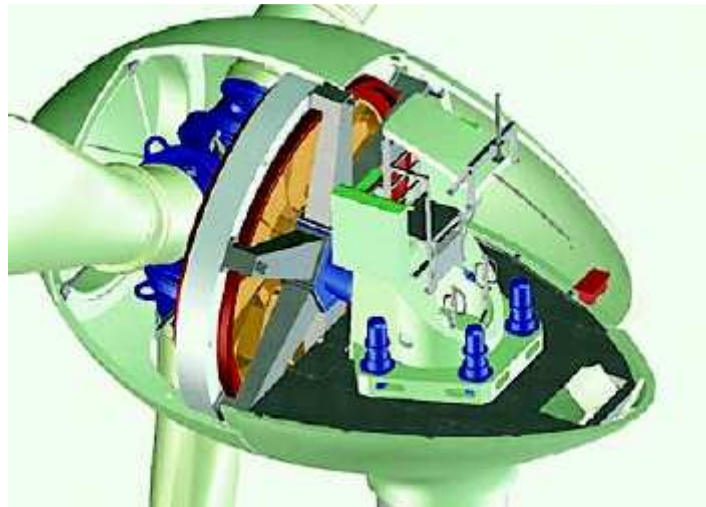


Figura 1.4: Spaccato di una navicella di una turbina con generatore sincrono “direct drive”

- *Moltiplicatore di giri*: consente di aumentare di un determinato fattore la velocità di rotazione dell'albero motore. Il rapporto tra la velocità dell'albero lento e quella dell'albero veloce può raggiungere valori pari a 1/75 con rendimenti massimi dell'ordine dell'80%. Questa soluzione consente di utilizzare macchine elettriche veloci, ovvero dotate di un basso numero di coppie polari. La presenza di un moltiplicatore di giri meccanico comporta tuttavia degli svantaggi a livello di:
 - peso;
 - ingombri;
 - manutenzione;
 - rumorosità;
 - costi complessivi.
- *Turbina eolica*: le turbine attualmente utilizzate hanno due o tre pale. Le pale sono costituite da materiali compositi o da legno ad alta densità. È opportuno sottolineare che questa parte del sistema è tuttora in una fase di grande sviluppo, in quanto il rotore è un elemento chiave per ottenere un incremento del rendimento energetico del sistema.
- *Meccanismo d'imbardata*: questo dispositivo ha il compito di orientare il rotore nella direzione del vento. Possono essere adottate diverse soluzioni per realizzare questo controllo, la più recente si basa su un'orientazione di tipo ottico. La rotazione dell'insieme navicella-rotore non deve può essere effettuata troppo velocemente, a causa della coppia legata all'effetto giroscopico. Questo dispositivo è utilizzato solo nelle turbine che operano sopravento, mentre le turbine operanti sottovento si orientano automaticamente.
- *Sistema di regolazione del passo*: le attuali turbine eoliche vengono progettate per consentire il funzionamento in condizioni di velocità del vento variabile, per questo motivo è necessario avere un sistema che permetta di controllarne la velocità di rotazione. Il dispositivo si basa sulla rotazione delle pale attorno al proprio asse, in maniera tale da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento e da variare quindi l'efficienza aerodinamica.

Qualora la velocità del vento superasse i limiti previsti dalle specifiche, il sistema mette automaticamente le pale in stallo, in modo tale che la velocità di rotazione della turbina non raggiunga valori potenzialmente dannosi.

- *Sistema frenante*: esistono diversi metodi per realizzare la frenatura delle turbine eoliche, i principali sono:
 - *frenatura idraulica*: agisce sull'albero motore direttamente accoppiato alla turbina (albero lento) e viene utilizzato per arrestare la turbina in condizioni di normale funzionamento;
 - *frenatura meccanica*: agisce sull'albero accoppiato al generatore elettrico (albero veloce) e viene utilizzato in condizioni di emergenza o di manutenzione;
 - *frenatura elettrica*: viene utilizzata solamente nelle configurazioni più sofisticate di aerogeneratore.
- *Generatore elettrico*: la conversione dell'energia meccanica fornita dalla turbina eolica in energia elettrica è realizzata utilizzando una delle seguenti tipologie di macchine elettriche:
 - *macchina in corrente continua*: è stata utilizzata negli impianti eolici fin dai primi anni '80 grazie alla grande facilità con cui è possibile realizzare il controllo di velocità. La presenza del sistema collettore-spazzole tuttavia ha fatto sì che questa soluzione venisse accantonata a favore di altri sistemi di conversione.
Inizialmente venivano utilizzate macchine autoeccitate (serie o parallelo), le configurazioni più recenti utilizzano invece magneti permanenti, consentendo quindi l'eliminazione dell'avvolgimento di eccitazione.
 - *Macchina sincrona*: in una configurazione di tipo tradizionale, ovvero in assenza di convertitori elettronici, questa tipologia di macchine, qualora venga utilizzata per funzionare in parallelo con la rete elettrica, presenta lo svantaggio di dover lavorare a velocità costante al fine di fornire in uscita una tensione avente una frequenza compatibile con quella della rete elettrica. Per questo motivo, la macchina sincrona non può essere impiegata per il funzionamento a velocità variabile, a meno di non adottare convertitori statici.
Un altro svantaggio di questa tipologia di macchina è legato alla necessità di avere un sistema di contatti striscianti al fine di alimentare l'avvolgimento di eccitazione posto a rotore.
 - *Macchina asincrona*: la semplicità costruttiva e l'esperienza ormai consolidata hanno fatto sì che questa macchina si affermasse (insieme alla macchina sincrona a magneti permanenti) nel settore della generazione eolica.
Attualmente la tipologia di macchina asincrona più diffusa è quella in configurazione "doubly-fed": questo tipo di generatore asincrono è caratterizzato da un avvolgimento rotorico trifase alimentato opportunamente da convertitori statici, al fine di regolare la potenza attiva e reattiva.
Questa soluzione presenta l'ovvio svantaggio di necessitare di un sistema di alimentazione dell'avvolgimento rotorico piuttosto complesso; inoltre l'alimentazione viene trasferita al rotore per mezzo di contatti striscianti.
È opportuno inoltre sottolineare che, nelle configurazioni utilizzanti generatori di tipo asincrono, è sempre presente il moltiplicatore di giri.
 - *Macchina sincrona a magneti permanenti*: questa tipologia di generatori si sta rapidamente affermando nel settore eolico grazie ai numerosi vantaggi che essa presenta:
 - semplicità di controllo e possibilità di funzionamento a velocità variabile grazie all'impiego di convertitori elettronici di potenza;
 - assenza di perdite di eccitazione;
 - configurazioni con elevato numero di poli (adatte per basse velocità di rotazione);
 - ingombri ridotti;
 - costi in progressiva diminuzione.
- *Controllore elettronico*: ha il compito di verificare le condizioni generali dell'aerogeneratore (attraverso una misurazione delle grandezze elettriche, meccaniche e termiche) e di comandare il meccanismo di imbardata e il sistema di regolazione del passo. Nel caso si segnalino anomalie o

malfunzionamenti, come il surriscaldamento del moltiplicatore di giri o del generatore di corrente, il controllore provvede a fermare l'aerogeneratore e a segnalare l'anomalia al personale.

- *Anemometro e banderuola*: sono strumenti che rilevano rispettivamente la velocità e la direzione del vento. Le indicazioni fornite sono utilizzate dal controllore elettronico per agire sul meccanismo d'imbardata e sul sistema di regolazione del passo.

Gli impianti più recenti comprendono inoltre i seguenti componenti:

- *Elettronica di potenza*: ha la funzione di adattare le caratteristiche delle grandezze elettriche della sorgente di alimentazione (tensione, frequenza) a quelle richieste dal carico. Per adempiere a questa funzione si utilizzano diverse tipologie di convertitori statici a semiconduttore:
 - *Convertitore AC/DC (raddrizzatore)*: converte l'energia proveniente da una sorgente alternata in energia elettrica continua. In base ai dispositivi elettronici di potenza utilizzati, il flusso di potenza può essere unidirezionale o bidirezionale.
 - *Convertitore DC/DC ("chopper")*: questo dispositivo consente di variare i valori di tensione e corrente provenienti da una sorgente di energia elettrica continua. In base alle configurazioni utilizzate si possono avere convertitori di tipo abbassatore ("*buck*"), in cui il livello della tensione d'uscita è inferiore rispetto a quello d'ingresso, oppure di tipo elevatore ("*boost*"), in cui il livello della tensione d'uscita è superiore rispetto a quello d'ingresso.
Anche in questo caso il flusso di potenza può essere unidirezionale o bidirezionale in base alla configurazione adottata.
 - *Convertitore DC/AC a ponte ("inverter")*: converte l'energia proveniente da una sorgente in corrente continua in energia elettrica alternata e viceversa, consentendo inoltre di poter variare la frequenza delle forme d'onda d'uscita.
- *Sistema di accumulo dell'energia*: permette di ottenere una maggiore continuità di servizio, sopperendo in parte alla natura intermittente della fonte eolica. Attualmente vengono utilizzati, nella quasi totalità degli impianti, sistemi di accumulo basati su batterie di accumulatori. Questi dispositivi immagazzinano energia sotto forma elettrochimica durante il processo di carica e la restituiscono (con rendimenti compresi tra il 70% e l'80%) sotto forma di energia elettrica durante il processo di scarica. Nel seguito sono elencate le principali tipologie di accumulatori attualmente utilizzati negli impianti eolici:
 - Batterie piombo-acido (Pb-acid);
 - Batterie Nichel-Cadmio (NiCd);
 - Batterie Nichel- Metal Idruri (NiMH);
 - Batterie agli ioni di Litio (Li-ion);
 - Batterie Litio-polimeri (Li-poly);
 - Batterie zinco-aria.
- *Componenti per il collegamento alla rete di distribuzione dell'energia elettrica*:
 - Protezioni automatiche;
 - Sezionatori;
 - Opere di sostegno;
 - Linee elettriche.

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale possono essere ulteriormente suddivisi nelle seguenti categorie:

- *aerogeneratori con rotore posto sopravento*: in questa configurazione, il rotore è in grado di produrre una maggiore potenza in quanto vengono eliminati gli effetti di schermo prodotti dalla torre sulla palettatura.

Questa modalità costruttiva consente inoltre di ottenere:

- una riduzione del rumore;
- una minore sollecitazione della palettatura;
- una potenza d'uscita avente un andamento più livellato;

- *aerogeneratori con rotore posto sottovento*: questa configurazione presenta il vantaggio di non richiedere il meccanismo d'imbardata per l'orientazione del rotore.

1.5.2 Aerogeneratori ad asse verticale

Questa tipologia di aerogeneratori ha il grande vantaggio di non necessitare del meccanismo d'imbardata, in quanto la disposizione ad asse verticale rende possibile la rotazione del rotore qualsiasi sia la direzione del vento.

I sistemi di questo tipo presentano le seguenti caratteristiche:

- bassa velocità di rotazione;
- coppia motrice elevata;
- modesto coefficiente di potenza.



Figura 1.5: Esempio di aerogeneratore con rotore ad asse verticale

Ad eccezione del rotore, per tutti gli altri componenti si seguono le stesse linee di progetto. Modifiche sostanziali interessano solamente la disposizione dei singoli componenti all'interno dell'aerogeneratore.

L'albero posto verticalmente semplifica l'installazione dell'eventuale moltiplicatore di giri e del generatore elettrico; questi componenti possono essere collocati al suolo, rendendo la struttura più semplice ed economica.

Questa soluzione presenta tuttavia l'inconveniente di richiedere dei tiranti di sostegno per conferire maggiore solidità alla struttura e di supporti della turbina in grado di sostenere il peso della struttura rotante (ad es., cuscinetti reggispinta). Questo aspetto è una limitazione notevole, in quanto influisce pesantemente sulla struttura su cui poggia l'impianto e sull'area da esso occupata. Altra grossa difficoltà che si riscontra nelle turbine di tipo Darrieus è l'assenza della coppia di avviamento, per cui questo tipo di aerogeneratori richiede un sistema di avviamento ausiliario.

Un ulteriore aspetto che ha limitato la diffusione di questa tipologia di aerogeneratori è quello legato alla difficoltà di regolazione della potenza, infatti il controllo basato sull'angolo di passo risulta essere piuttosto complicato da realizzare.

1.6 Funzionamento a velocità variabile di una turbina eolica

Per un dato sito, la velocità del vento può variare da zero fino ad assumere valori particolarmente elevati in presenza di forti raffiche. La distribuzione annuale delle velocità registrabili in un sito può essere ricavata utilizzando dei metodi di indagine di tipo statistico.

Si definisce “tip-speed ratio” il seguente parametro:

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad (1.23)$$

in cui:

Ω : velocità angolare di rotazione della turbina eolica [rad/s];

R : raggio del rotore [m];

v : velocità del vento [m/s].

Per una data velocità del vento v ed un determinato angolo di passo β , il coefficiente di potenza C_p varia in funzione di λ secondo l’andamento mostrato nella figura seguente:

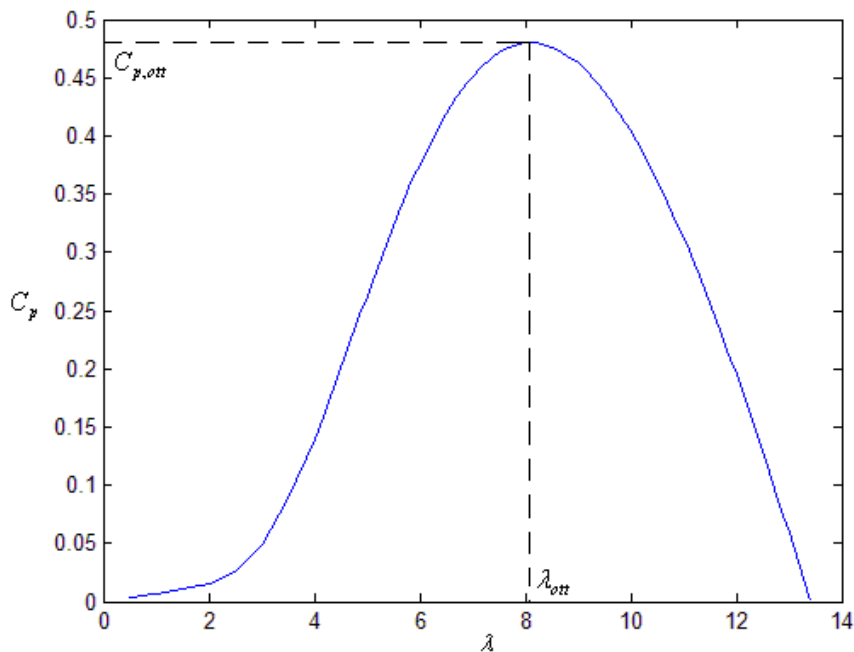


Figura 1.6: Coefficiente di potenza in funzione del “tip-speed ratio”

Alcuni parametri indicativi delle prestazioni del sistema eolico dipendono strettamente dal parametro λ :

- il massimo coefficiente di potenza si ottiene in corrispondenza di un determinato valore λ_{ott} di λ , dipendente dalle caratteristiche aerodinamiche della turbina. Il valore necessario per estrarre la massima potenza da una vena di vento è quasi unitario per le macchine ad una o più pale a bassa velocità, mentre assume valori elevati (superiori a 9) per le moderne turbine a due pale ad alta velocità;
- a parità di velocità del vento e di massa e lunghezza delle pale, le sollecitazioni centrifughe sulle pale sono direttamente proporzionali alla velocità angolare della turbina e quindi a λ^2 , più elevato è il “tip-speed ratio” maggiori sono le sollecitazioni sulla palettatura del rotore;
- la capacità di avviamento sotto carico di una turbina eolica è inversamente proporzionale a λ , infatti all’aumentare di questo rapporto la coppia di avviamento prodotta dal rotore diminuisce, in quanto aumenta, a parità di potenza, la velocità di rotazione;

Il principale criterio progettuale da seguire nella realizzazione di un sito eolico è quello relativo alla massimizzazione dell’energia prodotta annualmente dall’impianto.

L’unico modo per estrarre la massima energia disponibile in tutte le condizioni di vento compatibili con le specifiche consiste nel variare la velocità di rotazione della turbina in maniera tale da mantenere λ costantemente al valore ottimale, ovvero al valore corrispondente al massimo coefficiente di potenza.

Questo modo di operare si definisce funzionamento a velocità variabile della turbina eolica. [3]

La modalità di funzionamento a velocità variabile consente di ottenere un aumento dell’energia prodotta maggiore del 20÷30% rispetto al funzionamento a velocità fissa.

Questa soluzione comporta ovviamente un aumento dei costi di investimento, dovuti alla presenza del sistema di controllo; tuttavia i progressi fatti nell'ambito della tecnologia dei materiali compositi e la diminuzione del costo dei componenti elettronici di potenza hanno reso preferibile questa soluzione rispetto al funzionamento a velocità fissa. [3]

1.7 Tipologie di generatori utilizzati nelle turbine eoliche a velocità variabile [4]

Attualmente, due diverse tipologie di generatori elettrici sono utilizzate all'interno delle turbine funzionanti a velocità variabile.

La prima tipologia si basa su un generatore asincrono a doppia alimentazione (*"doubly fed induction generator"*). L'avvolgimento di rotore è alimentato utilizzando un convertitore a tensione impressa di tipo *"back-to-back"* dotato di un anello di controllo della corrente molto veloce.

Le potenze attiva e reattiva possono essere controllate regolando rispettivamente le componenti in quadratura e diretta della corrente di rotore.

In questa configurazione la turbina eolica è calettata al generatore asincrono attraverso un moltiplicatore di giri a causa dei diversi range di velocità a cui operano solitamente la turbina ed il generatore.

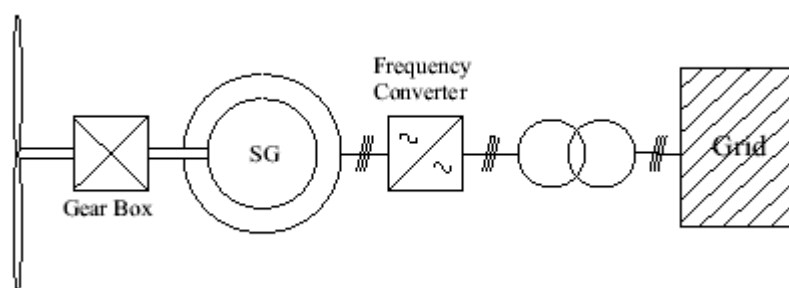


Figura 1.7: Configurazione con generatore asincrono a doppia alimentazione

La seconda tipologia si basa invece su un generatore sincrono a magneti permanenti e su una configurazione di tipo *"direct drive"*.

Il generatore è collegato alla rete di distribuzione attraverso un convertitore a tensione impressa di tipo *"back-to-back"* oppure attraverso un raddrizzatore a diodi ed un inverter a tensione impressa.

Il generatore ha una configurazione ad elevato numero di poli, per questo motivo non è necessario l'utilizzo di un moltiplicatore di giri, con notevoli vantaggi in termini di efficienza energetica.

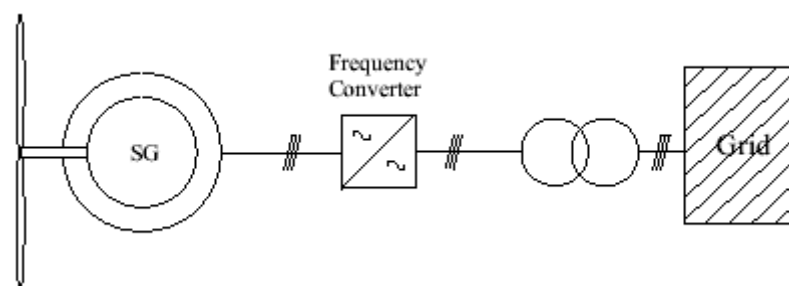


Figura 1.8: Configurazione con generatore sincrono a magneti permanenti

1.8 Conclusioni

In questo capitolo sono state descritte le caratteristiche principali della generazione per via eolica. Una prima parte è stata dedicata ad una breve introduzione sul vento e sulla storia dell'energia eolica. In seguito è stata eseguita un'analisi del sistema eolico, illustrandone il principio di funzionamento e le caratteristiche dei

diversi componenti. Al fine di completare la trattazione sono stati infine considerati gli aspetti riguardanti l'impatto ambientale ed i benefici occupazionali derivanti dall'utilizzo di questa fonte energetica.

1.9 Riferimenti

- [1] I. Neviani, C. Pignocchino Feyles, "Geografia Generale", SEI Torino, 2004.
- [2] www.energialab.it
- [3] Mukund R. Patel, Wind and Solar Power Systems, CRC Press, 1999.
- [4] S. Achilles, M. Pöller, Direct Drive synchronous machine models for stability assessment of wind farms", 4th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, October 2003, Billund, Denmark

CAPITOLO 2

CONTROLLO IN ZONA STABILE

2.1 Introduzione

L'evoluzione tecnologica dei sistemi di generazione di energia elettrica di tipo rinnovabile ha portato a riconsiderare l'importanza di queste fonti sia per il loro basso impatto ambientale sia per i benefici che possono comportare a livello di produzione e di utilizzazione dell'energia, quali la flessibilità di impiego, l'alimentazione di aree remote e la riduzione o l'assenza di emissioni inquinanti rispetto ad impianti convenzionali di tipo termoelettrico. In questo ambito sono di grande interesse gli impianti eolici di piccola potenza, grazie soprattutto agli ottimi risultati che sono stati ottenuti in termini di efficienza di conversione energetica, qualità della potenza erogata, riduzione dell'impatto ambientale e dei costi di investimento e di esercizio, soprattutto in confronto con altri tipi di fonti rinnovabili. Tali impianti sono in grado sia di alimentare utenze remote o piccole reti in isola, sia di funzionare in parallelo con la rete di distribuzione. Nel primo caso l'aerogeneratore si trova generalmente in combinazione con sistemi di accumulo o con altri sistemi di generazione, in modo da formare installazioni ibride integrate che permettono di soddisfare la richiesta di energia anche in presenza di un'ampia variabilità della produzione eolica. Nel secondo caso l'aerogeneratore può alimentare direttamente una o più utenze e cedere l'eventuale surplus di potenza alla rete, evitando il ricorso a sistemi di accumulo costosi e spesso poco efficienti. Nel seguito viene presentato un approccio circuitale semplificato, applicabile sia a turbine ad asse orizzontale che verticale, basato sulla composizione delle equazioni elettrica e meccanica, che consente l'analisi del funzionamento del complesso turbina – generatore – convertitore sia a regime sia in condizioni di transitorio meccanico. Il circuito permette inoltre di valutare l'effetto di eventuali variazioni parametriche.

È stato inoltre sviluppato un algoritmo sensorless che permette di stimare le principali grandezze meccaniche (coppia motrice e velocità angolare) e la velocità del vento basandosi solamente sulla misurazione di grandezze elettriche.

Al fine di ottimizzare il funzionamento del sistema, sia esso dotato di sensori o in configurazione sensorless, è stata sviluppata una strategia di controllo basata sulla regolazione della corrente circolante sul DC bus e dell'angolo di passo delle pale.

Si riportano quindi i risultati relativi all'applicazione di tale modello a una turbina eolica ad asse orizzontale accoppiata ad un generatore a magneti superficiali a flusso radiale di potenza 20 kW con rotore esterno.

2.2 Architettura del sistema elettrico

Nell'ambito delle applicazioni di piccola e media potenza, le soluzioni più frequentemente applicate per il sistema elettrico prevedono:

- un generatore sincrono trifase con eccitazione a magneti permanenti direttamente accoppiato alla turbina (configurazione 'direct drive');
- un convertitore AC/DC di interfaccia tra il generatore ed il bus DC, a cui possono essere connessi eventuali sistemi di accumulo o altri sistemi di generazione, nel caso si realizzi l'integrazione di più fonti energetiche;
- un convertitore DC/AC che permette il trasferimento della potenza alla rete di distribuzione o ai carichi locali.

In una configurazione di questo tipo, l'architettura più conveniente del convertitore AC/DC è basata su di un raddrizzatore non controllato accoppiato ad uno stadio elevatore ('boost'): in tal modo è possibile controllare la tensione in uscita dal generatore e modulare il flusso di potenza in uscita verso il DC bus, nonostante l'ampio range di variazione della velocità di rotazione.

Naturalmente, tale configurazione non permette il flusso bidirezionale della potenza; tuttavia, per turbine ad asse orizzontale aventi potenze nominali inferiori a 100 kW, in genere non sussiste il problema dell'avviamento della turbina o quello della minimizzazione del tempo di raggiungimento del regime di velocità di rotazione ottimale ('optimally tracking rotor' OTR) che richiederebbero l'uso di convertitori a ponte controllati sia lato generatore sia lato rete/carico, con inevitabili aggravii di costo e di complicazione della tecnica di controllo.

La tipologia di generatore più diffusa nei sistemi di piccola potenza è quella sincrona a magneti permanenti con rotore direttamente accoppiato alla turbina. Sebbene il costo iniziale sia relativamente più elevato rispetto a soluzioni tradizionali (generatori asincroni o sincroni con riduttore), tale configurazione presenta notevoli vantaggi in termini di:

- migliore efficienza e maggiore affidabilità (assenza del riduttore e di contatti striscianti);

- realizzazione di configurazioni con elevato numero di poli;
- assenza di sistemi di eccitazione (guadagno in termini di peso e volume).

Senza entrare nel dettaglio della topologia dei convertitori e delle strategie di controllo, lo studio del sistema turbina – generatore – convertitori - carico/rete può essere ricondotto, senza perdere di generalità, allo schema di Figura 2.1. Da tale configurazione si perviene ad una modellizzazione circuitale semplificata che consente da un lato la valutazione delle prestazioni a regime e quindi, con una semplice elaborazione dei risultati, della resa energetica dell’impianto, dall’altro lo studio dell’evoluzione dinamica del sistema a livello cinematico. Rispetto a modelli più sofisticati, che utilizzano moduli predefiniti che mirano a riprodurre in dettaglio il comportamento dei convertitori e che pertanto, per essere attendibili, devono operare con una risoluzione temporale molto spinta (dell’ordine di decine di μs), tale approccio consente di riprodurre con buona precisione l’andamento delle grandezze meccaniche ed elettriche, a livello ovviamente dei valori medi di tensione e corrente, utilizzando passi di integrazione molto più ampi e quindi con tempi di calcolo estremamente ridotti.

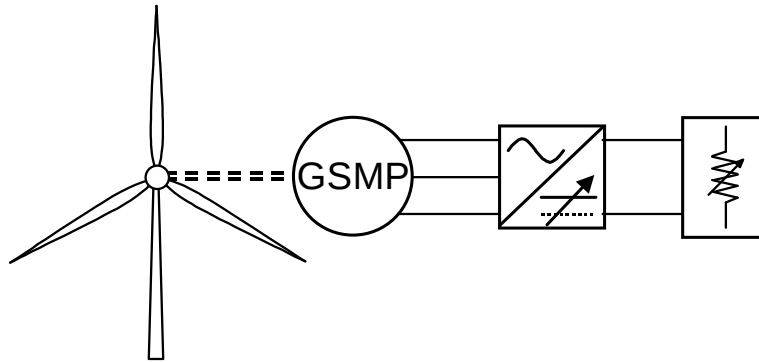


Figura 2.1: Schema di principio della configurazione del sistema

2.3 Circuito equivalente

Il circuito equivalente lato meccanico è stato definito a partire dal bilancio di potenza meccanico [1]:

$$P_t = P_{em} + P_m + J \frac{d\Omega}{dt} \Omega \quad (2.1)$$

con:

P_t : potenza della turbina;

P_{em} : potenza elettromagnetica del generatore;

P_m perdite meccaniche;

Ω : velocità angolare;

J : momento di inerzia totale.

La potenza P_t sviluppata dalla turbina è proporzionale, in accordo con la ben nota teoria di Betz, al cubo della velocità del vento v , come risulta dalla seguente espressione:

$$P_t = k_c C_p(\lambda, \beta) v^3, \quad k_c = \frac{\pi}{2} R_t^2 \rho \quad (2.2)$$

con:

R_t : raggio della turbina;

ρ : densità dell’aria;

C_p : coefficiente di potenza;

$\lambda = \Omega R_t / v$: tip-speed ratio;

β : dell’angolo di passo.

Il coefficiente C_p può essere ricavato mediante una formulazione analitica, una volta noto il modello fluidodinamico della macchina, oppure ricavato dall’interpolazione dei dati sperimentali.

La coppia T della turbina può essere ricavata dalla (2.2) come:

$$T = \frac{P_t}{\Omega} = k_T \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} v^2, \quad k_T = k_c R_t \quad (2.3)$$

Le perdite meccaniche P_m sono rappresentative delle perdite per attrito e ventilazione e possono essere espresse mediante la seguente relazione [2]:

$$P_m = (k_{fr} + k_w \Omega^2) \Omega, \quad k_{fr} = t_{fr} T^*, \quad k_w = (t_w - t_{fr}) \left(\frac{\Omega}{\Omega^*} \right)^2 T^* \quad (2.4)$$

dove con t_{fr} e t_w sono state indicate in rispettivamente le coppie per attrito e ventilazione espresse in per unità rispetto al valore nominale T^* della coppia T , e con Ω^* il valore nominale della velocità angolare.

La coppia legata a queste perdite vale quindi:

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega} = k_m(\Omega) \Omega, \quad k_m = \frac{k_{fr}}{\Omega} + k_w \Omega \quad (2.5)$$

con k_m è stato indicato il coefficiente che esprime la dipendenza (non lineare) della coppia T_m dalla velocità angolare.

Dalla combinazione delle equazioni (2.3) e (2.5) e sapendo che $T_{em} = P_{em}/\Omega$ è possibile ricavare l'equazione differenziale non lineare (2.6) rappresentante il bilancio delle coppie, risolvendo la quale è possibile determinare l'evoluzione dinamica della velocità angolare Ω .

$$T = T_{em} + T_m + J \frac{d\Omega}{dt} \quad (2.6)$$

L'equazione (2.6) può essere associata ad un circuito elettrico equivalente che, sfruttando l'analogia di Firestone, consente di associare dei valori di corrente alle coppie, un valore di tensione alla velocità angolare ed una capacità al momento d'inerzia [3].

Il circuito equivalente relativo al comportamento meccanico del sistema è riportato nella figura seguente:

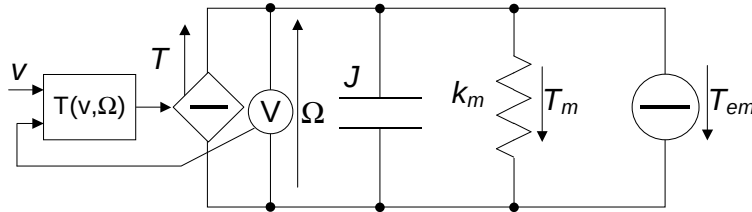


Figura 2.2: Circuito equivalente per la descrizione del comportamento meccanico del sistema

Al fine di definire un circuito equivalente relativo al comportamento elettrico del sistema, è stato sviluppato un modello generale del generatore.

In primo luogo è stata eseguita una serie di analisi utilizzando un codice di calcolo basato sul metodo agli elementi finiti (FEM – Finite Element Method). Da queste analisi è stato possibile risalire ai flussi a vuoto $\Phi_{PM,j}$ ($j=1,2,3$) dovuti ai magneti permanenti ed alle auto e mutue induttanze [4].

Questi dati, ricavati in funzione della posizione, hanno permesso di determinare i parametri del blocco indicato con “SPMG model” in Figura 2.3a, in cui sono state indicate con $e_{PM,j}$ le forze elettromotrici a vuoto, ricavate utilizzando la relazione:

$$e_{PM,j} = -N \frac{d\Phi_{PM,j}}{d\theta} \frac{d\theta}{dt} = -N \frac{d\Phi_{PM,j}}{d\theta} \Omega \quad (2.7)$$

Supponendo che non vi sia collegamento neutro e che la configurazione magnetica del generatore sia isotropa, il modello elettrico è stato implementato utilizzando il codice *Simulink*® (Figura 2.3a).

Questo modello include la resistenza di fase R e l'induttanza di fase $L-M$, supposta costante al variare della posizione e della corrente di carico.

L'utilizzo del modello permette di determinare i valori istantanei di tensioni e correnti così come pure la potenza d'uscita in funzione della velocità angolare Ω e della corrente di carico i_{dc} , tenendo in considerazione anche gli effetti di commutazione.

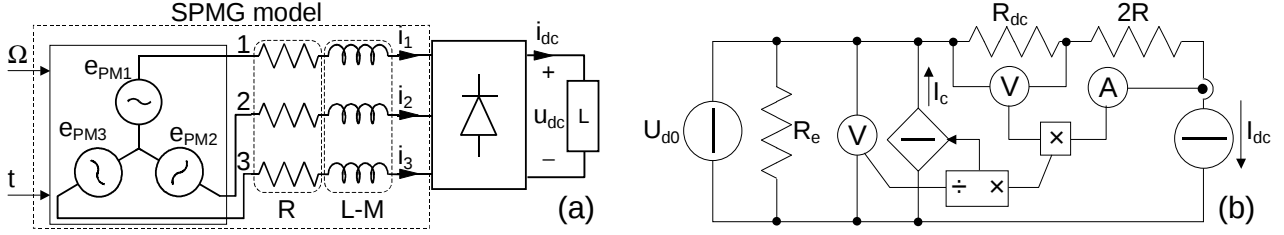


Figura 2.3: Circuiti elettrici equivalenti; (a): modello generatore-raddrizzatore; (b) circuito equivalente per la descrizione del comportamento lato corrente continua

In particolare, assumendo di avere sul DC link un filtro induttivo tale da poter ritenere $i_{dc} = I_{dc} = \text{costante}$, è possibile ricavare la tensione U_{dc} sul carico in funzione di I_{dc} and Ω mediante un opportuno fitting polinomiale di grado $m+n$ nelle variabili I_{dc} and Ω :

$$U_{dc}(\Omega, I_{dc}) = \sum_{h=0}^m \sum_{k=1}^n a_{h,k} \Omega^k I_{dc}^h \quad (2.8)$$

dove la procedura di fitting permette di determinare la matrice di ordine $m \times n$ $a_{h,k}$ dei coefficienti del polinomio. È importante notare che per $h=0$ la tensione U_{dc} coincide con la tensione a vuoto U_{d0} del raddrizzatore, che può essere considerata proporzionale alla velocità angolare, ovvero:

$$U_{d0} = a_{0,1} \Omega = k_v \Omega, \quad a_{0,k} = 0 \text{ per } k > 1 \quad (2.9)$$

La determinazione della tensione U_{dc} utilizzando la relazione (2.8) permette di definire un circuito equivalente relativo al comportamento lato corrente continua per la valutazione delle caratteristiche d'uscita del sistema generatore-raddrizzatore. A questo scopo, l'equazione della tensione può essere scritta come:

$$U_{d0} = U_{dc} + (R_{dc} + 2R)I_{dc} \quad (2.10)$$

dalla quale può essere ricavata la resistenza equivalente non lineare relativa alla commutazione:

$$R_{dc}(\Omega, I_{dc}) = \frac{U_{d0} - U_{dc}}{I_{dc}} - 2R = \frac{k_v \Omega - U_{dc}(\Omega, I_{dc}) - 2RI_{dc}}{I_{dc}} \quad (2.11)$$

In Figura 2.3b è mostrato il circuito rappresentativo dell'equazione (2.10), dove sono stati inclusi anche i seguenti parametri:

- un generatore di corrente pilotato di valore I_c avente lo scopo di compensare la potenza attiva fittizia che apparentemente viene dissipata sulla resistenza R_c . Questa potenza infatti non ha alcun significato fisico ai fini della conversione elettromeccanica. Il valore di I_c può essere ricavato dalla seguente relazione:

$$U_{d0} I_c = R I_{dc}^2 \Rightarrow I_c = \frac{R_{dc} I_{dc}}{U_{d0}} I_{dc} \quad (2.12)$$

- una resistenza equivalente R_e associata alle perdite elettromagnetiche a vuoto costituite dalle perdite nel ferro P_{fe} e dalle perdite nei magneti permanenti P_{PM} . Il valore R_e relativo alla generica velocità angolare Ω è dato dalla relazione seguente:

$$R_e(\Omega) = \frac{U_{d0}^2}{P_{fe} + P_{PM}} \quad (2.13)$$

Le perdite nel ferro e nei magneti permanenti sono state ottenute elaborando i risultati di una sequenza di analisi FEM magnetostatiche. Le perdite così valutate alla velocità nominale Ω^* possono essere riportate alla generica velocità angolare Ω utilizzando le relazioni:

$$P_{fe} = p_h^* \frac{\Omega}{\Omega_n} + p_{ec}^* \left(\frac{\Omega}{\Omega_n} \right)^2 + p_{ex}^* \left(\frac{\Omega}{\Omega_n} \right)^{3/2} \quad (2.14)$$

$$P_{PM} = p_{ec,PM}^* \left(\frac{\Omega}{\Omega_n} \right)^2 \quad (2.15)$$

dove p_h^* , p_{ec}^* , p_{ex}^* rappresentano le perdite totali per isteresi, correnti parassite e addizionali nei nuclei ferromagnetici laminati alla velocità nominale Ω_n , mentre $p_{ec,PM}^*$ è rappresentativo delle perdite per correnti parassite nei magneti permanenti sempre riferite alla velocità nominale Ω_n .

I circuiti equivalenti delle figure 2.2 e 2.3 possono essere integrati in un unico circuito utilizzando l'equazione (2.9). Questa equazione è formalmente equivalente alla relazione tra le tensioni primaria e secondaria di un trasformatore ideale avente un rapporto di trasformazione k_v e una tensione primaria pari a Ω .

Sulla base di questa considerazione si è ottenuto il circuito di Figura 2.4: questa semplificazione circuitale risulta essere conveniente soprattutto in fase di controllo del sistema in quanto, una volta stabilita la velocità del vento, il comportamento dinamico è stabilito dalle sole grandezze elettriche.

Nel circuito è stata indicata la resistenza equivalente R_0 rappresentativa delle totali perdite a vuoto $P_0 = P_m + P_{fe} + P_{PM}$ (perdite elettromagnetiche e meccaniche). Con riferimento alle equazioni (2.5) e (2.13), la resistenza R_0 è data dalla relazione:

$$R_0 = \frac{k_v^2 k_m R_e}{k_v^2 k_m + R_e} \quad (2.16)$$

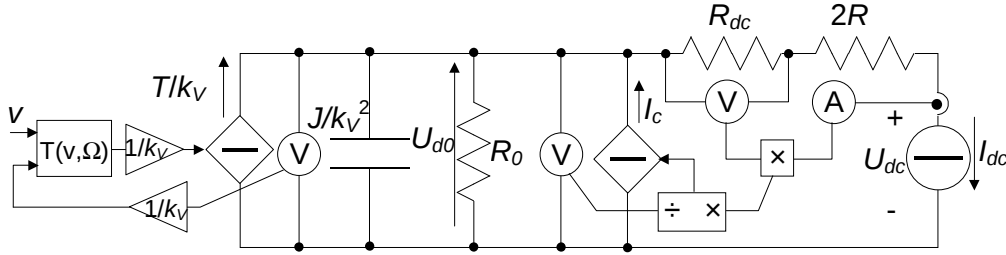


Figura 2.4: Circuito elettrico equivalente ridotto

Il modello circuitale così ricavato può rivelarsi estremamente efficace per:

- valutare in tempi rapidi la convenienza dell'installazione del generatore in siti di cui si conosce la distribuzione anemometrica;
- esaminare l'influenza esercitata sulla resa energetica dei parametri elettrici e meccanici del generatore elettrico e della turbina;
- studiare la risposta dell'aerogeneratore in presenza di variazioni di velocità del vento.

2.4 Strategia di controllo

La strategia di controllo ha come obiettivo quello di massimizzare la potenza prodotta dall'aerogeneratore per valori di velocità del vento variabili all'interno del range di funzionamento stabilito.

A tale fine le grandezze di controllo, costituite dalla corrente di carico I_{dc} e dall'angolo di passo β , devono essere variate seguendo delle strategie tali da soddisfare il bilancio di potenza definito in (2.1) ed i limiti elettrici e meccanici.

Definiamo innanzitutto alcune grandezze:

- *Velocità di cut-in* ($v_{cut,in}$): minima velocità del vento per cui la turbina inizia a produrre energia;
- *Velocità nominale del vento* (v_n): valore di velocità del vento per cui è stato dimensionato il sistema;
- *Velocità di cut-out* ($v_{cut,out}$): massima velocità del vento tollerabile dal sistema;
- *Massima velocità angolare* (Ω_M);
- *Velocità del vento v_M per cui si ottiene la velocità di rotazione Ω_M .*

Una volta noti questi parametri, possono essere individuate tre differenti strategie operative:

- a) nel range di velocità compreso tra la velocità di cut-in e la velocità nominale ($v_{cut,in} \leq v \leq v_n$) il punto di lavoro corrisponde al valore di tip-speed ratio λ_M che massimizza il coefficiente di potenza in condizioni di angolo di passo nullo, ovvero $\beta=0^\circ$.

In queste condizioni la velocità di rotazione varia proporzionalmente con la velocità del vento secondo la relazione:

$$\Omega = \frac{\lambda_M(0)v}{R_t} \quad (2.17)$$

- b) nell'intervallo $v_n \leq v \leq v_M^*$ la corrente di carico è mantenuta ad un valore costante e pari al valore nominale I_{dc}^* , mentre l'angolo di passo viene regolato in maniera tale da mantenere la velocità di rotazione entro i valori stabiliti dai limiti meccanici. È opportuno osservare che in questa regione di funzionamento si opera con velocità angolari superiori alla nominale ($\Omega > \Omega_n$), per cui è necessario un modesto sovradimensionamento in tensione del convertitore;
- c) nell'intervallo $v_M \leq v \leq v_{cut,out}$ la corrente di carico è mantenuta ancora costante al valore $I_{dc,n}$ e l'angolo di passo viene regolato in modo tale da mantenere la velocità di rotazione al valore massimo Ω_M , fornendo in uscita una potenza costante.

In base alla strategia sopra descritta si possono definire in funzione della velocità del vento i valori di riferimento $I_{dc,r}(v)$ e $\beta_r(v)$ relativi alla corrente DC e all'angolo di passo, note le caratteristiche elettromeccaniche del sistema aerogeneratore-carico.

Per ottenere la modalità di funzionamento relativa al caso a), sono state proposte diverse tecniche aventi lo scopo di far funzionare la turbina nelle condizioni di massima potenza sviluppata (maximum power point tracking or MPPT) [1,5,6].

L'approccio proposto nel seguito prevede di lavorare con $\lambda = \lambda_M$ controllando la corrente I_{dc} al fine di regolare la coppia resistente al variare della velocità del vento. In base al bilancio della potenza si ottiene per i valori di riferimento:

$$2RI_{dc,r}^2 + U_{dc}(\Omega_r, I_{dc,r})I_{dc,r} = 2RI_{dc,r}^2 + P_{dc,r} = P_t(v) - P_0(\Omega_r) \quad (2.18)$$

dove Ω_r è dato dalla (2.17) e $P_{dc,r} = U_{dc}(\Omega_r, I_{dc,r})I_{dc,r}$ è il riferimento di potenza erogata al carico DC.

Le soluzioni della (2.18) per diverse valori di v sono interpolate con una funzione polinomiale del tipo:

$$I_{dc,r}(v) = \sum_{k=0}^n b_k v^k \quad (2.19)$$

Al fine di permettere un rapido raggiungimento della velocità angolare di regime, stabilita in base alla strategia MPPT, e limitare le sollecitazioni meccaniche nella fase di avviamento, si impone un'implementazione caratterizzata da due fasi di funzionamento: dapprima la turbina viene lasciata accelerare in assenza di carico fino ad una velocità $\Omega = k_\Omega \Omega_r$ ($k_\Omega < 1$), successivamente viene applicato il riferimento di corrente con un andamento temporale a rampa. Alcune simulazioni effettuate in sede preliminare hanno tuttavia evidenziato la possibilità di avere delle oscillazioni nelle principali grandezze meccaniche, dovute alla presenza di disturbi sovrapposti al valore della velocità del vento (sia esso misurato direttamente o stimato mediante tecniche sensorless); di conseguenza è stato inserito un filtro passa-basso, in grado di fornire un profilo di corrente sufficientemente regolare.

Quando la velocità del vento è superiore a quella nominale (caso b), generalmente viene proposto il funzionamento a potenza costante con $\Omega = \Omega_n$ e $I_{dc} = I_{dc}^*$; in questa trattazione invece, ammettendo un sovraccarico in tensione predefinito, l'andamento dei riferimenti viene stabilito utilizzando ancora il bilancio della potenza con $I_{dc} = I_{dc}^*$:

$$k_c C_p \left(\frac{\Omega_r R_t}{v}, \beta_r \right) v^3 = P_0(\Omega_r) + 2RI_{dc}^{*2} + P_{dc}^* \quad (2.20)$$

Un possibile approccio per definire una legge di variazione ottimale per β_r consiste nel determinare la velocità v in funzione di β e Ω , applicando la (2.20) con caratteristica $C_p(\lambda, \beta)$ nota analiticamente.

Costruendo le curve iso-valore di v a partire da tale formulazione, si possono determinare i valori β che massimizzano la velocità rotorica e quindi la potenza trasferita all'albero del generatore: interpolando analiticamente i dati così ricavati, viene individuata la funzione $\beta_r(v)$ da applicare durante questa fase di funzionamento.

Quando viene raggiunta la velocità rotorica massima ammissibile (caso c), si ricava la caratteristica $\beta_r(v)$ risolvendo numericamente la (2.20) con $\Omega_r = \Omega_M$.

2.4.1 Implementazione dell'algoritmo di controllo

L'implementazione della strategia di controllo sopra descritta è stata effettuata con riferimento sia ad applicazioni in cui sono disponibili sensori di velocità del vento e rotorica, sia a configurazioni di tipo sensorless. In linea di principio la procedura, comune ad entrambi gli approcci, può essere sintetizzata come segue (Figura 2.5):

- la velocità del vento v (stimata o fornita dall'anemometro) viene utilizzata per generare preliminarmente i riferimenti di velocità rotorica Ω_r , corrente $I_{dc,r0}$ e angolo di passo β_r ;
- nota la velocità rotorica (stimata o fornita da un encoder), si calcola l'errore di velocità $\Delta\Omega$; questo segnale viene utilizzato per correggere i valori di v e $I_{dc,r0}$ mediante le variazioni Δv e $\Delta I_{dc,r}$ generate da opportuni algoritmi di regolazione: il valore corretto di stima di velocità v' viene utilizzato per intervenire sui valori dei riferimenti Ω_r , $I_{dc,r0}$ e β_r mentre quello di corrente $I_{dc,r}$ viene quindi usato per pilotare il convertitore lato carico;
- il riferimento dell'angolo di passo delle pale viene inviato al circuito di controllo del sistema di attuazione che, secondo una dinamica prestabilita che tenga conto dei vincoli di sollecitazione e prontezza di risposta, produce il valore di β desiderato.

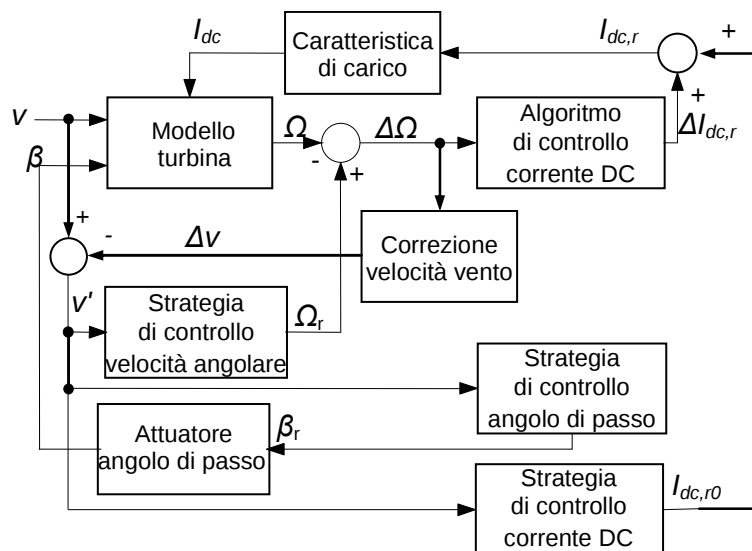


Figura 2.5: Schema a blocchi dell'algoritmo di controllo

Nella configurazione di tipo sensorless le principali grandezze meccaniche vengono determinate unicamente sulla base di misure di grandezze elettriche. Ciò è possibile sfruttando il modello meccanico della turbina e quello circuitale del generatore e del carico. L'obiettivo è quello di ottenere una stima affidabile della velocità del vento per impostare i riferimenti $I_{dc,r}$, Ω_r e β_r , sulla base delle strategie di controllo discusse nel paragrafo precedente.

2.5 Stima della velocità angolare e della coppia

Note la tensione U_{dc} e la corrente I_{dc} misurate al DC link, risolvendo l'equazione polinomiale (2.8) nell'incognita Ω , è possibile giungere alla formulazione di una funzione $\Omega(U_{dc}, I_{dc})$ per la determinazione della velocità angolare.

Per quanto riguarda la coppia erogata dalla turbina eolica, si considera l'equazione di bilancio delle coppie (espressa in termini di Laplace trasformate):

$$T = T_{em} + T_m + Js\Omega = T_0 + T_1 + Js\Omega \quad (2.21)$$

dove T_0 è la coppia frenante a vuoto e T_1 è l'incremento della coppia frenante nel passaggio da vuoto a carico. Con riferimento al circuito di Figura 2.4, risulta che:

$$T_0 = \frac{U_{d0}^2/R_0}{\Omega} \quad (2.22)$$

$$T_1 = \frac{P_{dc} + 2RI_{dc}^2}{\Omega}$$

dove la resistenza R_0 è ricavata tramite la (2.16), una volta nota la velocità $\Omega(U_{dc}, I_{dc})$ stimata precedentemente, da cui dipendono sia il coefficiente k_m che la resistenza R_e (equazioni (2.5) e (2.13)). Le (2.22) definiscono perciò delle funzioni determinabili a partire dalla conoscenza delle sole grandezze elettriche. Ad evitare problemi di natura numerica connessi all'inevitabile presenza di disturbi (siano essi legati alla discretizzazione numerica in ambito di simulazione, oppure al rumore presente nella realtà fisica dell'applicazione) il termine corrispondente alla coppia inerziale $Js\Omega$ è stato rimpiazzato con la seguente funzione di trasferimento:

$$\frac{Js\Omega}{(1 + \tau_m s)^2} \quad (2.23)$$

in cui $\tau_m = 1/f_m$ è la costante tempo scelta in base alla frequenza f_m della banda passante, prefissata in base alle caratteristiche fisiche del sistema ed a esigenze di accuratezza. Tale funzione permette di limitare le perturbazioni dovute alla presenza di rumore numerico sovrapposto agli andamenti delle grandezze calcolate per frequenze $f > f_m$.

2.6 Stima della velocità del vento

L'assenza dell'anemometro può rivelarsi estremamente conveniente, in quanto comporta una riduzione dei costi grazie all'eliminazione del sensore e di tutti i componenti necessari per il condizionamento e la trasmissione del segnale e delle problematiche inerenti al posizionamento del sensore stesso. L'algoritmo sviluppato mira innanzitutto a definire una funzione di tipo analitico per ricavare il valore di tip-speed ratio a partire dalla conoscenza di T ed Ω . Sostituendo $v = \Omega R_t / \lambda$ e rielaborando l'equazione della coppia in (2.3), si ottiene:

$$T = k_{t1} \frac{c_p(\lambda, \beta)}{\lambda^3} \Omega^2, \quad k_{t1} = k_t R_t^2 \quad (2.24)$$

Riformulando la (2.24) ed utilizzando i valori T e Ω di coppia e velocità angolare della turbina (siano essi ricavati direttamente da misure in campo o stimati come descritto al punto precedente), si ottiene la seguente equazione nell'incognita λ :

$$\frac{c_p(\lambda, \beta)}{\lambda^3} = F, \quad F = \frac{T}{k_{t1} \Omega^2} \quad (2.25)$$

In linea di principio, la risoluzione della (2.25) al variare dei parametri F e β permette di definire una funzione $\lambda = \lambda(F, \beta)$ per la determinazione del tip-speed ratio. In realtà, per definire tale funzione, sono stati ricavati i valori di F corrispondenti ad un set preimpostato di valori $\{\lambda, \beta\}$, e successivamente $\lambda(F, \beta)$ viene ricavata mediante un'interpolazione inversa. Si può quindi ottenere una stima v' della velocità del vento come $v' = \Omega R_t / \lambda(F, \beta)$. Dal punto di vista della formulazione analitica di $\lambda(F, \beta)$, possono sorgere dei problemi legati alla non biunivocità rispetto a F . All'atto pratico tali problemi vengono risolti considerando, nel funzionamento a regime, il tratto di caratteristica corrispondente al funzionamento stabile; dato che la turbina va ad operare nel rimanente tratto solo in particolari condizioni transitorie per cui non si pongono esigenze di

precisione nell'inseguimento del riferimento di velocità, il corrispondente andamento della caratteristica reale viene "corretto" in modo tale da rendere biunivoca la corrispondenza $\lambda \leftrightarrow F$ ed evitare quindi difficoltà nell'implementazione del controllo, garantendo comunque l'uscita del punto di funzionamento dalla zona di instabilità.

2.7 Definizione dei parametri dell'anello di controllo di velocità

La progettazione del sistema di controllo deve garantire che la turbina a regime si porti ad operare nel punto di lavoro ottimale, senza posizionarsi nella parte instabile della caratteristica del C_p ($\lambda < \lambda_M$) e senza risentire di eventuali variazioni parametriche (ad esempio la densità dell'aria) o di incertezze di misura tipicamente legate al segnale proveniente dall'anemometro. A questo scopo sono state messe a punto due reti di correzione, come precedentemente accennato (Figura 2.5), che agiscono rispettivamente sul riferimento di corrente $I_{dc,r}$ e sul segnale relativo alla velocità del vento stimato o fornito dall'anemometro v . In particolare, per quanto la configurazione sensorless, in Figura 2.6 viene rappresentato lo schema di controllo completo dove vengono evidenziati in particolare i blocchi relativi alla stima delle grandezze meccaniche ed in particolare della velocità del vento e le reti correttrici precedentemente citate.

Per quanto riguarda il calcolo della variazione $\Delta I_{dc,r}$ si è cercato di esprimere la relazione che intercorre tra le variazioni di velocità angolare $\Delta \Omega$ e le variazioni della corrente di carico ΔI_{dc} con una funzione di trasferimento semplificata basata sulla rappresentazione circuitale di Figura 2.4; in base a questa relazione sono stati poi definiti i parametri della funzione di trasferimento R_i del regolatore.

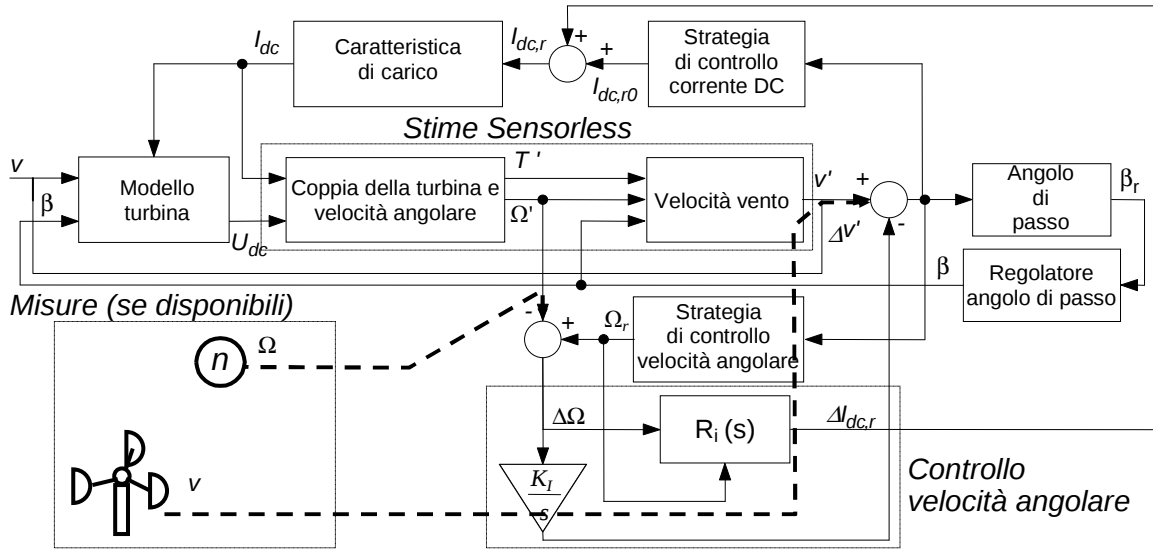


Figura 2.6: Schema di controllo per la configurazione dotata di sensore e sensorless (T', Ω', v' : valori stimati; le linee tratteggiate rappresentano i segnali provenienti dai sensori, se sono presenti).

Linearizzando il comportamento dinamico del sistema attorno ad un punto di regime individuato dal valore di velocità Ω_r e di coppia corrispondente T_r , ricavato in base alla strategia suesposta, si può riscrivere l'equazione di bilancio delle coppie (corrispondente ad un'equazione di nodo per le correnti nel circuito di Figura 2.4) come:

$$\frac{\Delta T}{k_v} = \frac{J}{k_v} \frac{d\Delta \Omega}{dt} + \frac{k_v}{R_0} \Delta \Omega - \Delta I_c + \Delta I_{dc} \quad (2.26)$$

Per quanto riguarda la coppia della turbina, si ha:

$$\begin{aligned} \frac{dT}{d\Omega} &= \frac{\partial T}{\partial \lambda} \frac{\partial \lambda}{\partial \Omega} + \frac{\partial T}{\partial \Omega} = -3 \frac{\pi}{2} \rho C_p(\lambda) \frac{R^5 \Omega^2}{\lambda^3} \frac{1}{\lambda} \frac{R}{v} + \frac{\pi}{2} \rho C_p(\lambda) \frac{R^5 \Omega^2}{\lambda^3} \frac{2}{\Omega} \Rightarrow \\ \Rightarrow \frac{dT}{d\Omega} &= -\frac{3T}{\lambda} \frac{R}{v} + T \frac{2}{\Omega} = T \left(-\frac{3R}{\lambda v} + \frac{2}{\Omega} \right) = -\frac{T}{\Omega} \end{aligned} \quad (2.27)$$

Nota l'espressione della derivata prima della coppia, è quindi possibile linearizzare l'andamento della stessa nell'intorno di un generico valore di velocità $\Omega = \Omega_0$:

$$T(\Omega) = T(\Omega_0) + \left. \frac{dT}{d\Omega} \right|_{\Omega=\Omega_0} (\Omega - \Omega_0) \Rightarrow T(\Omega) - T(\Omega_0) = \left. \frac{dT}{d\Omega} \right|_{\Omega=\Omega_0} (\Omega - \Omega_0) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \Delta T = - \frac{T(\Omega_0)}{\Omega_0} \Delta \Omega \quad (2.28)$$

mentre la variazione della corrente di compensazione I_c non viene considerata, dato che differenziando la (2.12) si ottengono termini infinitesimi di ordine superiore che la rendono trascurabile. Riscrivendo la (2.26) in termini di L-trasformate e risolvendo rispetto a $\Delta \Omega$ si ottiene:

$$\Delta \Omega(s) = - \frac{1}{k_v/R_0 + T_r/(k_v \Omega_r) + J/k_v s} \Delta I_{dc}(s) = - \frac{G_i}{1 + s\tau_i} \Delta I_{dc}(s) \quad (2.29)$$

con G_i e τ_i rispettivamente guadagno statico e costante di tempo dati da:

$$G_i = \frac{1}{k_v/R_0 + T_r/(k_v \Omega_r)} \quad , \quad \tau_i = \frac{J}{k_v^2/R_0 + T_r/\Omega_r} \quad (2.30)$$

Il comportamento dell'impianto eolico considerato risulta perciò assimilabile a quello di un sistema del primo ordine, con un guadagno dipendente dalla velocità rotorica. Interpolando i valori di G_i ricavati mediante la (2.30) al variare di Ω_r è possibile definire una funzione polinomiale del tipo:

$$G_i(\Omega_r) = \sum_{k=0}^4 c'_k \Omega_r^k \quad \Omega_r \leq \Omega^* \quad (2.31)$$

$$G_i(\Omega_r) = \sum_{k=0}^2 c''_k \Omega_r^k \quad \Omega^* < \Omega_r \leq \Omega_M$$

Il calcolo della funzione di trasferimento permette di scegliere i parametri del regolatore; in particolare si è visto che, nel caso di sistema dotato di anemometro, è necessario utilizzare un regolatore proporzionale - integratore per evitare la presenza di errori a regime e compensare l'effetto di eventuali variazioni parametriche. L'espressione utilizzata è del tipo:

$$R_i(s) = K_{P,i} + K_{I,i}/s = (1 + s\tau_R)/(sG_i\tau_R) \quad , \quad K_{P,i} = \frac{1}{G_i(\Omega_r)} \quad , \quad K_{I,i} = \frac{K_{P,i}}{\Omega_r} \quad (2.32)$$

è stato assunto un valore fisso della costante di tempo τ_R confrontabile con quello di τ_i corrispondente alla velocità nominale Ω_n .

Nel caso del sistema sensorless si è riscontrato invece che un regolatore puramente proporzionale con guadagno $K_{P,i}=1/G_i(\Omega_r)$ è adeguato a garantire i requisiti di precisione e stabilità.

Il termine correttivo $\Delta v'$ relativo alla velocità del vento, mirato alla compensazione dell'errore di velocità $\Delta \Omega$, interviene sia sulla generazione del riferimento di corrente $I_{dc,r0}$ sia su quello dell'angolo di passo β_r . A livello di funzionamento a regime, ciò permette di correggere, quanto meno a livello parziale, gli errori di misura connessi all'eventuale presenza di un sensore anemometrico sia intrinseci dell'apparecchio stesso sia legati alla discrepanza tra i valori rilevati e quelli effettivamente sperimentati dalla turbina per effetto della disuniformità della distribuzione della velocità della corrente d'aria, legata a svariati fattori ambientali spesso difficilmente identificabili e controllabili. Esso permette inoltre di compensare variazioni parametriche, quali ad esempio la densità dell'aria, sia nei sistemi con sensore sia in quelli sensorless, i quali tuttavia manifestano già intrinsecamente una migliore immunità a tali variazioni. Inoltre, la correzione di v permette anche di migliorare la risposta dinamica del sistema, abbreviando il transitorio per il raggiungimento della condizione di regime e limitando nel contempo le sollecitazioni dinamiche. La correzione $\Delta v'$ viene generata modulando l'errore di velocità angolare $\Delta \Omega$ (Figura 2.6) con un'azione integrale che permette di eliminare l'errore a regime: il corrispondente guadagno K_I è stabilito cercando di realizzare un adeguato compromesso tra l'esigenza di migliorare la prontezza del sistema e quella di evitare eccessive fluttuazioni nella potenza

erogata. Con riferimento alle configurazioni dotate di sensore, le simulazioni effettuate hanno permesso di verificare che, anche in condizioni di segnale fornito dall'anemometro affetto da errore, la correzione con il segnale $\Delta v'$ permette al sistema di raggiungere condizioni di funzionamento molto prossime a quelle corrispondenti ad assenza di errore di misura.

2.8 Controllo dell'angolo di passo

Assumendo che l'attuatore per la regolazione dell'angolo di passo operi in condizioni di velocità angolare costante fino al raggiungimento del valore di riferimento β_r , il comportamento dinamico di tale sistema è stato simulato con un blocco $R_\beta(s)$ che impone un ritardo proporzionale alla differenza tra il valore dell'angolo impostato in ingresso e quello corrispondente alla posizione corrente. I due regolatori ad isteresi (HB_1 e HB_2) in parallelo riportati nello schema a blocchi dell'algoritmo implementato (Figura 2.7a) consentono di raggiungere una condizione di regime fissa, riducendo il numero di interventi anche in presenza di rapide variazioni del riferimento β_r . Utilizzando bande sfasate tra loro di un piccolo intervallo $\varepsilon_1 - \varepsilon_2$, con uscite rispettivamente $\{0,1\}$ e $\{-1,0\}$ (Figura 2.7b), si ottiene un riferimento in uscita che può assumere i valori ± 1 e 0: quest'ultimo valore permette di mantenere invariato il valore β sino a quando l'errore $\Delta\beta$ non esce dall'intervallo $[-\varepsilon_1, \varepsilon_1]$. Il valore delle soglie di intervento ε_1 (punto di switch-on) ed ε_2 (punto di switch-off) deve essere scelto realizzando un compromesso tra l'esigenza di limitare l'intervento del pitch actuator e quella di garantire adeguate accuratezza e prontezza di risposta nell'inseguimento del riferimento β_r che influiscono sulle sollecitazioni dinamiche subite dalla turbina in condizioni transitorie (sovra velocità) e sulla resa energetica.

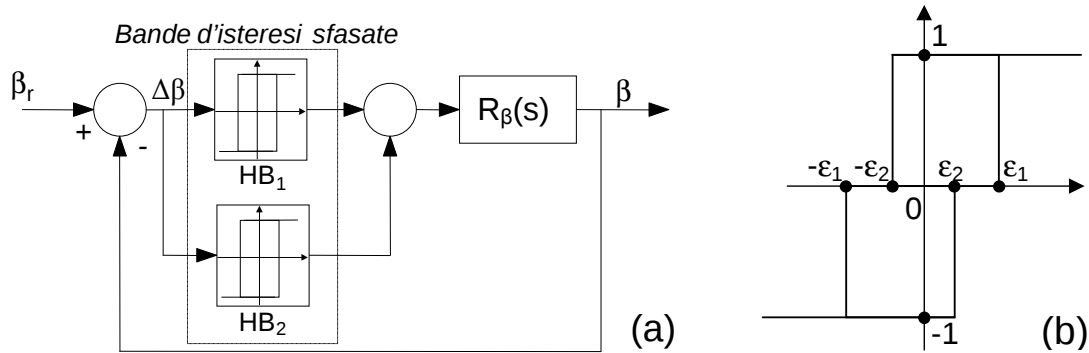


Figura 2.7: Controllo dell'angolo di passo: schema generale (a) e doppia banda di isteresi (b)

2.9 Esempio di applicazione

La strategia di controllo proposta è stata applicata ad un sistema eolico caratterizzato da una potenza nominale di 20 kW e composto da un generatore sincrono a magneti permanenti e da un raddrizzatore.

Una sezione del generatore è riportata in Figura 2.8, è provvisto di 32 magneti ($p=16$) a terre rare (NdFeB) ed ha una lunghezza assiale $l_m=200$ mm.

I parametri elettrici del circuito sono i seguenti: $k_v=46.12$ Vs, $R=0.56 \Omega$ e $L-M=18.97$ mH; il valore nominale di corrente lato DC vale $I_{dc}^*=39$ A.

In Tabella 2.1 sono riportati i valori di perdite nel ferro di statore, nei magneti permanenti e meccaniche alla velocità angolare $\Omega=\Omega^*$: è importante sottolineare il fatto che le perdite nei magneti permanenti sono circa doppie delle perdite nel ferro di statore e che le perdite a vuoto sono solo il 21% delle perdite ohmiche.

L'interpolazione dei valori di tensione lato DC, calcolata mediante il circuito di Figura 2.3, è mostrata in Figura 2.9. È interessante notare come la caduta di tensione vari in maniera pressoché lineare con la corrente I_{dc} quando questa è al di sotto del suo valore nominale, mentre risulti essere molto più accentuata per valori superiori a I_{dc}^* a causa degli effetti di commutazione: questo aspetto ha portato all'utilizzo di un polinomio di quarto grado per riprodurre la dipendenza dalla corrente e di uno di quinto per riprodurre la dipendenza dalla velocità di rotazione ($m=4$ e $n=5$ nell'equazione (2.8)).

Per il coefficiente di potenza è stata utilizzata la seguente espressione analitica [7]:

$$C_p(\lambda, \beta) = a_1 e^{-\frac{a_5}{\lambda_i(\lambda, \beta)}} \left(\frac{a_2}{\lambda_i(\lambda, \beta)} - a_3 \beta - a_4 \right) + a_6 \lambda$$

$$\lambda_i(\lambda, \beta) = \frac{1}{\frac{1}{a_7 \beta + \lambda} - \frac{a_8}{\beta^3 + 1}}$$
(2.33)

in cui i valori di $a_1, \dots, a_8$ sono riportati in Tabella 2.2 insieme ad altre grandezze meccaniche caratteristiche della turbina analizzata.

Utilizzando le relazioni (2.33), è stata ricavata la funzione interpolante $\lambda(F, \beta)$ del tip-speed ratio, in accordo con l'equazione (2.25). La Figura 2.10 mostra che la relazione che lega λ ed F non è biunivoca nell'intervallo $\lambda < \lambda_M$, ma che comunque è stata ottenuta una buona corrispondenza tra valori iniziali ed interpolati nella regione di funzionamento stabile del sistema ($\lambda \geq \lambda_M$).

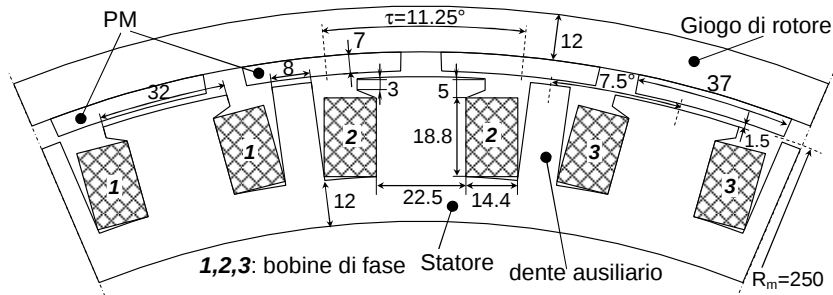


Figura 2.8: Sezione ridotta del generatore (4 poli); dimensioni in mm

Tabella 2.1: Perdite nel ferro di statore, nei magneti e meccaniche in [W] (riferite alla velocità nominale)

p_h^*	p_{ec}^*	p_{ex}^*	P_{fe}	$p_{ec, PM}^*$	P_m^*
76.4	36.6	9.9	122.9	227.4	74.9

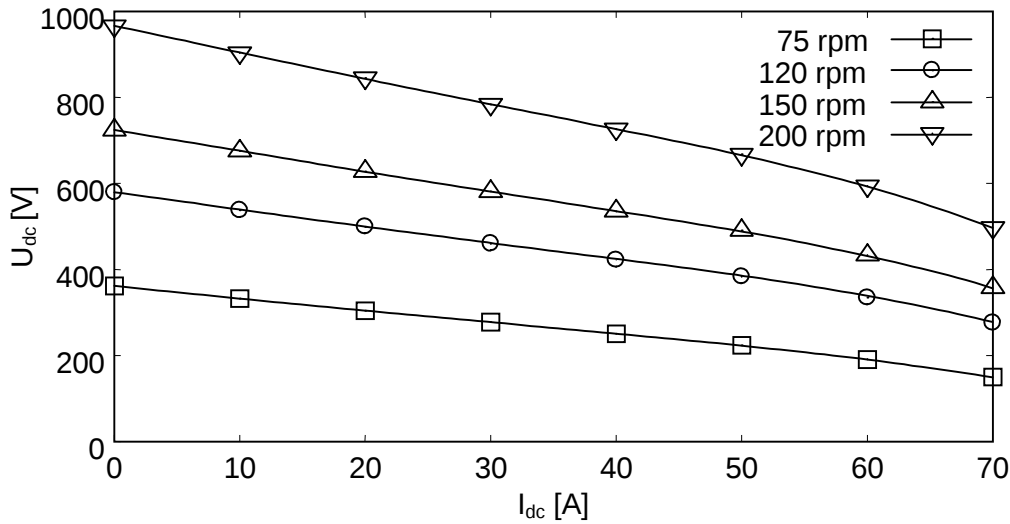


Figura 2.9: Tensione d'uscita in funzione della corrente di carico per diverse velocità di rotazione

Tabella 2.2: Principali dati per la determinazione delle prestazioni della turbina

$\rho = 1.293 \text{ kg/m}^3$	$R_t = 5.1 \text{ m}$	$C_{pM,0} = 0.48$	$\lambda_M = 8.1$
$v^* = 9.6 \text{ m/s}$	$\Omega^* = 15.25 \text{ s}^{-1}$	$\Omega_M = 23.5 \text{ s}^{-1}$	$J = 1252 \text{ kgm}^2$
$a_1 = 0.518$	$a_2 = 116.0$	$a_3 = 0.4$	$a_4 = 5.0$
$a_5 = 21.0$	$a_6 = 0.007$	$a_7 = 0.08$	$a_8 = 0.035$
$t_{fr} = 1.5 \cdot 10^{-3}$	$t_w = 4 \cdot 10^{-3}$	$v_{cut,in} = 3.5 \text{ m/s}$	$v_{cut,out} = 20 \text{ m/s}$

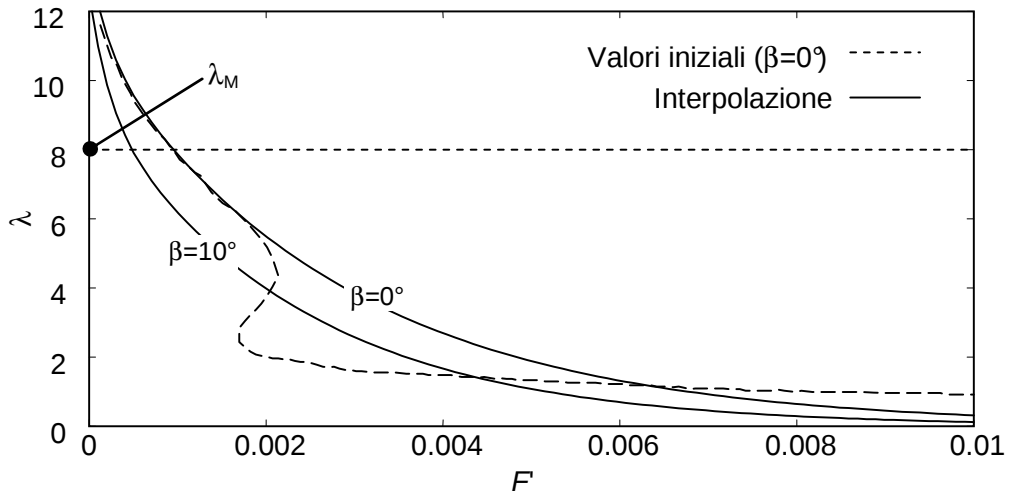


Figura 2.10: Confronto tra valori iniziali e interpolati di tip-speed ratio per diversi valori di angolo di passo delle pale

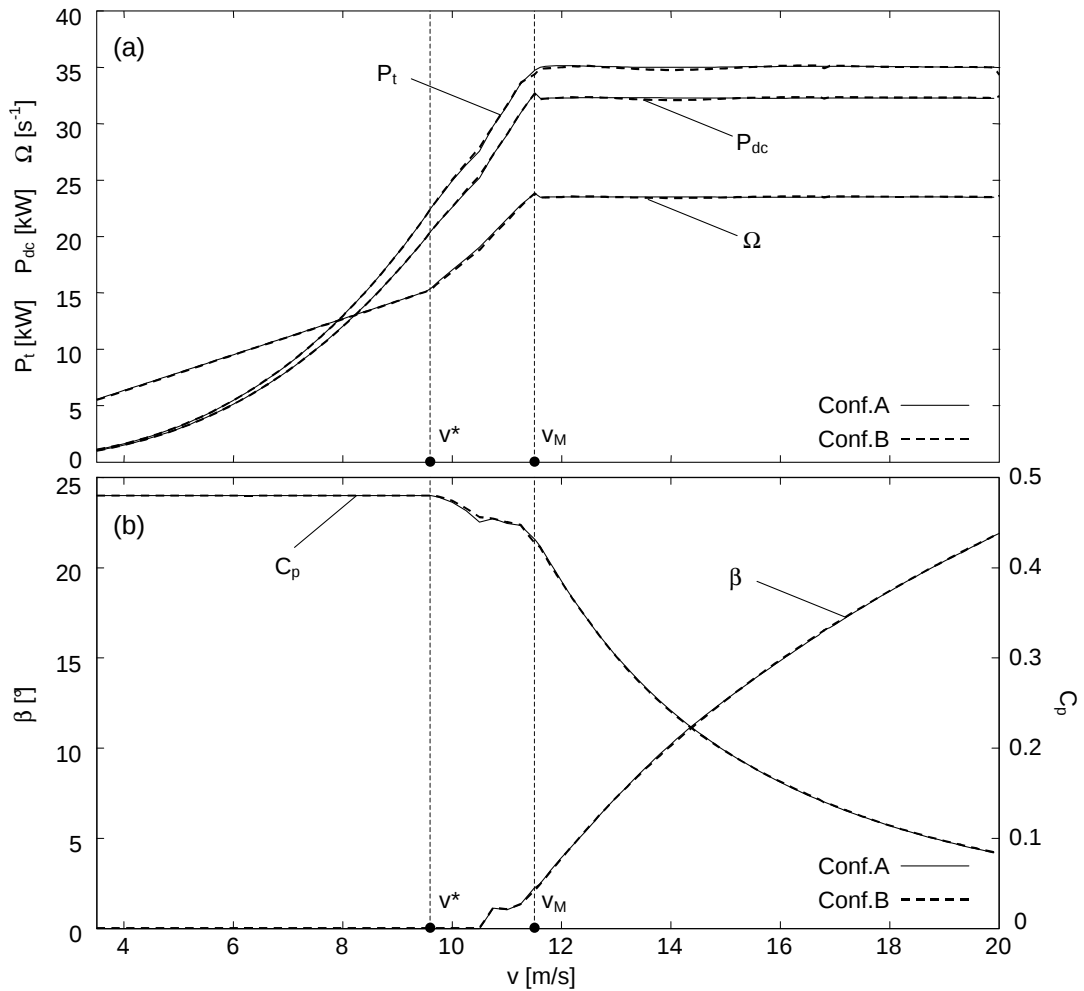


Figura 2.11: Confronto tra le principali grandezze in funzione della velocità del vento per le configurazioni con e senza anemometro; (a) potenza della turbina, potenza d'uscita e velocità di rotazione; (b) angolo di passo e coefficiente di potenza.

2.9.1 Caratteristiche d'uscita

Il modello circuitale è stato utilizzato per calcolare le caratteristiche dell'aerogeneratore al variare della velocità del vento, implementando la strategia di controllo proposta, ipotizzando sia la presenza di un anemometro (Conf.A) sia utilizzando una stima della velocità del vento secondo l'approccio sensorless (Conf.B). Come mostrato in Figura 2.11, le simulazioni effettuate nei due casi dimostrano un ottimo accordo

tra i risultati in tutti i campi di funzionamento definiti in base ai valori di velocità del vento. In particolare si può osservare che:

- nella regione $v \leq v_n$, la turbina lavora in condizioni di massima potenza resa con velocità angolare che varia proporzionalmente alla velocità del vento: in particolare in corrispondenza della velocità nominale si ottengono i valori nominali di potenza sviluppata dalla turbina $P_t^* = 22.5$ kW e di potenza erogata al DC-bus $P_{dc}^* = 20.46$ kW ed il corrispondente rendimento $\eta_t^* = P_{dc}^*/P_t^* = 0.91$;
- nella regione $v_n \leq v \leq v_M = 11.5$ m/s, la velocità angolare cresce con un tasso più rapido rispetto al precedente perché la corrente erogata ora rimane costante: questo comporta un incremento della potenza sviluppata dalla turbina e della potenza resa rispetto ai valori nominali fino a raggiungere i valori massimi $P_{t,M} = 35.2$ kW, $P_{dc,M} = 32.36$ kW (sovraccarico massimo $P_{dc,M}/P_{dc}^* = 1.58$) ed un incremento del valore di λ che riduce leggermente il coefficiente C_p , mantenendo le condizioni di stabilità di funzionamento: in corrispondenza di $v = v_M$ il rendimento assume il valore $\eta_{t,M} = P_{dc,M}/P_{t,M} = 0.92$;
- nella regione $v \geq v_M = 11.5$ m/s, interviene pesantemente la regolazione dell'angolo di passo che fa lavorare la macchina con valori di potenza sviluppata $P_{t,M}$, potenza resa $P_{dc,M}$, rendimento $\eta_{t,M}$ e velocità Ω_M costanti, attraverso una riduzione del coefficiente C_p .

Il valore del riferimento β_r dell'angolo di passo in funzione di v è stato ricavato imponendo la massimizzazione della corrispondente velocità di regime Ω (mantenendo il vincolo $\Omega \leq \Omega_M$) e quindi della potenza resa al DC bus: i valori di β_r , ottenuti come riportato in Figura 2.12, sono stati successivamente interpolati con una funzione analitica ed inseriti in un database utilizzato dal sistema di controllo.

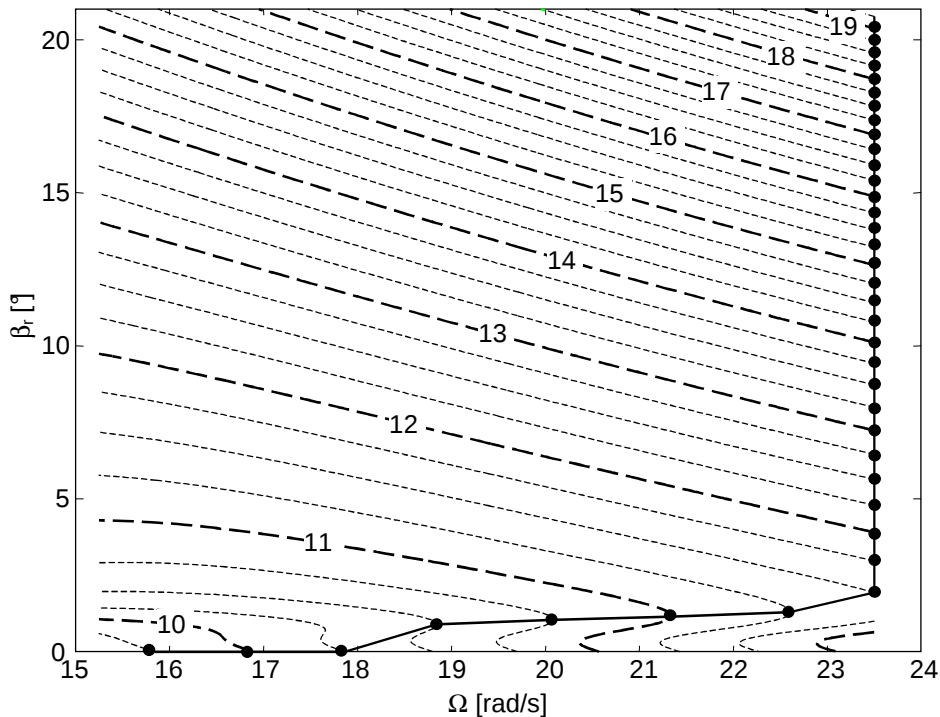


Figura 2.12: Valori di riferimento per l'angolo di passo in funzione della velocità di rotazione che massimizza la potenza d'uscita per diverse velocità del vento

2.9.2 Influenza della variazione della densità dell'aria

Per testare la precisione e l'affidabilità del sistema di controllo in presenza di variazioni parametriche, è stata analizzata la possibilità di avere una variazione della densità dell'aria: tale condizione può risultare critica dal punto di vista delle prestazioni della turbina, visto che la densità dell'aria dipende sia dalla temperatura che dall'altimetria del sito di installazione (passando dal livello del mare a 2000 m la resa può ridursi anche del 20%). A questo scopo è stato simulato l'avviamento della turbina fino alla velocità nominale, imponendo valori di densità dell'aria variati di $\pm 10\%$ rispetto al valore di progetto: è evidente che lo squilibrio di coppia che si viene a creare può far cadere il punto di funzionamento nella regione instabile della caratteristica del C_p ed è quindi necessario un intervento del sistema di controllo che riporti il sistema a funzionare in

condizioni stabili attraverso una correzione sulla corrente I_{dc} , rispettando i vincoli sulla massima corrente e velocità ammissibili. In particolare, ipotizzando una condizione di regime con la velocità del vento prefissata, una diminuzione di ρ produce una riduzione del riferimento di corrente in modo da mantenere il funzionamento in corrispondenza di $C_{pM,0}$; viceversa quando ρ aumenta, la corrente dovrebbe aumentare: se tuttavia $I_{dc,r} > I_{dc,n}$ interviene il limitatore di corrente che determina una condizione di bilancio tra la potenza d'ingresso e la potenza di uscita con una velocità rotorica incrementata e quindi un valore di C_p più basso.

Tabella 2.3: Parametri del regolatore di corrente

$c'_0=3.59$	$c'_1=-0.744$	$c'_2=7.7 \cdot 10^{-2}$	$c'_3=-3.9 \cdot 10^{-3}$	$c'_4=7.7 \cdot 10^{-5}$
$c''_0=5.4 \cdot 10^{-2}$	$c''_1=2.56 \cdot 10^{-2}$	$c''_2=10^{-5}$	$\tau_R=20$ s	

Con riferimento alle espressioni (2.31) e (2.32), i parametri impostati per il regolatore sono riportati in Tabella 2.3. Inoltre si è posto $k_\Omega=0.7$ per l'impostazione del riferimento di velocità nella fase di avviamento ed una costante tempo $\tau_m=0.01$ s nella (2.23) per la stima della derivata della velocità rotorica.

È stato considerato sia il sistema dotato di anemometro (indicato con Conf.A) che quello in configurazione sensorless (indicato con Conf.B)

Nella Figura 2.13 sono rappresentati i profili della velocità rotorica in seguito all'applicazione a gradino della velocità nominale v_n : si può osservare che sia la Conf.A che la Conf.B raggiungono il valore di riferimento della velocità, confermando l'efficacia del sistema di controllo. Tuttavia la risposta dinamica risulta sostanzialmente diversa, in quanto il controllo sensorless presenta overshoot di velocità molto più limitati e raggiunge i valori di regime in tempi più brevi. Riguardo ai valori di regime della velocità Ω , la Conf.A presenta un valore superiore a quello ottimale con densità più elevata per l'intervento della limitazione sulla corrente; invece la Conf.B presenta valori di regime diversi, a causa della diversa stima della velocità del vento elaborata sulla base della coppia della turbina valutata tramite la (2.21). Dal punto di vista della potenza erogata e del rendimento, la Tabella 2.4 evidenzia un comportamento simile delle due configurazioni che forniscono un incremento di potenza resa commisurato all'incremento della densità dell'aria, mantenendo praticamente invariata l'efficienza.

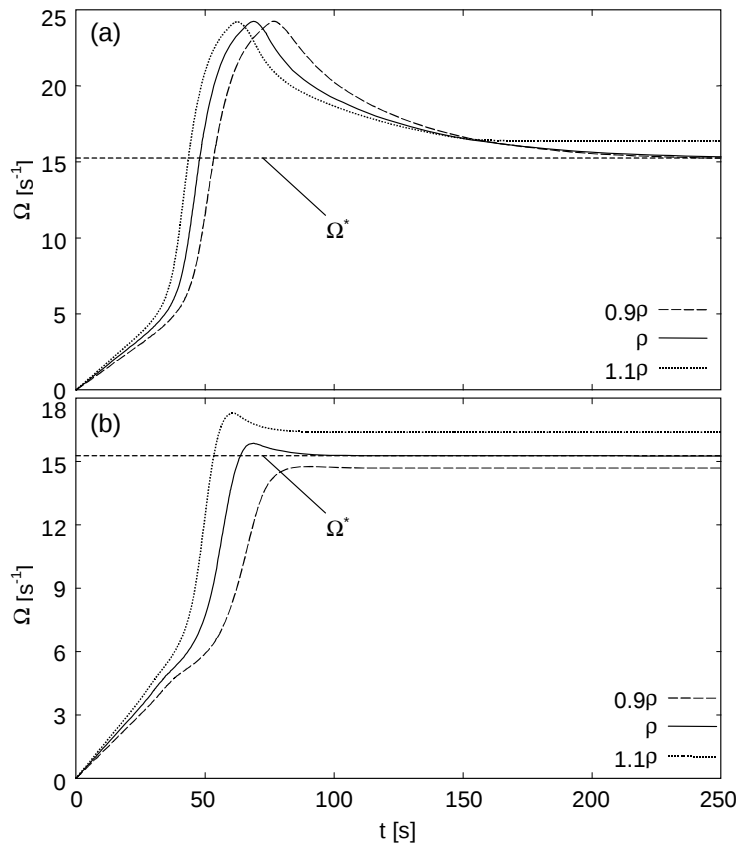


Figura 2.13: Profili di velocità per diversi valori di densità dell'aria; (a) Conf.A; (b): Conf.B.

 Tabella 2.4: Confronto tra potenza uscente ed efficienza per diversi valori di densità dell'aria ($\rho=1.293$ kg/m³)

Densità	Conf.A		Conf.B	
	P_{dc} [kW]	η_t [%]	P_{dc} [kW]	η_t [%]
$0.9 \cdot \rho$	18.59	0.92	18.39	0.91
ρ	20.46	0.91	20.39	0.91
$1.1 \cdot \rho$	22.0	0.91	22.0	0.91

2.9.3 Influenza delle incertezze sulla misura della velocità del vento

Nelle installazioni commerciali la misura della velocità del vento viene effettuata tramite anemometri che possono garantire diversi livelli di precisione della misura e dei tempi di risposta non sufficientemente pronti rispetto alle variazioni della velocità vento; inoltre esistono anche fenomeni di interferenza dovuti alla presenza ed alla rotazione della turbina stessa. Questi aspetti determinano la presenza di incertezze nel segnale proveniente dal sensore anemometrico, solitamente comprese tra il 3% ed il 20% [8]. Nell'analisi seguente si vogliono valutare la variazione nelle prestazioni dell'aerogeneratore e quindi l'efficacia della correzione della velocità del vento descritta nello schema di controllo di Figura 2.6, assumendo un livello di errore pari a $\pm 10\%$ del valore nominale di velocità $v=v_n=9.6$ m/s.

Nella Figura 2.14 vengono riportati i transitori della velocità rotorica partendo da turbina ferma fino al raggiungimento della condizione di regime, considerando la presenza o l'assenza della retroazione sulla velocità del vento. Si nota che, indipendentemente dall'errore anemometrico, gli schemi di controllo che includono il feedback presentano degli overshoot più contenuti e raggiungono più rapidamente il riferimento di velocità. Tuttavia, se nel caso di sottostima della velocità il sistema si posiziona correttamente sul valore corrispondente alla velocità nominale, nel caso di sovrastima della velocità del vento si ha un errore a regime di circa $+10\%$ con feedback e $+27\%$ senza feedback. Si deve puntualizzare che nonostante in questo caso vi sia un incremento della velocità, la potenza erogata si riduce rispettivamente del 2.3% e del 6.4%, a causa sia della riduzione del coefficiente di potenza (rispettivamente a 0.466 e 0.44) che della corrente erogata (rispettivamente -16% e -34.7%). Questi aspetti sono sicuramente importanti nella valutazione della convenienza tra l'adozione di un sistema con sensore oppure sensorless, essendo quest'ultimo totalmente esente da questo tipo di problemi.

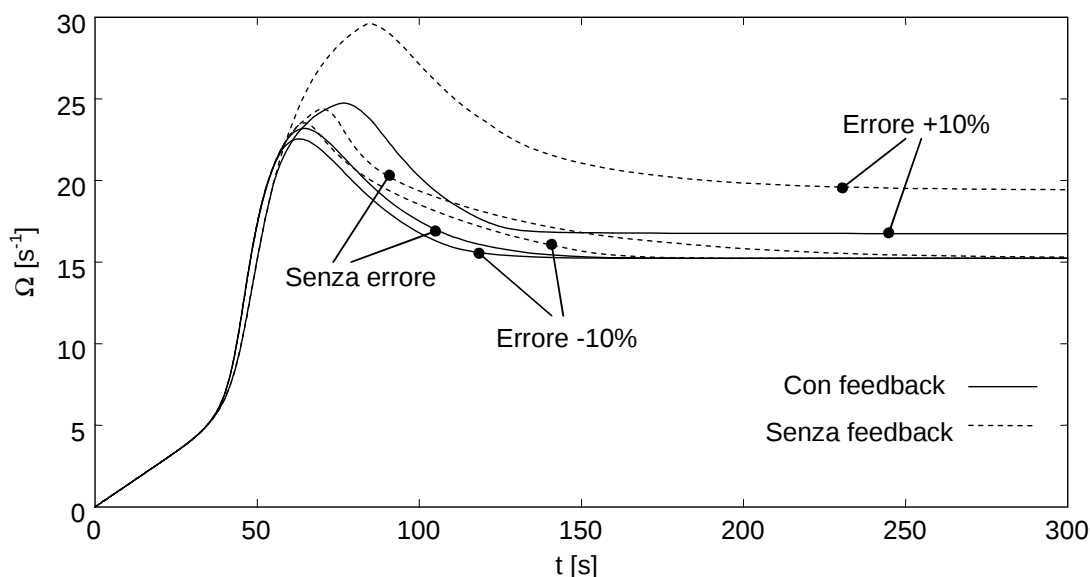


Figura 2.14: Profilo di velocità per diversi valori di incertezza sulla misura anemometrica con e senza correzione della misura della velocità del vento

2.9.4 Funzionamento in condizioni turbolente

Al fine di valutare l'efficacia della soluzione sensorless e della strategia di controllo sviluppate è opportuno verificare l'andamento delle principali grandezze d'interesse (potenza elettrica uscente, velocità angolare e resa energetica del sistema) a seguito dell'applicazione di un profilo di velocità del vento "reale", ovvero derivante da rilevazioni sperimentali. In Figura 2.15 è riportato il profilo di riferimento $v_0(t)$ rilevato su un tempo $t_0=1000$ s in un sito italiano [9]. Per analizzare diverse condizioni di turbolenza, l'andamento $v_0(t)$ è stato elaborato attraverso un fattore di turbolenza k_t che ha la funzione di regolare l'ampiezza delle oscillazioni ad alta frequenza sovrapposte ad un andamento medio a bassa frequenza del profilo di velocità.

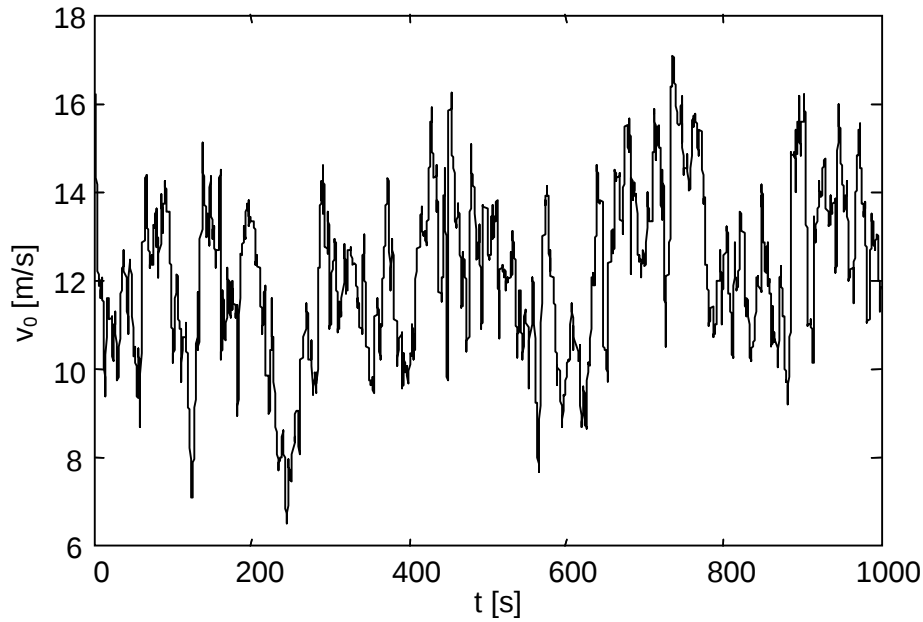


Figura 2.15: Profilo di velocità utilizzato per le simulazioni

Il profilo $v_t(t)$ usato per testare il sistema di controllo viene ottenuto come mostrato in Figura 2.16. Il segnale di riferimento viene filtrato attraverso una funzione del primo ordine ($\tau_0=20$ s) per ottenere la componente a bassa frequenza v' : sottraendo quest'ultima dal segnale di partenza, si ottiene la componente v'' ad alta frequenza. Il profilo risultante viene quindi ottenuto dai segnali precedentemente elaborati come $v_t=v'+k_t \cdot v''$: variando il fattore k_t è possibile esaminare diverse condizioni di turbolenza e valutare la corrispondente resa energetica. Inoltre al fine di simulare una condizione reale di funzionamento, si è ipotizzata una velocità iniziale di regime della turbina corrispondente ad una velocità del vento $v=5$ m/s.

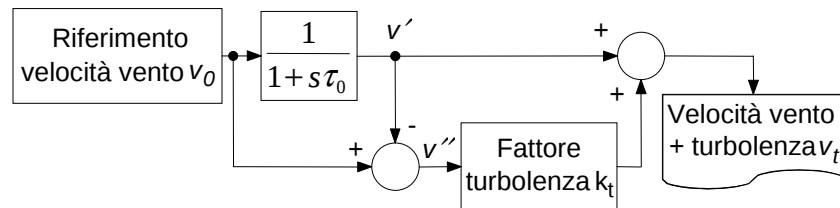


Figura 2.16: Elaborazione del riferimento della velocità del vento v_0 per ottenere il profilo turbolento v_t

Nella Figura 2.17 sono mostrati gli andamenti al variare di k_t dell'energia W_t e del coefficiente di potenza $\langle C_p \rangle$ mediato sull'intervallo t_0 , utilizzato come indice per stabilire lo scostamento dalle condizioni ottimali di lavoro. Da tali curve emerge che all'aumentare di k_t l'energia erogata diminuisce per ambedue le configurazioni, a causa del ritardo con cui il sistema si adegua alle variazioni di velocità del vento: tale condizione è evidenziata dalla consistente riduzione del coefficiente $\langle C_p \rangle$, che risulta essere inferiore di più del 30% rispetto al valore ottimale e di più del 20% rispetto al valore relativo alla velocità media $\langle v_0 \rangle = 11.9$ m/s del profilo di riferimento. Inoltre l'energia ottenuta con la Conf.B è sempre superiore rispetto a quella relativa alla Conf.A e lo scarto percentuale aumenta all'aumentare di k_t (fino a +7% con $k_t=1.5$): ciò è dovuto principalmente al fatto che il sistema sensorless è caratterizzato da una minore prontezza in termini di

risposta dinamica, con una caratteristica di potenza uscente caratterizzata da picchi di ampiezza elevata che incrementano l'energia resa.

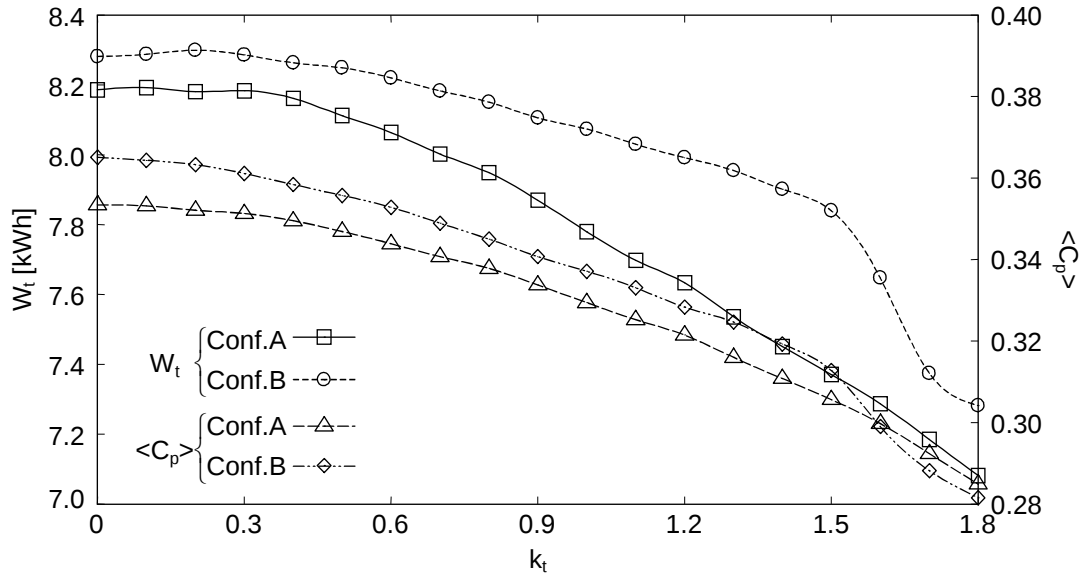


Figure 2.17: Energia erogata e coefficiente di potenza medio in funzione del fattore di turbolenza nel caso di sistema con sensori e sensorless

2.9.5 Influenza dei parametri di controllo dell'angolo di passo

Con riferimento alle configurazioni con sensore anemometrico e sensorless, è stata valutata l'influenza dei parametri di controllo ε_1 e ε_2 della doppia banda d'isteresi definita in Figura 2.7 che comanda l'attuatore del passo delle pale. L'attuatore ha una velocità di rotazione pari a $10^\circ/\text{s}$.

Tale analisi viene condotta imponendo il profilo della velocità del vento di Figura 2.15, elaborato secondo quanto descritto in Figura 2.16 ed applicando il coefficiente di turbolenza $k_t=1.6$. Le grandezze calcolate sono la frazione Δt_β dell'intervallo di tempo t_0 in cui l'attuatore risulta attivo, l'energia erogata W_t e la sovravelocità relativa $\Delta\Omega_M$ definita come:

$$\Delta\Omega_M = [\max_{t_0}(\Omega(t)) - \Omega_M] / \Omega_M \quad (2.34)$$

In Tabella 2.5 è riportato il confronto delle grandezze sopra menzionate per le Conf.A e B: i dati evidenziano che l'aumento dei valori delle soglie di intervento dei due regolatori ad isteresi non comporta delle variazioni significative a livello di sovra velocità massima e di resa energetica complessiva del sistema. Si riscontra invece una notevole riduzione del tempo di intervento Δt_β che risulta essere maggiore nel caso della Conf.A a causa della maggiore prontezza di risposta: tale aspetto risulta tuttavia vantaggioso nel limitare gli incrementi di velocità oltre quella massima e ridurre quindi le sollecitazioni sulla turbina. D'altra parte da un punto di vista operativo, risulta comunque conveniente scegliere delle soglie di intervento piuttosto ampie, per limitare le sollecitazioni sull'attuatore che risulta essere un componente particolarmente critico dal punto di vista dell'affidabilità dell'impianto [10] ed aumentare di conseguenza la durata di vita dello stesso.

Tabella 2.5: Influenza dei parametri di controllo dell'angolo di passo sulle prestazioni del sistema

ε_1	ε_2	$\Delta\Omega_M$ [%]		Δt_β [%]		W_t [kWh]	
		A	B	A	B	A	B
0.10	0.08	6.80	22.43	88.56	76.88	7.290	7.647
0.20	0.16	6.97	22.44	81.23	63.74	7.291	7.647
0.30	0.24	6.97	22.26	74.05	59.10	7.290	7.646
0.40	0.32	7.40	22.22	71.26	53.48	7.281	7.649
0.50	0.40	7.70	21.99	67.30	50.22	7.287	7.648

2.10 Conclusioni

In questo capitolo è stato definito un modello circuitale integrato del sistema turbina-generatore-convertitore che ha permesso di mettere a punto tecniche di controllo avanzate basate sulla regolazione della corrente di carico e dell'angolo di passo delle pale. Queste tecniche permettono di far operare l'aerogeneratore in condizioni ottimali per qualsiasi valore della velocità del vento. In particolare è stato sviluppato un algoritmo di tipo sensorless che, oltre a presentare vantaggi in termini di economicità e semplicità di implementazione, fornisce prestazioni dinamiche favorevoli rispetto ad un sistema di controllo dotato di anemometro. Dopo aver verificato l'ottima corrispondenza tra i due approcci confrontando le caratteristiche esterne e le leggi di variazione dei parametri di controllo, le simulazioni in condizioni dinamiche hanno evidenziato che il sistema sensorless presenta un miglior comportamento in condizioni di vento turbolento, produce una minore sollecitazione sull'attuatore che regola l'angolo di passo delle pale ed è ovviamente immune da problemi legati a disturbi ed incertezze di misura che possono condizionare pesantemente le prestazioni dei sistemi che si basano sull'uso di anemometri.

2.11 Riferimenti

- [1] M.R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, Boca Raton [etc], 1999, pp. 35-69.
- [2] A. Grauers, "Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications: system design and efficiency", Tech. report N.175 L, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, May 1994.
- [3] M. Andriollo, G. Bettanini, A. Fasolo, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, "Sistemi di generazione eolica di piccola potenza", *Proceedings of AEIT 2006*, Capri, Italy, September 2006 (in Italian).
- [4] M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, "Performance Assessment of a Wind PM Generator-Rectifier System by an Integrated FEM-Circuit Model", *Proceedings of IEMDC 2007*, Antalya, Turkey, May 2007.
- [5] K. Tan, S. Islam, "Optimum control strategies for grid-connected wind energy conversion system without mechanical sensors", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2004.
- [6] S. Achilles, M. Pöller, "Direct Drive synchronous machine models for stability assessment of wind farms", 4th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, October 2003, Billund, Denmark.
- [7] S. Heier, *Grid integration of wind energy conversion systems*, John Wiley e Sons, Chichester [etc], 1998, pp. 34-36
- [8] H. Klug, M. Strack "Technical Risks related to Wind Farm Financing", DEWI-German Wind Energy Institute, Germany
- [9] P. Romoli, C. Pedrazzi, L. Alberghino, "Energia dal vento in siti a bassa velocità ed alta turbolenza: missione impossibile?", www.terom.it (in Italian).
- [10] P.J. Tavner, J. Xiang, F. Spinato, "Reliability analysis for wind turbines" *Journal of Wind Energy*, vol. 10, n°1, pp. 1-18, March-April 2006.

CAPITOLO 3

CONTROLLO IN ZONA INSTABILE

3.1 Introduzione

Le turbine ad asse verticale si adattano molto bene nelle applicazioni di piccola potenza, specialmente in installazioni urbane, grazie al loro ridotto impatto architettonico, le ridotte problematiche di installazione e manutenzione nonché le migliori prestazioni in condizioni di regime turbolento rispetto alle tradizionali turbine ad asse orizzontale.

Per contro, alcune configurazioni non sono auto avvianti, operano con bassi valori di tip-speed ratio (basse velocità di rotazione con elevati valori di velocità del vento) e generalmente non sono dotate di alcun meccanismo per la regolazione della potenza meccanica con regimi di vento particolarmente forti (come ad esempio il controllo dell'angolo di passo delle pale generalmente utilizzato nelle turbine ad asse orizzontale): questo aspetto evidenzia l'importanza di controllare la turbina regolando la coppia elettromagnetica frenante agendo opportunamente sulla corrente erogata.

A questo scopo, le prestazioni di una turbina ad asse verticale possono essere ottimizzate integrandola con un azionamento avente le seguenti caratteristiche:

- accoppiamento diretto tra turbina e generatore (gearless);
- utilizzo di un generatore sincrono a magneti permanenti;
- interfaccia con la rete attraverso un convertitore statico bidirezionale costituito solitamente da una configurazione di tipo back to back.

L'assenza del moltiplicatore di giri, di contatti striscianti e di avvolgimenti di eccitazione permettono di aumentare l'efficienza e di ridurre la complessità del sistema. Inoltre la bidirezionalità del convertitore permette di far funzionare la macchina in modo reversibile, così da consentirne l'avviamento anche quando questo non sia possibile a causa della tipologia di turbina utilizzata.

Nel seguito si riportano quindi i risultati relativi alla modellizzazione di una turbina eolica ad asse verticale accoppiata ad un generatore a magneti superficiali a flusso radiale di potenza 12 kW controllata sfruttando la zona instabile della caratteristica che lega il coefficiente di potenza al tip-speed ratio.

3.2 Architettura del sistema elettrico

Il sistema elettrico analizzato ha la seguente struttura (analoga a quella analizzata nel capitolo 2):

- un generatore sincrono trifase con eccitazione a magneti permanenti direttamente accoppiato alla turbina (configurazione 'direct drive');
- un convertitore AC/DC di interfaccia tra il generatore ed il bus DC, a cui possono essere connessi eventuali sistemi di accumulo o altri sistemi di generazione, nel caso si realizzi l'integrazione di più fonti energetiche;
- un convertitore DC/AC che permetta il trasferimento della potenza alla rete o ai carichi locali.

3.3 Strategia di controllo

La strategia di controllo è stata sviluppata anche in questo caso a partire dal circuito equivalente ricavato al capitolo 2 e riportato nel seguito per motivi di chiarezza [1÷4].

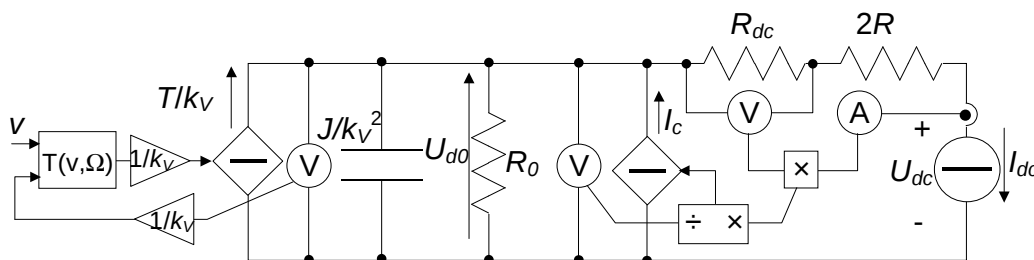


Figura 3.1: Circuito elettrico equivalente ridotto

A differenza dell'algoritmo sviluppato nel capitolo 2 per le turbine ad asse orizzontale, dotate del meccanismo di regolazione dell'angolo di passo, per questo genere di applicazione è stata sviluppata una strategia di controllo basata essenzialmente sull'individuazione di due diverse regioni di funzionamento:

- nel range di velocità compreso tra la velocità di cut-in e la velocità nominale ($v_{cut,in} \leq v \leq v_n$) la velocità angolare Ω viene variata proporzionalmente con la velocità del vento v in maniera tale da mantenere il tip-speed ratio al suo valore ottimale λ_M , valore che massimizza il coefficiente di potenza C_p (strategia MPPT);
- nell'intervallo $v_n \leq v \leq v_{cut-off}$ possono essere adottate tre diverse strategie, tutte che verificano la condizione:

$$\Omega \leq \Omega_n = \lambda_M \frac{v_n}{R_t} \quad (3.1)$$

In questo range operativo si può infatti pensare di operare nei modi seguenti:

- velocità di rotazione costante ($\Omega = \Omega_n$);
- potenza della turbina costante ($P_t = P_{tn} = \rho S_t C_{pmax} v_n^3 / 2$);
- coppia sviluppata dalla turbina costante ($T = T_n = P_{tn} / \Omega_n$).

Le strategie A e B generalmente comportano dei sovraccarichi di coppia (e quindi di corrente) e possono essere quindi applicate solo in condizioni transitorie; è quindi necessario implementare un algoritmo per la protezione da sovraccarichi.

Per contro, le strategie B e C richiedono generalmente che la velocità angolare Ω venga diminuita al di sotto del valore nominale Ω_n .

3.3.1 Stima della velocità del vento

L'assenza di anemometro può rappresentare un notevole vantaggio, in particolar modo per turbine di piccola potenza, sia per ragioni economiche che tecniche. Queste turbine inoltre sono installate principalmente in ambito urbano; per questo motivo un eventuale sistema anemometrico dovrebbe assicurare una accuratezza di misura molto spinta al fine di poter sfruttare al meglio i fenomeni di turbolenza locale, molto importanti al fine di ottenere una buona resa energetica.

L'algoritmo per la stima della velocità del vento è analogo a quello descritto nel capitolo 2: anche in questo caso è stata definita una funzione F da cui è possibile ricavare il tip-speed ratio λ e da questo, nota la velocità di rotazione, la velocità del vento v .

La Figura 3.2 mostra un tipico andamento della funzione $\lambda(F)$: è evidente la non biunivocità della caratteristica: questo introduce una sorta di indeterminazione nel controllo, in quanto ad ogni valore di F corrispondono due possibili valori di λ .

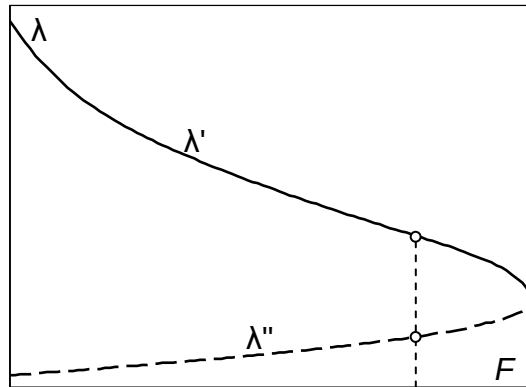


Figura 3.2: Andamento caratteristico della funzione $\lambda(F)$ per turbine ad asse verticale

Per ovviare a questo problema, la caratteristica $\lambda(F)$ è stata divisa in due rami λ' e λ'' , caratterizzati rispettivamente da pendenza negativa e positiva.

Per determinare il valore di tip-speed ratio è quindi sufficiente determinare su quale ramo della caratteristica sta operando il sistema: ciò si ottiene valutando il segno S della derivata $\partial F/\partial \lambda$. Per limitare gli errori numerici legati al segno della derivata, è stato utilizzato un blocco amplificatore con guadagno elevato ed un blocco per la saturazione del segnale (Figura 3.3); in questo modo si riducono le oscillazioni legate all'incertezza numerica.

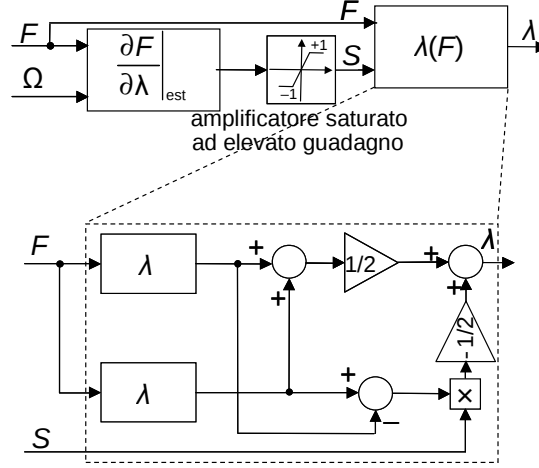


Figura 3.3: Schema per la determinazione di λ in funzione di F

$\lambda(F)$ è quindi ricavato come:

$$\lambda(F) = \frac{\lambda' + \lambda''}{2} - S \frac{\lambda' - \lambda''}{2} \quad (3.2)$$

Dalla (3.2) si ricava che, se la derivata è positiva ($S = 1$) si ha $\lambda(F) = \lambda''$, viceversa il funzionamento ricade nel ramo della caratteristica indicato con λ' .

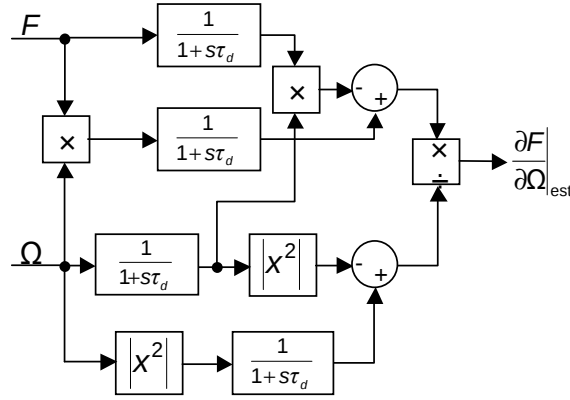
Per variazioni della velocità del vento relativamente lente, il segno di $\partial F/\partial \lambda$ è equivalente a quello di $\partial F/\partial \Omega$, infatti:

$$d\lambda = \frac{R}{v} d\Omega + \frac{1}{v^2} \Omega R dv \xrightarrow{dv \approx 0} d\lambda = \frac{R}{v} d\Omega \quad (3.3)$$

L'influenza del rumore numerico nella stima della derivata $\partial F/\partial \Omega$ può essere ridotto utilizzando l'algoritmo presentato in Figura 3.4, ricavato dalla formula della regressione lineare relativa ad un set di $N \{x_i, y_i\}$ coppie di campioni:

$$\frac{\partial y}{\partial x} \approx \frac{\sum_i x_i y_i / N - \sum_i x_i / N \sum_i y_i / N}{\sum_i x_i^2 / N - (\sum_i x_i / N)^2} \quad (3.4)$$

nello schema a blocchi è stato sostituito il valore medio $\sum_i (...) / N$ con l'operatore di convoluzione definito dalla funzione $1/(1 + s\tau_d)$.


 Figura 3.4: Algoritmo per la riduzione dei rumori numerici nel calcolo di $\partial F/\partial \Omega$

3.3.2 Definizione della strategia di controllo [1,5,6]

Il sistema di controllo deve essere progettato in maniera tale che la turbina, nell'intervallo compreso tra la velocità di cut-in e la velocità del vento nominale ($v_{cut,in} \leq v \leq v_n$) operi nel punto corrispondente al massimo coefficiente di potenza. Un alto requisito fondamentale del controllo è quello di essere sufficientemente robusto, in maniera tale da resistere alle variazioni parametriche così come alle incertezze di misura.

A questo proposito, sono stati predisposti due anelli di controllo, agenti rispettivamente sul riferimento di corrente $I_{dc,r}$ e sul riferimento di velocità Ω_r .

I segnali di ingresso sono l'errore sulla velocità angolare e la velocità del vento, quest'ultima può essere ottenuta da misure o stimata mediante le tecniche descritte al capitolo precedente (Figura 3.5).

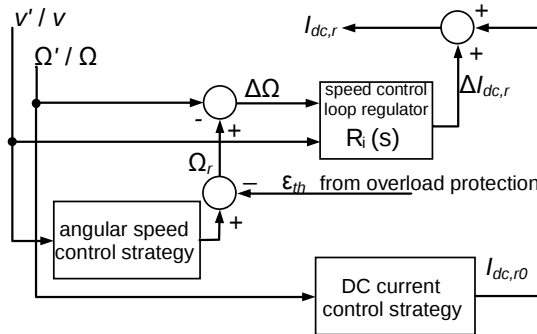


Figura 3.5: Dettaglio dell'anello di controllo della velocità

Nel seguito, per motivi di chiarezza, verrà utilizzata la stessa notazione per indicare sia le grandezze misurate che quelle stimate. Nel diagramma sono stati indicati tre blocchi:

- il blocco indicato con “*angular speed control strategy*” genera un valore preliminare di riferimento per la velocità angolare, impostato al valore ottimale $\lambda_M v / R_t$ se $v \leq v_n$, altrimenti al valore nominale Ω_n (nel caso si adotti la strategia A). Questo riferimento viene poi corretto dal segnale fornito dall'algoritmo per la protezione contro i sovraccarichi, descritto nel seguito, al fine di compensare l'effetto cumulativo della sovracorrente sulla temperatura di esercizio del generatore;
- il blocco indicato con “*DC current control strategy*” genera un valore preliminare di riferimento per la corrente lato DC $I_{dc,r0}$, ottenuta mediante un'interpolazione spline di un set di valori $\{\Omega, I_{dc}\}$ corrispondenti ad una serie di simulazioni effettuate a velocità costante;
- il blocco indicato con “*speed control loop regulator*” modifica il riferimento di corrente $I_{dc,r0}$ attraverso un segnale di correzione $\Delta I_{dc,r}$ derivante dall'elaborazione dell'errore di velocità angolare $\Delta \Omega$ attraverso una funzione di trasferimento $R_i(s)$ ricavata dalla linearizzazione del sistema come indicato nel capitolo precedente.

3.3.3 Protezione contro i sovraccarichi

Per evitare il surriscaldamento del generatore quando la turbina opera con velocità del vento superiori alla nominale ($v \geq v_n$), è stato eseguito il confronto tra il quadrato del valore della corrente di carico I_{dc}^2 ed il valore corrispondente alla nominale $(I_{dc}^*)^2$. La differenza tra i due valori, rappresentativa delle perdite in eccesso rispetto alle condizioni nominali di progetto, viene integrata e moltiplicata per un opportuno guadagno $K_{L,th}$ (Figura 3.6); il risultato così ottenuto viene sottratto al segnale fornito dal blocco “angular speed control strategy” che fornisce il valore di riferimento della velocità angolare Ω_r . Così facendo il sistema si porta ad operare in un punto di lavoro caratterizzato da un C_p minore e di conseguenza sarà necessaria una corrente minore per verificare il bilancio di potenza.

Un’opportuna scelta del parametro $K_{L,th}$ permette di avere dei periodi di sovraccarico limitati, ottenendo così stress termici adeguati anche con velocità del vento elevate.

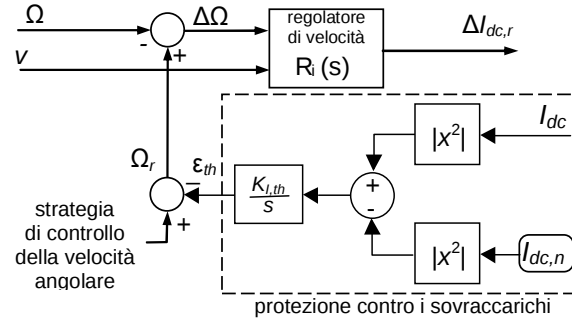


Figura 3.6: Dettaglio del blocco per la protezione contro i sovraccarichi

3.4 Esempio di applicazione

Il modello descritto è stato implementato in ambiente *Simulink*® al fine di simulare il comportamento di una turbina ad asse verticale avente una potenza nominale di 12 kW ed accoppiata direttamente ad un generatore sincrono a magneti permanenti.

Le principali caratteristiche del sistema sono riportate in Tabella 3.1.

Tabella 3.1: Principali caratteristiche del sistema

$\rho=1.293 \text{ kg/m}^3$	$R_t=3 \text{ m}$	$S_t=30 \text{ m}^2$	$v_n=12 \text{ m/s}$	$\Omega_n=15.09 \text{ s}^{-1}$
$J=2500 \text{ kgm}^2$	$\lambda_M=3.77$	$C_{pM}=0.404$	$v_{cut-in}=4 \text{ m/s}$	$v_{cut-off}=20 \text{ m/s}$
$k_v=46.13 \text{ Vs}$	$k_{dc}=0.187 \text{ }\Omega\text{s}$	$R_0=1.37 \text{ k}\Omega$	$R_s=0.933 \text{ }\Omega$	$I_{dc,n}=20.83 \text{ A}$

La caratteristica $C_p(\lambda)$, mostrata in Figura 3.7, è espressa da un rapporto tra polinomi:

$$C_p(\lambda) = \frac{\sum_{i=0}^n a_i \lambda^i}{\sum_{j=0}^m b_j \lambda^j} \quad (3.5)$$

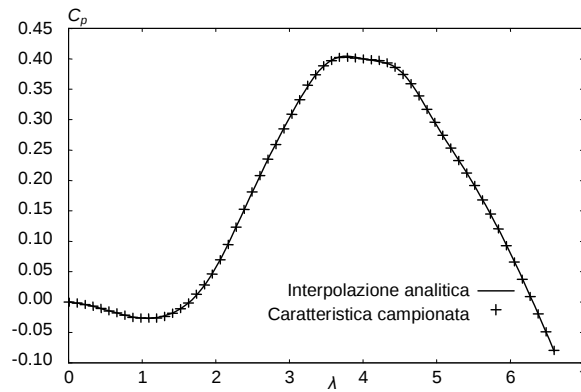
Analogamente, i rami a pendenza negativa e positiva della caratteristica $\lambda(F)$ possono essere espressi mediante le relazioni:

$$\lambda'(F) = \frac{\sum_{i=0}^{n'} \alpha'_i F^i}{\sum_{j=0}^{m'} \beta'_j F^j}, \quad \lambda''(F) = \frac{\sum_{i=0}^{n''} \alpha''_i F^i}{\sum_{j=0}^{m''} \beta''_j F^j} \quad (3.6)$$

I valori dei coefficienti relative alle equazioni (3.4) e (3.5) sono riportati in Tabella 3.2.

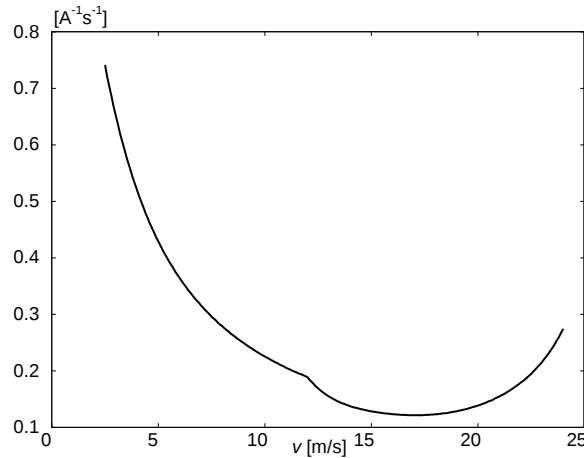
Tabella 3.2: Coefficienti delle funzioni interpolanti (3.5) e (3.6)

$n=20$ $m=3$	k	0	1	2	3	4	5
	a_k	$9.2 \cdot 10^{-4}$	-0.063	0.772	-5.443	20.908	-50.61
	b_k	1	-0.455	0.059	$-1.1 \cdot 10^{-3}$	—	—
	k	6	7	8	9	10	11
	a_k	83.277	-97.566	84.063	-54.516	27.051	-10.382
	k	12	13	14	15	16	17
	a_k	3.10	-0.721	0.130	-0.018	$1.87 \cdot 10^{-3}$	$-1.4 \cdot 10^{-4}$
	k	18	19	20	15	16	17
$n'=5$ $m'=3$	k	0	1	2	3	4	5
	α'_k	6.295	-170.96	$6.146 \cdot 10^5$	$-9.035 \cdot 10^7$	$4.292 \cdot 10^9$	$-9.535 \cdot 10^{10}$
	β'_k	1	106.26	$9.252 \cdot 10^4$	$-8.577 \cdot 10^6$	—	—
$n''=5$ $m''=3$	k	0	1	2	3	4	5
	α''_k	1.643	-371.112	$2.476 \cdot 10^4$	$-2.661 \cdot 10^5$	$-1.017 \cdot 10^7$	$-3.384 \cdot 10^8$
	β''_k	1	-251.455	$2.099 \cdot 10^4$	$-5.816 \cdot 10^5$	—	—


 Figura 3.7: Caratteristica C_p - λ della turbina ad asse verticale analizzata

I valori dei parametri relativi al sistema di controllo sono $\tau_m=0.1$ s, $\tau_R=400$ s, $\tau_d=3$ s, $K_{I,th}=10^{-5}$ A⁻²s⁻²; il guadagno statico $G_i(v)$ del regolatore relativo all'anello per il controllo della velocità (interpolato mediante una funzione spline) è rappresentato in Figura 3.8. Le Figure 3.9 ÷ 3.13 mostrano rispettivamente, in funzione della velocità del vento v e per le diverse strategie di controllo, le caratteristiche statiche di:

- potenza sviluppata dalla turbina P_t e potenza erogata P_{dc} ;
- velocità angolare Ω ;
- corrente erogata I_{dc} ;
- il rendimento;


 Figura 3.8: Guadagno statico G_i in funzione della velocità del vento

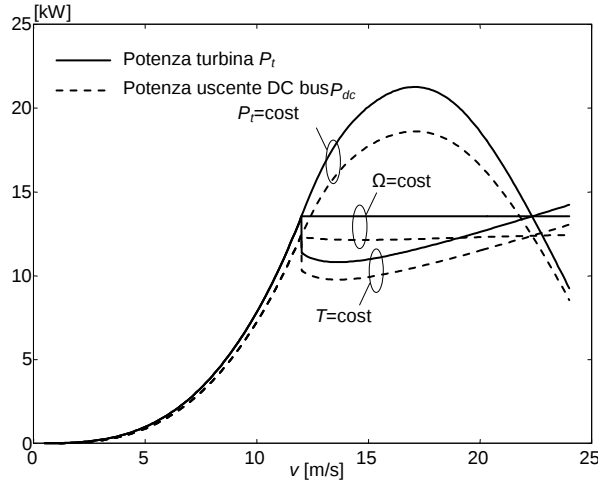


Figura 3.9: Potenza sviluppata della turbina P_t ed erogata P_{dc} in funzione della velocità del vento per le diverse strategie di controllo

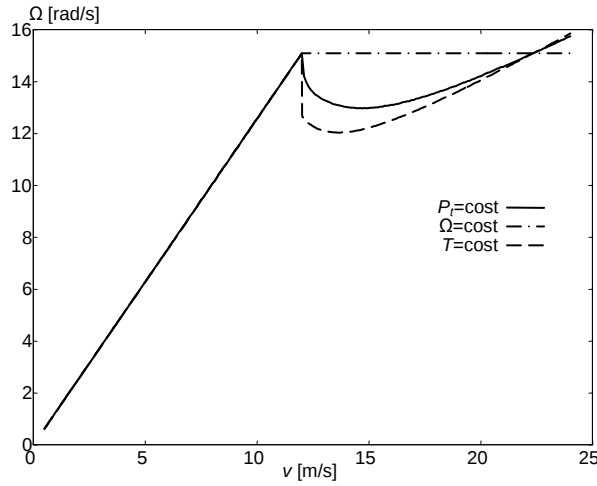


Figura 3.10: Velocità angolare Ω in funzione della velocità del vento per le diverse strategie di controllo

Queste figure mostrano che la strategia C ($T = \text{costante}$, i.e. $I_{dc} \approx \text{costante}$) comporta una riduzione della potenza sviluppata dalla turbina così come di quella erogata (Figura 3.9). Per contro, le strategie A e B comportano dei sovraccarichi di coppia e di corrente (Figura 3.11) e quindi un incremento delle perdite con una relativa (Figura 3.12) diminuzione dell'efficienza nel range di velocità $v_n \leq v \leq v_{\text{cut-off}}$ (Figura 3.13). Di conseguenza, queste modalità di gestione della turbina non permettono un funzionamento continuativo in questo intervallo di velocità.

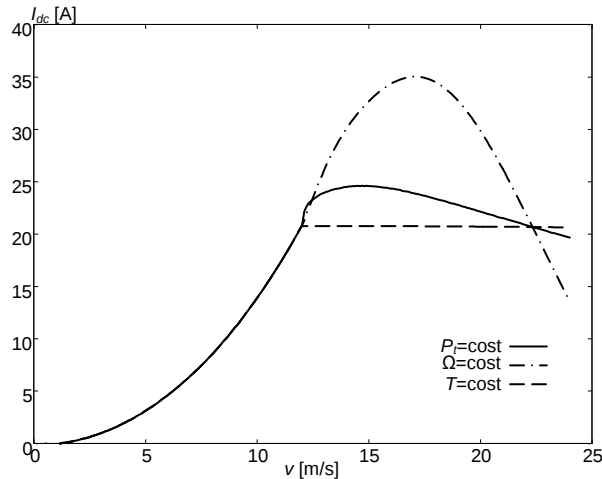


Figura 3.11: Corrente erogata I_{dc} funzione della velocità del vento per diverse strategie di controllo

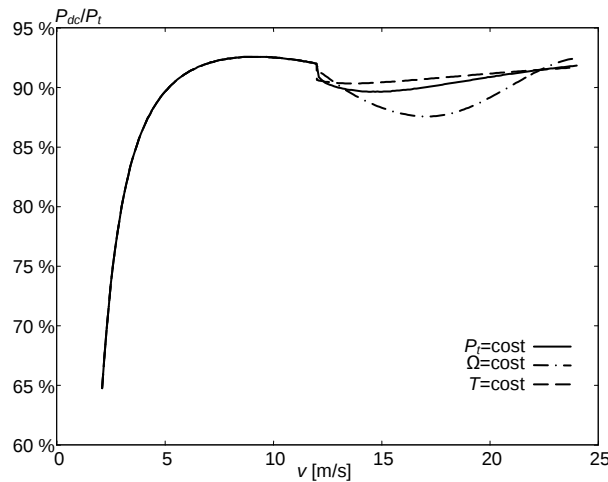


Figura 3.12: Rendimento in funzione della velocità del vento per diverse strategie di controllo

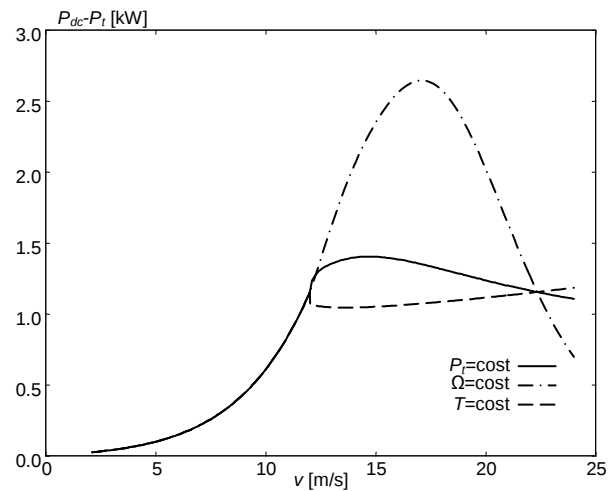


Figura 3.13: Perdite totali in funzione della velocità del vento per diverse strategie di controllo

Le Figure 3.14 a–c mostrano la velocità angolare e la corrente erogata in funzione del tempo durante tre diversi regimi transitori, corrispondenti a tre diversi valori di velocità del vento (rispettivamente 6, 12 e 20 m/s), simulando sia il sistema dotato di sensori che quello in configurazione sensorless, supponendo di operare con la strategia di controllo di tipo A (velocità di rotazione costante).

I risultati mostrano che le prestazioni del sistema in configurazione sensorless sono pressoché identiche a quelle ottenute con sistema dotato di sensori, così come la prontezza di risposta, caratterizzata in entrambi i casi da una leggera sovra elongazione.

La Figura 3.14 c, relativa al funzionamento in regime di vento più sostenuto, evidenzia l'efficacia della protezione contro i sovraccarichi; infatti la corrente di carico I_{dc} si abbassa progressivamente fino ad ottenere la combinazione coppia resistente – velocità angolare tale da verificare il bilancio delle potenze.

Questo aspetto è ulteriormente messo in evidenza in Figura 3.15 in cui si mostrano gli andamenti di velocità angolare e corrente erogata in presenza di un vento avente una velocità $v=20$ m/s in un sistema di tipo sensorless dotato o sprovvisto di protezione. Si può notare come, in mancanza di protezione, la velocità angolare converga al valore nominale Ω^* con un notevole sovraccarico, non sostenibile per lungo tempo dalla macchina. In presenza di protezione invece, a fronte di un modesto decremento della velocità si ha una notevole diminuzione della corrente di carico, ottenendo dei valori ampiamente all'interno del range nominale di funzionamento.

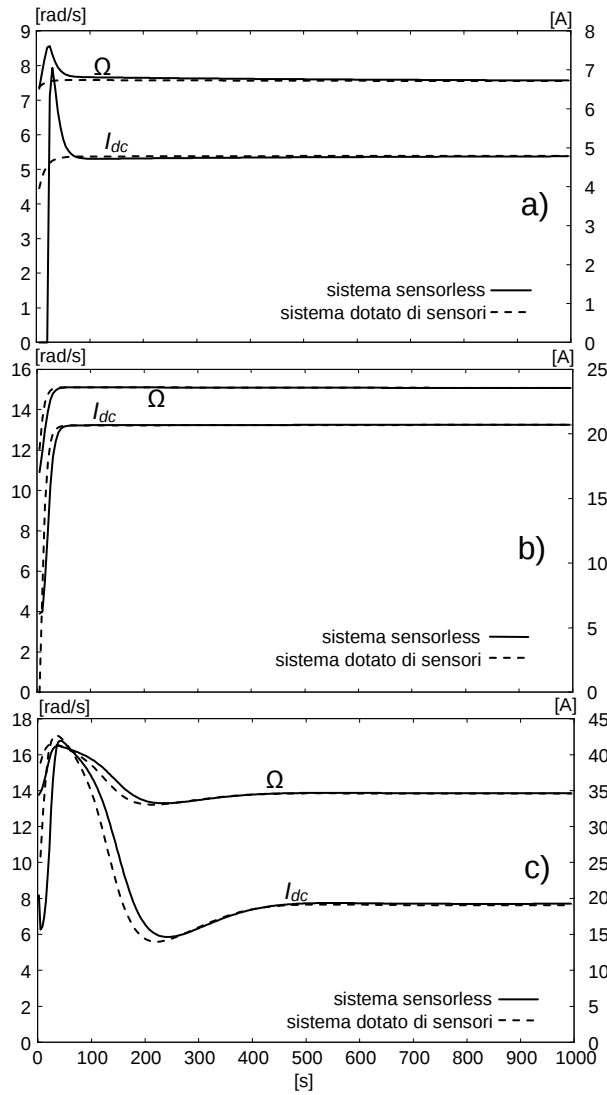


Figura 3.14: Velocità angolare Ω e corrente erogata I_{dc} in funzione del tempo con
a) $v=6$ m/s, b) $v=12$ m/s, c) $v=20$ m/s

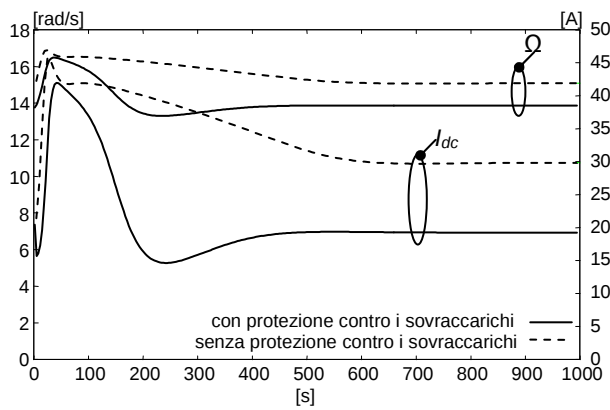


Figura 3.15: Effetto della protezione con i sovraccarichi su Ω e I_{dc} ($v=20$ m/s)

3.5 Conclusioni

In questo capitolo sono state descritte delle metodologie per il controllo delle turbine ad asse verticale. Queste macchine sono generalmente sprovviste dei meccanismi per la regolazione della potenza meccanica e necessitano quindi di tecniche particolari per mantenere i principali parametri all'interno dei limiti meccanici ed elettrici stabiliti in fase di progetto.

È stato valutato in particolare l'impatto di diverse strategie di controllo sulle prestazioni del sistema.

Si è poi sviluppata una configurazione di tipo sensorless che consente di controllare il sistema basandosi esclusivamente sulla misurazione di grandezze elettriche.

I risultati delle simulazioni effettuate, basate su un modello circuitale implementato in ambiente *Simulink*®, evidenziano come sia possibile ottimizzare il funzionamento del sistema in ogni condizione di vento rispettando allo stesso tempo i limiti termici, meccanici ed elettrici.

3.6 Riferimenti

I riferimenti di questo capitolo coincidono con quelli già citati al capitolo 2. Per motivi di maggiore chiarezza vengono riproposti nel seguito.

- [1] M.R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, CRC Press, Boca Raton [etc], 1999, pp. 35-69.
- [2] A. Grauers, "Synchronous generator and frequency converter in wind turbine applications: system design and efficiency", Tech. report N.175 L, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, May 1994.
- [3] M. Andriollo, G. Bettanini, A. Fasolo, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, "Sistemi di generazione eolica di piccola potenza", *Proceedings of AEIT 2006*, Capri, Italy, September 2006 (in Italian).
- [4] M. Andriollo, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, "Performance Assessment of a Wind PM Generator-Rectifier System by an Integrated FEM-Circuit Model", *Proceedings of IEMDC 2007*, Antalya, Turkey, May 2007.
- [5] K. Tan, S. Islam, "Optimum control strategies for grid-connected wind energy conversion system without mechanical sensors", *IEEE Transaction on Energy Conversion*, 2004.
- [6] S. Achilles, M. Pöller, "Direct Drive synchronous machine models for stability assessment of wind farms", 4th International Workshop on Large-scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, October 2003, Billund, Denmark.

CAPITOLO 4

GENERATORI A FLUSSO ASSIALE PER APPLICAZIONI EOLICHE

4.1 Introduzione

Le macchine a flusso assiale sono caratterizzate dal fatto che le linee di forza del campo magnetico attraversano il traferro in senso assiale; in particolare il traferro è delimitato da piani paralleli tra loro ed ortogonali all'asse di rotazione.

Rispetto alle macchine a flusso radiale è evidente come cambino, oltre la direzione con cui il flusso passa dallo statore al rotore, anche le superfici utili per la produzione di coppia, ovvero le superfici dove sono disposte le parti attive dei conduttori. La possibilità, per le macchine a flusso assiale, di realizzare strutture multistadio, cioè macchine aventi uno o più statori o uno e più rotori, porta ad un aumento delle superfici utili per la produzione di coppia e quindi ad una maggiore densità di coppia.

Le macchine a flusso radiale presentano dei vantaggi in termini di bilanciamento delle forze attrattive tra statore e rotore, facilità di asportazione del calore dalla superficie esterna di statore e di basso momento d'inerzia; vi sono tuttavia degli svantaggi legati alla presenza di un unico traferro disponibile per la generazione della coppia, alla necessità di avere magneti con un lato curvo se affacciati al traferro, alla non regolabilità del traferro in fase di montaggio ed all'aggiunta al traferro dello spessore di collante necessario al fissaggio dei magneti.

Le macchine a flusso assiale, nate negli anni '40 in America, non hanno avuto una grande diffusione, principalmente per gli svantaggi economici legati alla produzione in serie dei pacchi lamellari. L'utilizzo è stato quindi confinato ad applicazioni in cui era richiesto un ridotto ingombro assiale. Negli ultimi anni, grazie alla comparsa di nuovi materiali (vedi i magneti permanenti a terre rare e le ferriti per applicazioni a bassa frequenza), ed al progresso in termini di prestazioni e costo degli azionamenti, lo scenario applicativo di tali macchine sta cambiando.

I vantaggi più evidenti delle macchine a flusso assiale sono [1]:

- la presenza di più superfici utili per la produzione di coppia (strutture multistadio);
- la presenza di magneti con superfici piane anche se direttamente affacciati al traferro;
- la possibilità di regolare il traferro in fase di assemblaggio della macchina;
- relativa facilità nella realizzazione degli avvolgimenti di statore che è una superficie piana.

I principali svantaggi sono invece:

- la scarsa utilizzazione degli avvolgimenti (eccessiva lunghezza delle testate esterne);
- la difficoltà di posizionamento delle testate al raggio interno (spazio limitato);
- la laminazione dei pacchi lamellari in direzione circonferenziale;
- l'impossibilità di eliminare il "cogging" con un "skewing" lineare;
- la forza attrattiva normale richiede un'adeguata robustezza delle parti ferromagnetiche, anche se può essere compensata nelle configurazioni bilatere (double side); tale forza introduce comunque notevoli difficoltà in fase di montaggio, soprattutto per macchine di grossa taglia.

Questa tipologia di macchine consente la realizzazione di configurazioni con un elevato numero di poli. Per questo motivo si adattano bene all'accoppiamento direct-drive con turbine eoliche ed in particolar modo con quelle ad asse verticale, dove la limitazione dell'ingombro assiale può rappresentare un notevole vantaggio [2]. Nel seguito verrà presentata una procedura per il dimensionamento e l'analisi di un generatore di piccola potenza per applicazioni eoliche. Verranno inoltre analizzati i principali parametri di interesse e la resa energetica di tale generatore qualora venga accoppiato ad una turbina eolica a velocità variabile

4.2 Dimensionamento elettromagnetico

È stato eseguito il dimensionamento di un generatore per applicazioni eoliche tale da soddisfare le seguenti specifiche:

- Coppia nominale: 150 Nm;
- Velocità nominale: 120 giri/min ($\Omega_r \approx 12.57 \text{ s}^{-1}$).

La velocità nominale consente di stabilire il numero di poli che permetta di avere un valore di frequenza accettabile, ovvero abbastanza prossimo ai 50 Hz o comunque tale da ottenere una frequenza del ripple della tensione raddrizzata $f_r = 6f$ sufficientemente elevata.

La frequenza si determina in base alla ben nota relazione:

$$f = \frac{np}{60} \quad (4.1)$$

Si è scelto un numero di coppie polari $p = 22$ (numero di poli $2p = 44$) così da ottenere una frequenza nominale di 44 Hz ($f_r = 264$ Hz). La scelta di tale numero di poli, unitamente alla scelta del numero di cave, viene fatta anche in modo tale da poter realizzare un avvolgimento trifase a passo frazionario, che presenta molteplici vantaggi:

- *Avvolgimento di struttura semplificata*: è possibile realizzare delle strutture a bobine concentrate che permettono una costruzione ed un montaggio semplificati;
- *Riduzione del ripple di coppia*;
- *Riduzione del contenuto armonico della forza elettromotrice*;
- *Riduzione del “cogging” di coppia*;
- *Riduzione, a parità di coppia, delle perdite per effetto Joule*: le bobine degli avvolgimenti non sovrapposti sono caratterizzate da testate corte e ciò porta ad una riduzione del peso del rame e delle perdite per effetto Joule.
- *Riduzione della corrente di corto circuito*: questo tipo di macchine è caratterizzato da un’alta induttanza di fase rispetto alle convenzionali macchine a passo intero. Il risultato è un incremento della capacità di indebolimento del flusso e una corrente di corto circuito più bassa.
- *Riduzione del mutuo accoppiamento tra le fasi*;

Possibili svantaggi conseguenti alla scelta del passo frazionario, sono invece:

- *Basso fattore di avvolgimento*: con determinate combinazioni di numero di poli/numero di cave si può avere un eccessivo raccorciamento di passo che determina un basso fattore di avvolgimento;
- *Armoniche della f.m.m.*: possono causare perdite aggiuntive nel rotore e ripple di coppia.

È quindi fondamentale scegliere un corretto numero di cave e di poli al fine di poter rispettare i requisiti richiesti senza aumentare in maniera consistente gli effetti sfavorevoli.

A questo scopo sono stati valutati diversi numeri di cave statoriche (42, 48, 54) e si è concluso che la soluzione con $Q = 48$ risulta essere la più adeguata.

Il generatore che si vuole dimensionare è una macchina avente una configurazione di tipo double-side con statore interno: lo statore è compreso tra due dischi rotorici dotati di magneti permanenti di forma trapezoidale; i magneti che si trovano sui due dischi hanno, in corrispondenza di una stessa coordinata angolare, polarità opposta. L’avvolgimento di armatura è costituito da due serie di bobine concentrate inserite all’interno di cave aperte aventi sezione rettangolare. In Figura 4.1 è mostrata una porzione del generatore corrispondente ad una periodicità geometrica di macchina.

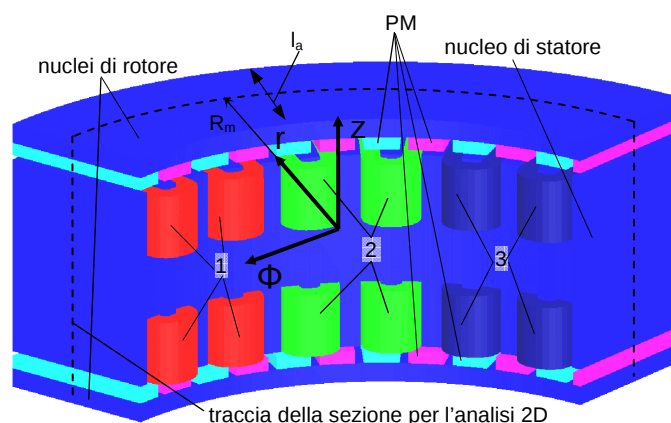


Figura 4.1: Porzione del generatore a flusso assiale a magneti permanenti relativa ad un passo di periodicità geometrica pari a 90° (1, 2, 3: bobine di fase, R_m : raggio medio, l_a : lunghezza attiva)

4.2.1 Approccio analitico semplificato

Per il dimensionamento preliminare della macchina ci si è avvalsi di un approccio analitico semplificato, che trascuri cioè gli effetti di curvatura, testate e di saturazione.

Con riferimento al circuito di Figura 4.2a ed al funzionamento a vuoto con il magnete perfettamente allineato al dente di statore (Figura 4.2b), le principali grandezze elettromagnetiche e geometriche sono definite come segue:

R_o : raggio esterno;
 R_i : raggio interno;
 $l_a = R_o - R_i$: lunghezza attiva dei conduttori;
 p : numero di coppie polari;
 n_s : numero di cave di statore;
 Ω : velocità angolare;
 $\omega = p\Omega$: pulsazione elettrica;
 $f = \omega / (2\pi)$: frequenza della forza elettromotrice a vuoto;
 $D = R_o + R_i$: diametro medio;
 $\tau = \pi D / (2p)$: semipasso polare;
 g : ampiezza del traferro;
 h_{ys} : altezza della corona di statore;
 h_{yr} : altezza della corona di rotore;
 b : larghezza di cava;
 h_s : altezza di cava;
 $\tau_s = 2\pi D / n_s$: passo delle cave di statore;
 h_m : altezza del magnete;
 w_m : larghezza del magnete;
 d : larghezza del dente di statore;
 $\alpha_m = \pi w_m / \tau$: angolo elettrico relativo a w_m ;
 $\alpha_d = \pi d / \tau$: angolo elettrico relativo a d ;
 B_r : induzione residua del magnete;
 H_c : campo coercitivo del magnete;
 μ_r : permeabilità del magnete;
 μ_{Fe} : permeabilità relativa del nucleo;
 ρ : resistività del conduttore;
 k_s : coefficiente di stipamento dei lamierini;
 k_f : coefficiente di riempimento della cava;
 B_m : induzione media nel magnete;
 B_d : induzione media nel dente di statore;
 $A_m = w_m l_a$: sezione trasversale del magnete;
 $A_d = k_s d l_a$: sezione trasversale del dente di statore;
 $\Phi_r = B_r A_m$: flusso residuo del magnete;
 $\Phi_m = B_m A_m$: flusso effettivo del magnete;
 $A_g = \tau_s l_a$: sezione trasversale del traferro;
 $\Phi_g = B_g A_g$: flusso al traferro;
 $A_{ys} = k_s h_{ys} l_a$: sezione trasversale della corona di statore;
 $A_{yr} = k_s h_{yr} l_a$: sezione trasversale della corona di rotore;
 σ : densità di corrente;
 A_{ts} : amperspire di cava;
 $A_{tph} = 2n_s A_{ts} / 3$: amperspire di fase.

In accordo con le linee di flusso, composte da rette e cerchi [3], indicate in Figura 4.2b, si possono ottenere le equazioni rappresentative delle permeanze integrando le permeanze dei tubi di flusso elementari.

Nel seguito si riportano le espressioni analitiche.

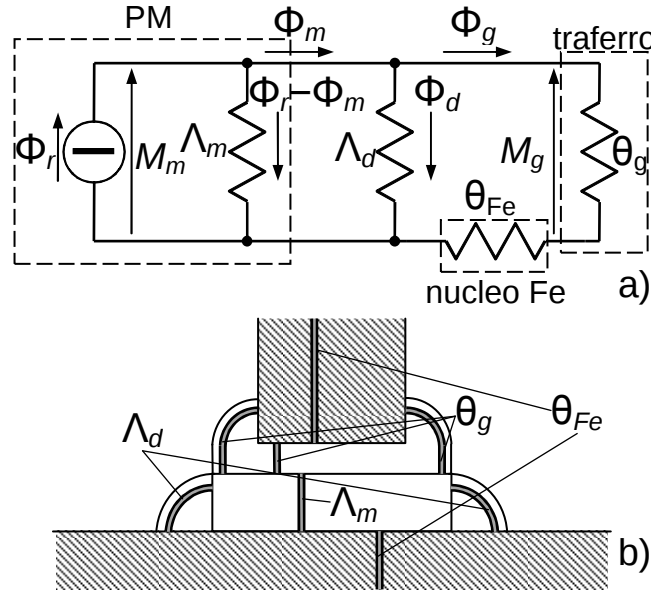


Figura 4.2: (a) Circuito magnetico equivalente; (b) Tubi di flusso in condizioni di allineamento tra magnete e dente di statore

Riluttanza al traferro

$$\Theta_g = \frac{1}{\mu_0 l_a \left[\frac{d}{g} + \frac{4}{\pi} \ln \left(1 + \frac{\pi (\min[w_m, \tau_s] - d)}{4g} \right) \right]} \quad (4.2)$$

Riluttanze del dente, delle corone di statore e rotore e riluttanza complessiva del ferro (assumendo $\mu_{Fe} = \text{costante}$)

$$\Theta_d = \frac{h_c}{\mu_{Fe} \mu_0 A_d}, \quad \Theta_{ys} = \frac{\pi D / n_s}{4 \mu_{Fe} \mu_0 A_{ys}}, \quad \Theta_{yr} = \frac{\pi D / (2p)}{4 \mu_{Fe} \mu_0 A_{yr}} \quad (4.3)$$

$$\Theta_{Fe} = \Theta_d + \Theta_{ys} + \Theta_{yr}$$

Permeanza interna del magnete e permeanza di dispersione

$$\Lambda_m = \frac{\mu_r \mu_0 A_m}{h_m}, \quad \Lambda_d = \frac{2 \mu_0 l_a}{\pi} \quad (4.4)$$

Flusso al traferro

$$\Phi_g = \frac{\Phi_r}{1 + (\Lambda_m + \Lambda_d)(\Theta_g + \Theta_{Fe})} \quad (4.5)$$

Valore medio e di picco dell'induzione al traferro

$$B_g = \frac{\Phi_g}{A_g}, \quad B_{gM} = \mu_0 \frac{M_g}{g} = \mu_0 \frac{\Theta_g \Phi_g}{g} \quad (4.6)$$

Ampiezza della fondamentale di induzione al traferro

L'andamento del flusso a vuoto al traferro è stato supposto di forma trapezoidale in funzione del tempo, con un valore di picco B_{gM} per un tratto di estensione α_f (angolo elettrico riferito al semipasso polare) data da:

$$\alpha_f = \pi \frac{(\min[w_m, \tau_s] - d)}{\tau} \quad (4.7)$$

L'ampiezza della fondamentale, in accordo con lo sviluppo in serie di Fourier, è quindi pari a:

$$B_{g1} = B_{gM} \frac{8 \cos(\alpha_f/2)}{\pi(\pi - \alpha_f)} \quad (4.8)$$

Fattore di avvolgimento, flusso concatenato e forza elettromotrice a vuoto

Il fattore di avvolgimento k_w è dato dal prodotto di due fattori:

- *fattore di distribuzione k_d* : è il rapporto tra la somma geometrica ed algebrica delle singole forze elettromotrici indotte, le due somme differiscono tra loro a causa dello sfasamento α_c fra due lati di matassa adiacenti;
- *fattore di raccorciamento k_p* : considera il fatto che una spira, anziché abbracciare esattamente un semipasso polare τ , a cui corrisponde un angolo elettrico di π radianti, ne abbracci una porzione $\pi - \beta = 2\pi p/n_s$.

La macchina ha un passo di periodicità geometrica pari a $2\pi/n_g$, dove n_g è il massimo comun divisore del numero di cave n_s e del numero di poli $2p$, che comprende $q = n_s/(6n_g)$ bobine di fase adiacenti: di conseguenza lo sfasamento reciproco tra le bobine adiacenti appartenenti ad una stessa fase vale $\alpha_c = 4\pi p/n_s$, mentre l'angolo di raccorciamento vale $\beta = \pi(1 - 2p/n_s)$.

Il fattore di avvolgimento si ricava a partire dalle equazioni (4.9).

$$k_d = \left| \frac{\sin(q\alpha_c/2)}{q \sin(\alpha_c/2)} \right|, \quad k_p = \cos\left(\frac{\beta}{2}\right), \quad k_w = k_d k_p \quad (4.9)$$

Indicati con N_c e $N_{ph} = n_s N_c / 3$ rispettivamente il numero di spire per bobina e per fase (macchina double side), il flusso concatenato per spira ed il valore efficace della forza elettromotrice a vuoto valgono rispettivamente:

$$\Phi_{g1} = \frac{2}{\pi} k_p B_{g1} \tau l_a, \quad E_{0,1} = \frac{2\pi f}{\sqrt{2}} N_{ph} k_w \Phi_{g1} \quad (4.10)$$

Corrente e resistenza di fase

Definita con $A_w = k_p h_s b$ la sezione trasversale dell'avvolgimento e fissato il valore di densità di corrente σ , le amperspire di cava, fase ed il valore efficace della corrente di fase valgono rispettivamente:

$$A_{t,s} = \sigma A_w, \quad A_{t,ph} = \frac{2n_s}{3} A_{t,s}, \quad I_{ph} = \frac{A_{t,ph}}{N_{ph}} \quad (4.11)$$

La lunghezza periferica media della bobina, la sua sezione trasversale e la resistenza di fase valgono:

$$l_t = 2l_a + \pi \tau_s + b, \quad A_{wt} = \frac{A_w}{N_c}, \quad R_{ph} = N_{ph} \rho \frac{l_t}{A_t} \quad (4.12)$$

Potenza e coppia elettromagnetica, potenza erogata

La massima potenza elettromagnetica, ricavabile in condizioni di quadratura tra forza magnetomotrice e flusso dei magneti, e la corrispondente coppia sono date da:

$$P_{em} = 3E_{0,1} I_{ph}, \quad T_{em} = \frac{P_{em}}{\Omega} \quad (4.13)$$

La potenza erogata vale quindi:

$$P_{out} = P_{em} - 3R_{ph} I_{ph}^2 \quad (4.14)$$

Le relazioni (4.2) ÷ (4.14) permettono di effettuare un dimensionamento di massima del generatore elettrico. Le principali caratteristiche del generatore sono riportate in Tabella 4.1.

Tabella 4.1: Caratteristiche del generatore (configurazione iniziale)

$B_r=1.23 \text{ T}$	$H_c=-8.9 \cdot 10^5 \text{ A/m}$	$\mu_r=1.1$
$\rho=0.0187 \text{ } \mu\Omega\text{m}$	$\mu_{Fe}=1000$	$k_s=0.96$
$k_f=0.581$	$f=44 \text{ Hz}$	$\sigma=6 \text{ A/mm}^2$
$R_o=145 \text{ mm}$	$R_i=95 \text{ mm}$	$l_a=50 \text{ mm}$
$d=9.6 \text{ mm}$	$b=6.1 \text{ mm}$	$q=2$
$\alpha_c=330^\circ$	$\beta=15^\circ$	$k_d=0.966$
$k_p=0.991$	$k_w=0.958$	$N_{ph}=1248$

4.3 Verifica mediante codice FEM

Una volta dimensionata la macchina, seppur in modo preliminare, è necessario effettuare un'analisi elettromagnetica vera e propria al fine di verificare i valori delle grandezze in gioco ed eventuali "parti critiche". L'analisi è stata eseguita utilizzando il programma basato sul metodo agli elementi finiti *Ansoft Maxwell* [4] che consente di valutare le principali grandezze elettromagnetiche come induzione al traferro, coppia elettromagnetica e induttanza sincrona della macchina. Sono stati studiati il funzionamento a vuoto e a carico, mettendo in evidenza i parametri più significativi in termine di tensione di fase e coppia elettromagnetica. In particolare sono stati calcolati tutti i parametri del circuito equivalente di una fase della macchina mettendo in risalto il termine relativo ai flussi di dispersione alle testate.

È stata inoltre sviluppata una procedura di analisi semplificata che permette di utilizzare dei modelli 2D per rifinire alcuni parametri geometrici in maniera tale da ottimizzare le prestazioni della macchina, con un notevole risparmio in termini di onere di calcolo rispetto ai modelli 3D.

4.3.1 Modelli 2D

Un modello 2D semplificato del generatore è stato ottenuto considerando una porzione di macchina (corrispondente ad un periodo geometrico (nel caso in esame $360^\circ/n_g = 90^\circ$, con $n_g = MCD(n_s, 2p) = 4$). Su questa porzione è stata eseguita una sezione cilindrica (sul piano ϕ -z, in accordo con il sistema di riferimento di Figura 4.1) in corrispondenza del raggio medio; questa sezione è stata successivamente rettificata ottenendo il modello di Figura 4.3.



Figura 4.3: Modello rettificato 2D con condizioni al contorno per l'analisi FEM (sezione cilindrica ϕ -z in corrispondenza del raggio medio R_m)

Per ottenere una maggiore accuratezza dei risultati è possibile effettuare un'operazione di media dei valori q_j ($j=1, \dots, m$) di una generica grandezza $q(R)$ su m sezioni corrispondenti a diversi raggi R_j .

Il valore medio $\langle q \rangle$ è ottenuto mediante tecniche di quadratura numerica come:

$$\langle q \rangle = \sum_{j=1}^m \xi_j q_j / (R_o - R_i) \quad (4.15)$$

Nel caso si usi la formula di quadratura di Simpson (m dispari):

$$R_j = R_i + (j - 1) \frac{R_o - R_i}{m-1} \quad (4.16)$$

$$\xi_j = \frac{R_o - R_i}{m-1} \cdot \begin{cases} 1 & \text{per } j = 1, m \\ 4 & \text{per } j \text{ dispari } \neq 1, m \\ 2 & \text{per } j \text{ pari} \end{cases}$$

Nel caso di usi la formula di quadratura gaussiana ($P_m(\chi)$: polinomio di Legendre di m -esimo grado nella variabile χ) si ha:

$$R_j = \frac{R_o + R_i}{2} + \frac{R_o - R_i}{2} \chi_j \text{ con } \chi_j \text{ } j\text{-esima radice di } P_m(\chi) \quad (4.17)$$

$$\xi_j = \frac{R_o - R_i}{(1 - \chi_j^2)(P'_m(\chi_j))^2}$$

Come caso particolare, per $m=1$ nell'equazione (4.17) si ottengono $R_1=R_m$ e $\xi_1=1$. Per motivi di chiarezza, nel seguito le parentesi $\langle \dots \rangle$ saranno omesse, assumendo quindi implicitamente di utilizzare i valori medi delle grandezze.

L'analisi FEM permette di prendere in considerazione molti aspetti difficilmente analizzabili utilizzando dei metodi puramente analitici, come ad esempio la non linearità dei materiali ferromagnetici e gli effetti della forza magnetomotrice di armatura per una generica forma d'onda della corrente.

Il codice FEM utilizzato consente inoltre di eseguire delle analisi parametriche che permettono di riprodurre gli effetti di spostamento; per far ciò si eseguono una serie di analisi magnetostatiche per diverse posizioni $x_{jk}=\theta_k R_j$, con $\theta_k=2\pi(k-1)/(pn_\theta)$ rappresentativo dell'angolo di rotazione ($k=1, \dots, n_\theta$, con n_θ : campioni nel periodo $2\pi/p$).

Indicando con $f_{x,jk}$ la forza tangenziale per unità di lunghezza agente sulla parte mobile per la j -esima sezione al k -esimo passo di spostamento, la coppia T_k vale:

$$T_k = 2n_g \sum_{j=1}^m \xi_j f_{x,jk} R_j l_a / (R_o - R_i) = 2n_g \sum_{j=1}^m \xi_j f_{x,jk} R_j \quad (4.18)$$

Analogamente, indicando con $\psi_{jk,s}$ il flusso concatenato per spira e per unità di lunghezza della fase s ($s=1,2,3$) per la j -esima sezione al k -esimo passo di spostamento, il flusso $\Psi_{k,s}$ concatenato da una fase vale:

$$\Psi_{k,s} = N_{ph} \sum_{j=1}^m \xi_j \psi_{jk,s} l_a / (R_o - R_i) = N_{ph} \sum_{j=1}^m \xi_j \psi_{jk,s} \quad (4.19)$$

Nell'ipotesi di correnti di simmetriche ed equilibrate, un adeguato numero di campioni n_θ permette di rappresentare analiticamente la coppia, il flusso concatenato da una fase e di conseguenza la forza elettromotrice a vuoto E_{0s} ai capi della stessa utilizzando degli sviluppi in serie di Fourier in funzione dell'angolo elettrico $\theta_e=p\theta$ troncati ad un numero conveniente di armoniche n_h :

$$T(\theta) = T_{av} + \sum_{h=1}^{n_h} T_h \cos(6h\theta_e + \zeta_h)$$

$$\Psi_s(\theta) = \sum_{h=1}^{n_h} \Psi_h \cos h \left(\theta_e - \frac{2\pi}{3} (s-1) \right) \quad (4.20)$$

$$E_{0s}(\theta) = \sum_{h=1}^{n_h} E_{0,h} \sin h \left(\theta_e - \frac{2\pi}{3} (s-1) \right), \quad E_{0,h} = 2\pi h f \Psi_h$$

La coppia presenta delle armoniche avente molteplicità sei a causa della presenza di campi armonici nella forza magnetomotrice.

4.3.2 Induttanza di fase e contributo delle testate

L'induttanza di fase per spira e per unità di lunghezza attiva può essere ottenuta direttamente da una procedura interna del codice così come il flusso concatenato.

Le analisi effettuate confermano che l'accoppiamento magnetico tra le fasi è praticamente trascurabile.

Al fine di considerare il contributo L_{ew} dato dall'induttanza di dispersione alle testate all'autoinduttanza L_s , è stata presa in considerazione una sezione trasversale lungo il piano $R-z$ [5] (Figura 4.4): i magneti sono smagnetizzati ed una coppia di correnti laminari sono state poste ai bordi della zona del traferro. In questo modo si ottiene una forza magnetomotrice tale da controbilanciare quella messa in gioco dall'avvolgimento, in maniera tale da annullare il flusso al traferro nella zona attiva, essendo già stato conteggiato nell'analisi eseguita nella sezione $\phi-z$. Il flusso concatenato derivante da questa analisi è associabile all'induttanza L_{ew} .

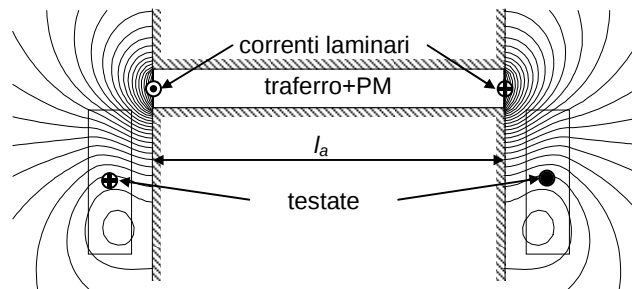


Figura 4.4: Modello 2D ottenuto tramite una sezione trasversale R-z per il calcolo del contributo delle testate all'induttanza della bobina

4.3.3 Confronto tra i risultati analitici, l'analisi 2D e 3D

Con riferimento alla configurazione iniziale del generatore, riportata nella Tabella 4.1 ed in Figura 4.5, i risultati dell'approccio analitico e delle analisi FEM 2D e 3D sono riportati in Tabella 4.2.

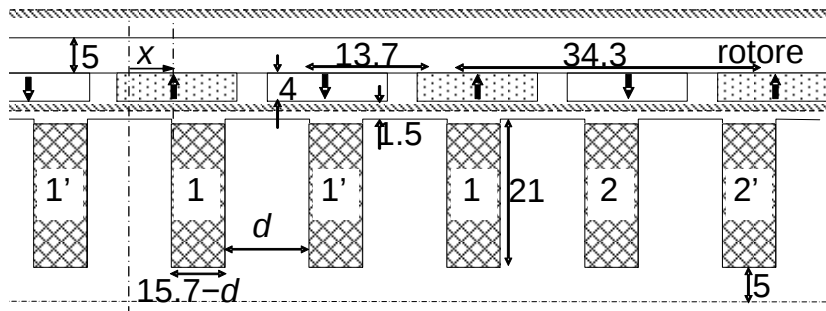


Figura 4.5: Porzione del modello 2D rettificato utilizzato per l'analisi FEM per diversi valori della larghezza d del dente statorico (sezione $\Phi-z$ in corrispondenza del raggio medio $R_m=120$ mm, misure in millimetri)

Le analisi FEM sono state fatte imponendo una terna trifase di correnti sinusoidali (corrente nominale $I_r=5.71$ A, solo componente in quadratura) ed una caratteristica $B-H$ con un'induzione al ginocchio $B_s \approx 1.4$ T. Nell'analisi 2D è stata considerata una sola sezione ($m=1$); questa semplificazione non compromette la validità dell'approccio utilizzato, in quanto delle verifiche preliminari hanno evidenziato la buona precisione comunque ottenibile.

I risultati delle tre procedure (analitica, FEM 2D, FEM 3D) mostrano una buona concordanza, confermando la convenienza di utilizzare un approccio analitico semplificato per il dimensionamento preliminare. L'analisi FEM 2D consente inoltre di esaminare lo sfruttamento magnetico a macchina, al fine di individuare le zone potenzialmente migliorabili.

La concordanza tra le distribuzioni della componente assiale di induzione al traferro B_z relative alle analisi 2D e 3D confermano la validità dell'approccio 2D nella zona attiva (Figura 4.6).

Tabella 4.2: Risultati ottenuti con le diverse procedure

Analitico	FEM 2D	FEM 3D
$B_{qM}=0.91$ T	$B_{qM}=0.87$ T	$B_{qM}=0.87$ T
$B_d=1.16$ T	$B_d=1.17$ T	$B_d=1.2$ T
$E_0=114.3$ V	$E_0=114.4$ V	–
$T_{em}=155.8$ Nm	$T_{em}=155.5$ Nm	$T_{em}=154.5$ Nm

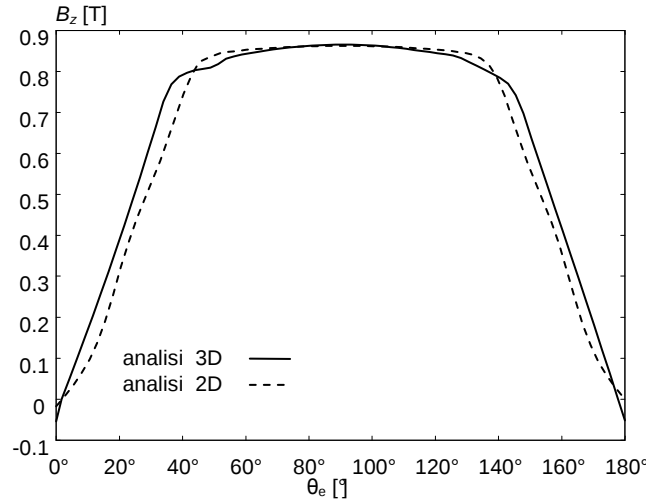


Figura 4.6: Componente assiale dell'induzione al traferro B_z in funzione dell'angolo elettrico θ_e nell'analisi 2D e 3D

Il buon accordo tra i modelli 2D e 3D è confermato anche dagli andamenti della coppia elettromagnetica riportati in Figura 4.7, dove è messo in evidenza il basso ripple risultante da questa particolare configurazione elettromagnetica.

In Tabella 4.3 sono riportati i valori di autoinduttanza di fase ricavati dall'analisi 2D (con e senza contributo delle testate) e quelli derivanti dall'analisi 3D: si può osservare che i valori ottenuti con il modello 2D “corretto” differiscono solo per il 2-3% da quelli ottenuti con il modello 3D.

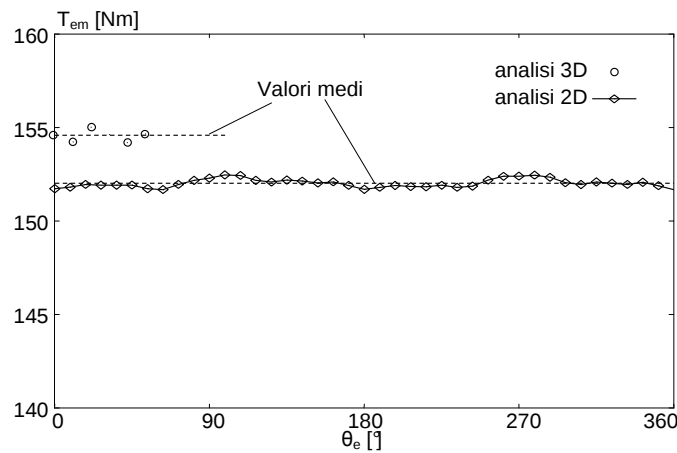


Figura 4.7: Coppia elettromagnetica T_{em} in funzione dell'angolo elettrico θ_e nell'analisi 2D e 3D

Tabella 4.3: Autoinduttanza di fase L_s [mH]

	FEM 2D	FEM 2D+ L_{ew}	FEM 3D
vuoto	32.6	36.7	38.1
carico	32.3	36.4	37.2

4.3.4 Analisi parametrica 2D

L'analisi FEM bidimensionale della configurazione iniziale ha evidenziato che, in condizioni di carico nominale (caratterizzate dal pedice I_{load}), la larghezza d del dente di statore è eccessiva, in quanto si ha un'induzione $B_{d,load}$ troppo bassa. Per ovviare a questo problema è stata sviluppata una procedura automatica in ambiente *Matlab*® che consente di controllare l'esecuzione del codice di calcolo FEM senza l'intervento dell'operatore: in tal modo è stato possibile effettuare delle analisi parametriche al variare della larghezza d del dente, garantendo un ottimo infittimento della mesh ed una elaborazione dei risultati al fine di ricavare le grandezze di interesse.

L'influenza della larghezza del dente sulle prestazioni del generatore, operante in condizioni di carico nominale e con alimentazione sinusoidale in quadratura, sono riportate in Tabella 4.4.

Si riportano, oltre ai parametri definiti in precedenza, anche le seguenti grandezze:

- $B_{m,min,load}$: induzione minima a carico nel magnete permanente;
- $B_{dM,load}$: induzione massima a carico nel dente di statore;
- $P_{PM,load}$: perdite per correnti parassite nei magneti permanenti (calcolate mediante analisi FEM transient);
- $P_{Fe,load}$: perdite nel ferro (calcolate mediante analisi FEM transient);
- $M_{(PM,Fe,Cu,tot)}$: peso dei magneti permanenti, del ferro, dell'avvolgimento e totale.

Tabella 4.4: Risultati dell'analisi parametrica

Configurazione	A (starting)	B	C
d [mm]	9.6	8.6	7.2
h_s [mm]	21.0	18.1	15.0
b [mm]	6.1	7.1	8.5
R_{ph} [Ω]	3.8	3.8	3.8
$L_{s,load}$ [mH]	37.3	31.9	26.4
$B_{m,min,load}$ [T]	0.6	0.6	0.5
$B_{dM,load}$ [T]	1.4	1.4	1.5
T_{em} [Nm]	155.5	150.8	143.9
$P_{PM,load}$ [W]	1.7	2.2	3.1
$P_{Fe,load}$ [W]	19.3	17.2	15.4
M_{Fe} [kg]	13.9	12.1	10.4
M_{Cu} [kg]	7.3	7.3	7.3
M_{PM} [kg]	1.2	1.2	1.2
M_{tot} [kg]	22.4	20.7	18.9
T_{em}/M_{tot} [Nm/kg]	6.95	7.30	7.61

I dati riportati nella Tabella 4.4 evidenziano il miglioramento delle prestazioni ottenute con la configurazione C ($d=7.2$ mm) rispetto a quelle delle configurazioni A e B: si ha infatti una notevole riduzione del peso (inferiore del 15% rispetto a quello della configurazione A) ed un incremento del 10% circa della coppia specifica T_{em}/M_{tot} . Questa configurazione è stata quindi presa a riferimento per le analisi successive.

4.4 Modello integrato generatore-raddrizzatore

Una volta stabilita la configurazione ottimale della macchina è stata utilizzata la procedura automatica descritta in precedenza per l'analisi 2D al fine di estrarre i parametri [6] del modello matematico del generatore da integrare con quello del convertitore AC/DC in maniera tale da creare un modello integrato da implementare in ambiente *Simulink*® [7] (Figura 4.8). Il modello così ottenuto permette di simulare il comportamento del sistema generatore-raddrizzatore, considerando anche la caduta di tensione dovuta alla commutazione come funzione della frequenza e dalla corrente I_{dc} erogata dal DC bus.

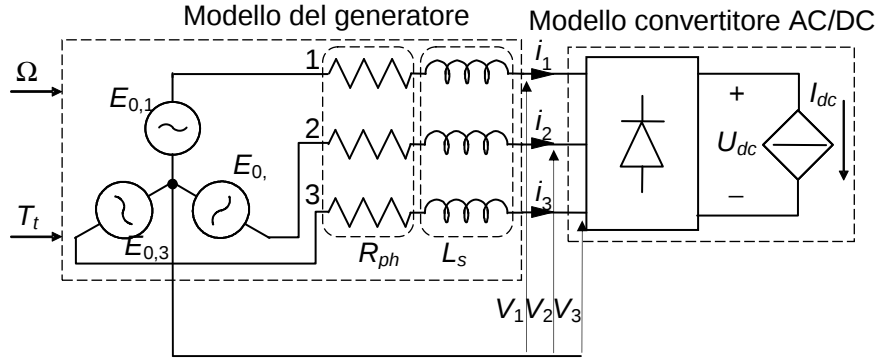
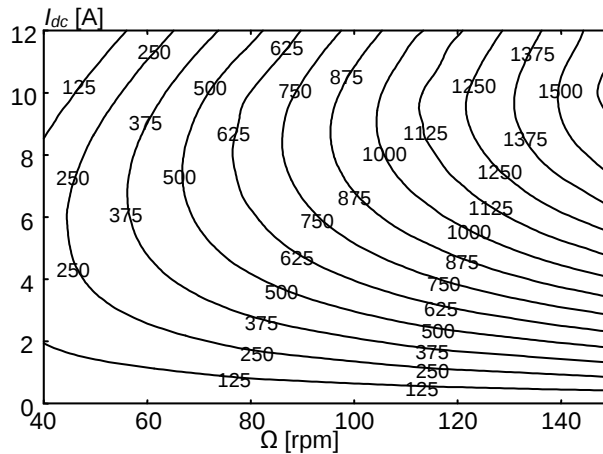


Figura 4.8: Modello integrato generatore-raddrizzatore

La forza elettromotrice a vuoto è espressa, in accordo con la (4.20), da una serie trigonometrica troncata alla settima armonica ($n_h=7$) ottenuta dall'elaborazione dei flussi ottenuti dalle analisi a vuoto. Utilizzando il modello integrato è possibile analizzare le prestazioni del sistema per diversi valori di velocità angolare Ω e di correnti di carico I_{dc} così da caratterizzarne il funzionamento in tutte le condizioni operative. Effettuando un set di simulazioni con diversi valori di Ω e I_{dc} è possibile ottenere la tensione sul DC bus U_{dc} e la potenza erogata $P_{out}=U_{dc}I_{dc}$; quest'ultima può essere rappresentata sotto forma di curve di livello in funzione della velocità angolare e della corrente (Figura 4.9).


 Figura 4.9: Curve di livello della potenza erogata P_{out} [W] in funzione di Ω e I_{dc}

4.5 Accoppiamento con turbina eolica

Sommando alla potenza erogata il contributo delle perdite (ohmiche, nel ferro e meccaniche) è possibile ricavare la potenza P_t e la coppia $T_t=P_t/\Omega$ che devono essere sviluppate da una turbina eolica in funzione della velocità angolare e della corrente di carico. Il bilancio tra il valore effettivo della coppia motrice T_t , dipendente da Ω e dalla velocità del vento v , e la coppia richiesta rappresenta un'equazione nella variabile I_{dc} da risolvere numericamente.

A titolo di esempio, si è supposto che la turbina operi con tip-speed ratio ottimale, per cui la coppia sviluppata può essere espressa come $T_t(\Omega) = T_{t,r}(\Omega/\Omega_r)^2$. Dalla soluzione dell'equazione di bilancio delle coppie si sono ottenuti i corrispondenti valori di corrente I_{dc} e di conseguenza la tensione U_{dc} (Figura 4.10).

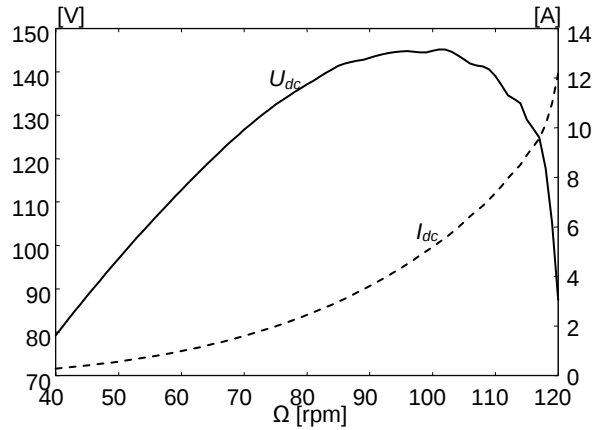


Figura 4.10: Tensione U_{dc} e corrente I_{dc} sul DC bus in funzione della velocità angolare Ω (funzionamento a tip-speed ratio ottimale)

Gli andamenti della potenza P_t sviluppata dalla turbina e della potenza P_{dc} erogata al DC bus in funzione della velocità angolare Ω sono riportati in Figura 4.11.

La Figura 4.12 mostra gli andamenti istantanei delle principali grandezze elettromagnetiche ottenute dalla simulazione del sistema generatore-raddrizzatore assumendo una corrente di carico costante $I_{dc}=7.53$ A, valore di corrente al DC bus per cui si ottiene la circolazione del valore nominale I_{ph}^* della corrente di fase negli avvolgimenti del generatore.

La commutazione ha un'influenza notevole sulle forme d'onda delle grandezze, come si può vedere dagli andamenti della tensione V_1 e della corrente i_1 riportati in figura.

Il valore medio della tensione d'uscita vale $\langle U_{dc} \rangle \approx 141.4$ V, con un ripple relativo (rapporto tra il valore efficace dell'ondulazione ed il valore medio $\langle U_{dc} \rangle$) pari al 23.3%.

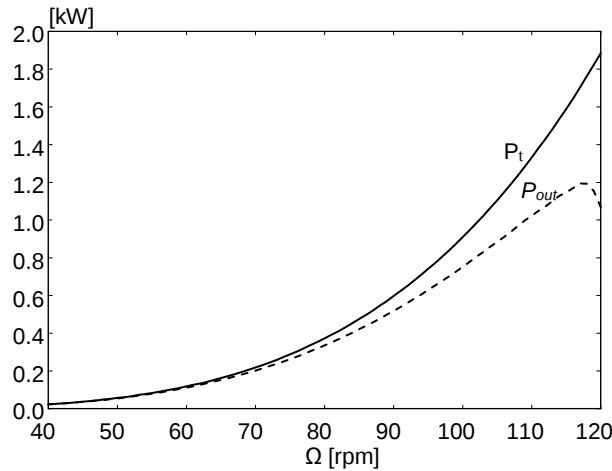


Figura 4.11: Potenza P_t prodotta dalla turbina ed erogata P_{out} in funzione della velocità angolare Ω (funzionamento a tip-speed ratio ottimale)

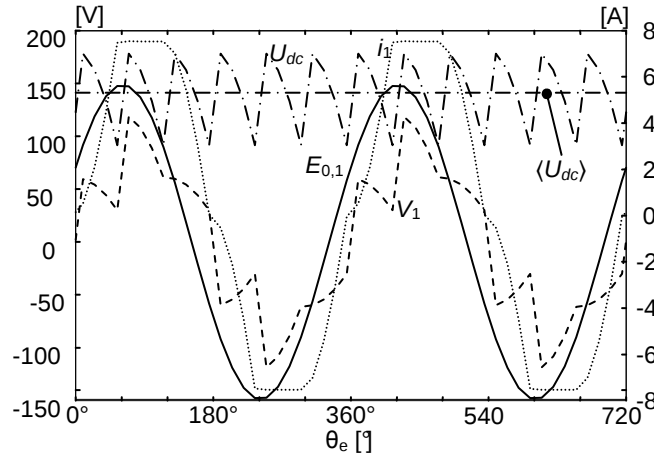


Figura 4.12: Valori istantanei della forza elettromotrice a vuoto relativa alla fase 1 $E_{0,1}$, tensione d'uscita V_1 , corrente i_1 e tensione U_{dc} sul DC bus ottenuti dalla simulazione del sistema generatore-raddrizzatore

Per confermare la validità del modello utilizzato è stato impresso nel modello FEM 2D un set di valori relativi alle correnti di fase ricavato dalle simulazioni *Simulink*®. La perfetta coincidenza, mostrata in Figura 4.13, tra i valori istantanei di coppia conferma la bontà e la correttezza del modello utilizzato.

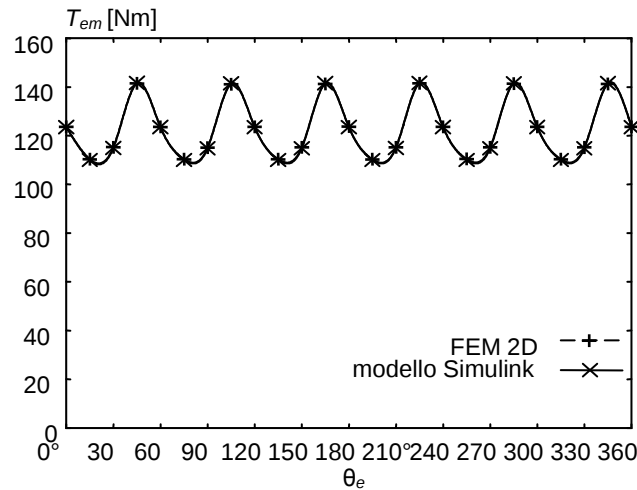


Figura 4.13: Coppia elettromagnetica istantanea ottenuta con simulazione FEM 2D e con modello *Simulink*® imponendo una forma d'onda di corrente distorta derivante dalle simulazioni eseguite con il modello integrato generatore-raddrizzatore

4.6 Conclusioni

In questo capitolo è stata descritta una procedura per il dimensionamento preliminare di una macchina a flusso assiale a magneti permanenti.

La verifica e l'ottimizzazione dei risultati analitici è stata fatta utilizzando un modello 2D semplificato.

La configurazione elettromagnetica così ottenuta è stata analizzata al fine di determinare i parametri del generatore da inserire in un modello integrato generatore-convertitore che permette di simulare il funzionamento di un ipotetico sistema eolico in ogni condizione di carico e per ogni velocità di rotazione.

4.7 Riferimenti

- [1] A. Parviainen, J. Pyrhönen and P. Kontkanen, “Axial Flux Permanent Magnet Generator with Concentrated Winding for Small Wind Power Applications”, *IEEE International Conference on Electrical Machines and Drives 2005 (IEMDC05)*, pp. 1187-1191, 15-18 May 2005, San Antonio, USA.
- [2] H. Polinder, G.J.W. van Bussel and M.R. Dubois, “Design of a PM generator for the Turby®, a wind turbine for the built environment”, *International Conference on Electrical Machines 2004 (ICEM’04)*, 5-8 Sept. 2004, Cracow, Poland.
- [3] U. S. Deshpande, J. J. Cathey, and E. Richter, “High-force density linear switched reluctance machine,” *IEEE Trans. Ind. Applicat.*, vol. 31, pp. 345–352, Mar./Apr. 1995.
- [4] Ansoft Maxwell® v.11, *User guide*, 2006.
- [5] M. Andriollo, G. Bettanini, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Design and Analysis of a SPM In-Wheel motor for the propulsion of electric buses”, *Electromotion 2005*, Lausanne, Switzerland, 27-29 Sept. 2005.
- [6] M. Andriollo, G. Bettanini, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Analysis of a PM Generator-Rectifier System for Wind Energy Applications”, *XVII Int. Conf. on Electrical Machines (ICEM’06)*, Chania, Greece, Sept. 2-5, 2006.
- [7] Simulink® 6.5 (Release 2006b) – *Online User’s Guide*, The MathWorks Inc., Sept. 2006.

CAPITOLO 5

**GENERATORI A FLUSSO ASSIALE
CON AVVOLGIMENTO A MULTIPLA STELLA**

5.1 Introduzione

I generatori a flusso assiale dotati di magneti permanenti, già ampiamente descritti nel precedente capitolo, consentono facilmente di realizzare delle configurazioni con avvolgimento statorico a stella multipla [1÷5]. L'adozione di questa tipologia di avvolgimento permette di ottenere una maggiore flessibilità di funzionamento ed un aumento della resa energetica.

Un altro vantaggio di questa configurazione consiste nel poter cambiare le connessioni dei ponti raddrizzatori relativi alle diverse stelle al variare della velocità angolare. Così facendo è possibile ottenere una tensione più elevata sul DC bus e, al tempo stesso, limitarne le escursioni al variare della velocità di rotazione.

Il mantenimento di elevati valori di tensione può essere utili in impianti di produzione dove sono connesse simultaneamente diverse fonti rinnovabili: con un sistema di questo tipo infatti è possibile ottenere una sostanziale riduzione della sezione dei cavi e delle taglie dei componenti (interruttori, ecc.).

Nel seguito verrà analizzato un generatore di piccola potenza per applicazioni eoliche dotato di un avvolgimento a quadrupla stella, facendo particolare riferimento al confronto con la soluzione a singola stella presentata nel capitolo precedente.

5.2 Configurazione a stella multipla

La macchina con avvolgimento a stella multipla è stata ricavata dalla macchina descritta nel precedente capitolo. I due dischi di rotore sono stati sfasati di un angolo meccanico pari a:

$$\alpha_m = 15/p = 15/22 \cong 0.682^\circ \quad (5.1)$$

Così facendo è possibile ottenere quattro sistemi trifase distinti e sfasati fra loro di un angolo elettrico α_e pari a 15° . Lo sfasamento tra due bobine contigue ed appartenenti ad una stessa fase è infatti pari a $2\alpha_e$; sfasando di α_m i due dischi rotorici si ottengono altri due sistemi sfasati rispetto ai precedenti di α_e .

In Figura 5.1 è riportata una sezione cilindrica (sul piano ϕ -z) rettificata ottenuta in corrispondenza del raggio medio della macchina dotata di avvolgimento a quadrupla stella; si noti lo sfasamento Δx tra i due dischi di rotore.

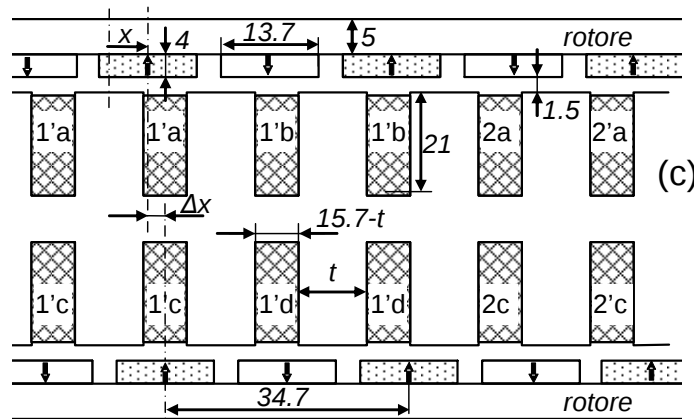


Figura 5.1: Sezione cilindrica rettificata in corrispondenza del raggio medio

Per realizzare questa nuova struttura elettromagnetica è stata presa a riferimento la macchina a singola stella in configurazione ottimizzata, ovvero il generatore derivante dall'analisi parametrica effettuata al paragrafo 4.3.4. Al fine di operare allo stesso livello di tensione, sono state quadruplicate le spire di ogni singolo avvolgimento.

Per motivi di chiarezza si riportano in Tabella 5.1 le principali caratteristiche del generatore.

Tabella 5.1: Caratteristiche del generatore

Larghezza del dente di statore	d [mm]	7.2
Altezza di cava	h_s [mm]	15.0
Larghezza di cava	b [mm]	8.5
Numero di spire di una fase di statore	N_{ph}	1248
Resistenza di una fase di statore	R_{ph} [Ω]	3.8
Induttanza di una fase di statore	$L_{s,load}$ [mH]	26.4
Valore minimo di induzione media nel magnete	$B_{m,min,load}$ [T]	0.5
Induzione nel dente di statore	$B_{dM,load}$ [T]	1.5
Coppia elettromagnetica media	T_{em} [Nm]	143.9
Perdite nei magneti permanenti (a carico)	$P_{PM,load}$ [W]	3.1
Perdite nel ferro (a carico)	$P_{Fe,load}$ [W]	15.4
Peso del ferro	M_{Fe} [kg]	10.4
Peso del rame	M_{Cu} [kg]	7.3
Peso dei magneti permanenti	M_{PM} [kg]	1.2
Peso totale del generatore	M_{tot} [kg]	18.9
Rapporto coppia elettromagnetica / peso totale	T_{em}/M_{tot} [Nm/kg]	7.61

In Tabella 4.3 sono riportati i valori di autoinduttanza di fase ricavati dall'analisi 2D (con e senza contributo delle testate) e quelli derivanti dall'analisi 3D: si può osservare che i valori ottenuti con il modello 2D "corretto" differiscono solo per il 2-3% da quelli ottenuti con il modello 3D.

Tabella 5.2: Autoinduttanza di fase L_s [mH]

	FEM 2D	FEM 2D+ L_{ew}	FEM 3D
vuoto	32.6	36.7	38.1
carico	32.3	36.4	37.2

5.3 Modello integrato generatore-raddrizzatori

Una volta ricavati i principali parametri del generatore, è stato sviluppato un modello integrato del generatore e dei convertitori AC/DC da implementare in ambiente *Simulink*® (Figura 5.2). Il modello così ottenuto permette di simulare il comportamento del sistema generatore-raddrizzatori, considerando anche la caduta di tensione dovuta alla commutazione come funzione della frequenza e dalla corrente I_{dc} erogata dal DC bus.

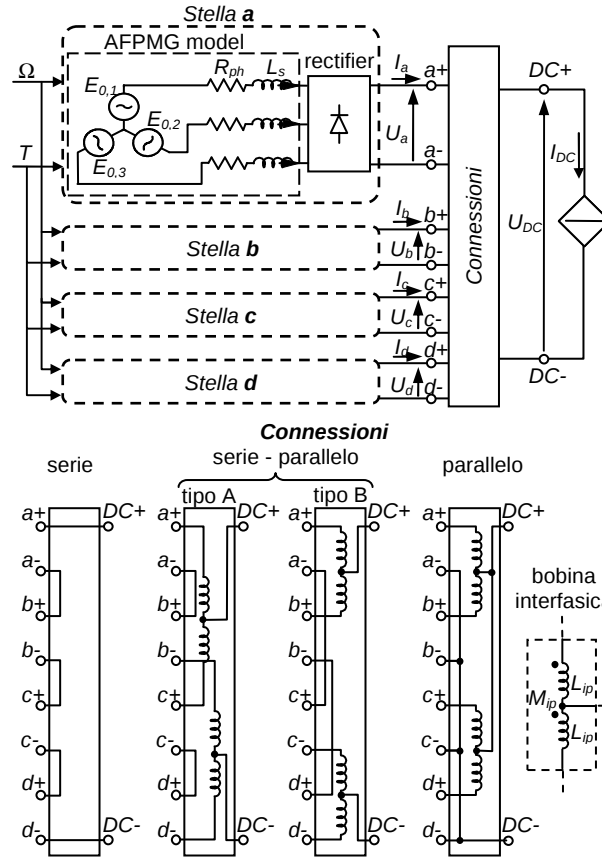


Figura 5.2: Modello integrato generatore-raddrizzatori

Le uscite dei raddrizzatori possono essere connesse in diversi modi (serie, serie-parallelo, parallelo al crescere della velocità) al fine di ottenere un valore di tensione sul DC bus U_{dc} elevato per ogni velocità di rotazione.

Nelle connessioni in parallelo è prevista l'inserzione di una bobina interfase [6]: questo componente offre un percorso a bassa impedenza nel caso di correnti di modo comune, mentre presenta un'elevata impedenza per le correnti di modo differenziale. Con questo accorgimento è possibile limitare la corrente di circolazione tra le diverse vie in parallelo. È opportuno sottolineare che questa corrente non contribuisce in alcun modo alla conversione elettromeccanica dell'energia, causando solo un incremento delle perdite negli avvolgimenti ed un conseguente surriscaldamento degli stessi.

Per quanto riguarda la connessione serie-parallelo, in Figura 5.2 sono state riportate due possibili configurazioni (indicate rispettivamente con A e B); nella trattazione seguente si è preferito utilizzare la connessione di tipo A, in quanto mette in gioco un minore sfasamento tra le due vie poste in parallelo, limitando quindi la differenza di tensione che dà luogo alla corrente di circolazione.

5.4 Risultati

Si riportano nel seguito gli andamenti delle principali grandezze elettriche di interesse, in particolare verranno posti in evidenza gli effetti dell'inserzione della bobina interfase. Per far ciò si prenderà a riferimento la connessione serie-parallelo.

Le prestazioni ottenute con il generatore dotato di avvolgimento a stella multipla verranno poi messe a confronto con quelle ricavate nel capitolo precedente.

In Figura 5.3 sono riportati gli andamenti della corrente di fase $i_a(t)$ nel caso in cui la bobina interfase sia o meno presente. L'inserimento della bobina consente di ottenere una riduzione delle oscillazioni di corrente; si ha una forma d'onda di tipo "flat topped" che assicura una maggiore regolarità delle grandezze d'uscita.

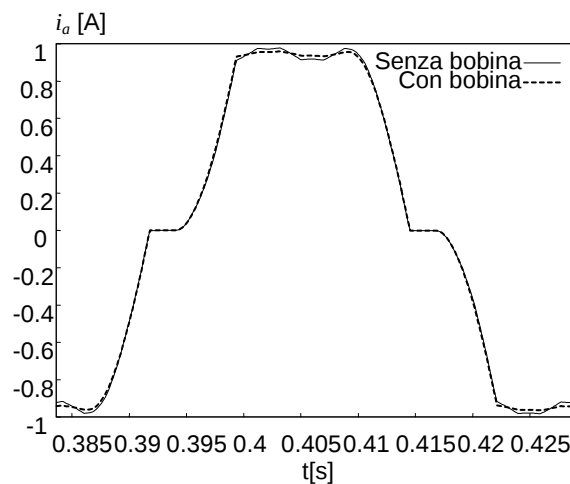


Figura 5.3: Corrente circolante su una fase statorica

La maggiore regolarità delle forme d'onda in presenza della bobina interfaseica è evidenziata anche dall'andamento della tensione di fase a carico $v_a(t)$ (Figura 5.4). La tensione risulta essere più livellata, priva di scostamenti improvvisi

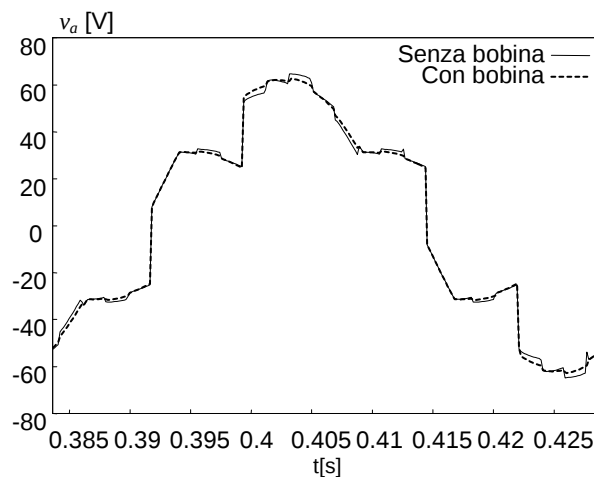


Figura 5.4: Tensione di fase

Questa maggiore regolarità delle grandezze d'ingresso si traduce in una maggiore regolarità dei parametri d'uscita, in particolar modo della corrente circolante sul lato DC (Figura 5.5). Minori variazioni si hanno per quanto riguarda la tensione raddrizzata (Figura 5.6).

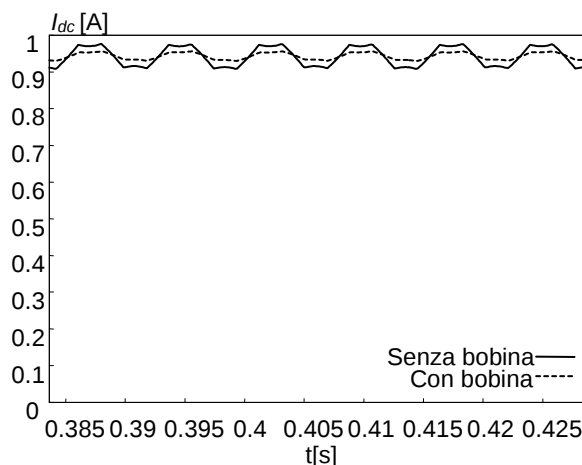


Figura 5.5: Corrente lato DC

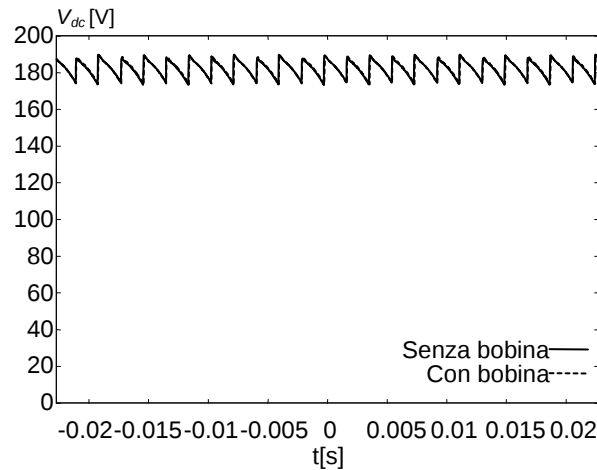


Figura 5.6: Tensione raddrizzata

L'effetto principale dell'inserzione della bobina interfascica è la riduzione della corrente di circolazione; tale effetto è riportato in Figura 5.7. I parametri caratteristici della bobina sono riportati in Tabella 5.2.

Tabella 5.2: Caratteristiche della bobina interfascica

Autoinduttanza dell'avvolgimento primario	L_1 [mH]	160
Autoinduttanza dell'avvolgimento primario	L_2 [mH]	160
Mutua induttanza	M [mH]	157

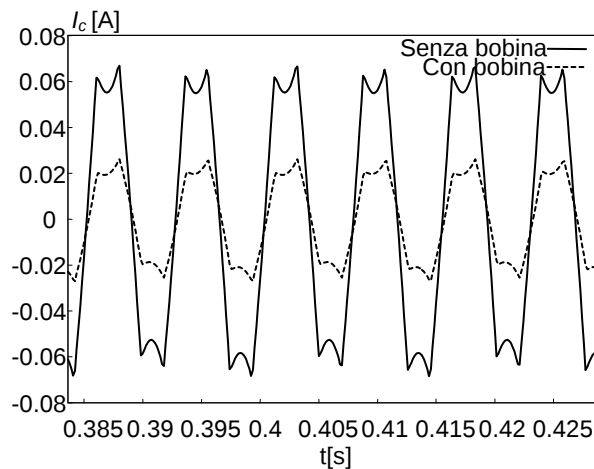


Figura 5.7: Corrente di circolazione

A seguito dell'inserzione della bobina interfascica, la corrente di circolazione si è ridotta di un fattore 3 rispetto alla configurazione sprovvista di tale componente. Tale riduzione si traduce in una riduzione delle perdite Joule negli avvolgimenti ed in una maggiore resa energetica.

La convenienza di adottare una macchina dotata di avvolgimento a stella multipla può essere valutata confrontando le sue prestazioni con quelle ottenute con un generatore avente i medesimi parametri geometrici e magnetici ma dotato di avvolgimento a singola stella.

In Figura 5.8 sono riportati gli andamenti della potenza P_t sviluppata dalla turbina, della potenza P_{dc} erogata al DC bus e del rendimento elettromagnetico η_{em} in funzione della velocità angolare Ω .

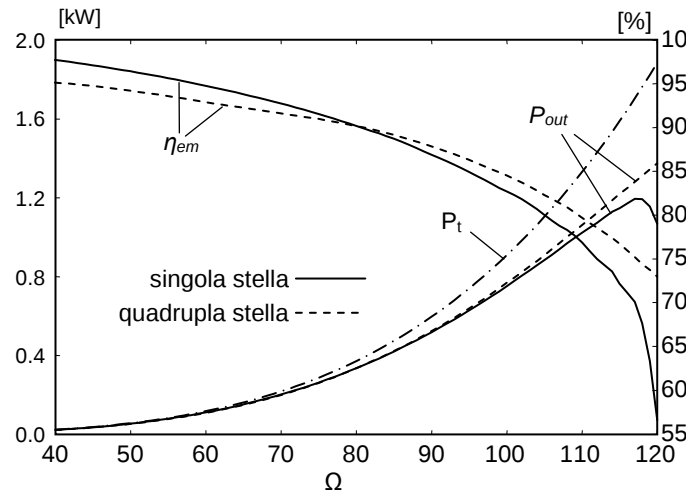


Figura 5.7: Potenza P_t prodotta dalla turbina, erogata P_{out} e rendimento elettromagnetico η_{em} in funzione della velocità angolare Ω (funzionamento a tip-speed ratio ottimale) nel caso di generatore con avvolgimento statorico a singola e a quadrupla stella

Dall'analisi della Figura 5.7, risulta evidente che la configurazione a quadrupla stella permette di ottenere dei valori di potenza ed una resa energetica superiori rispetto alla configurazione a singola stella per velocità di rotazione prossime a quella nominale, ovvero quelle per cui si mettono in gioco i più alti valori di potenza. Tali vantaggi rendono conveniente una configurazione di questo tipo nonostante la maggiore complessità della macchina e dei convertitori statici.

In Figura 5.8 sono riportati gli andamenti istantanei della coppia elettromagnetica, relativa al funzionamento a velocità nominale, nei due casi analizzati. Il ripple di coppia risulta essere lo stesso nei due casi, tuttavia la configurazione a quadrupla stella consente di ottenere un valore medio della coppia più elevato (125.4 Nm rispetto a 122.6 Nm).

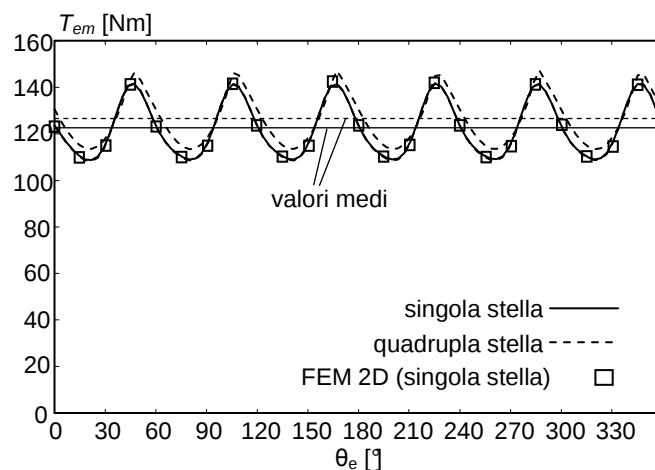


Figura 5.8: Coppia elettromagnetica istantanea ottenuta con simulazione FEM 2D e con i modelli *Simulink*® imponendo una forma d'onda di corrente distorta derivante dalle simulazioni eseguite con il modello integrato generatore-raddrizzatori

5.5 Conclusioni

In questo capitolo è stato analizzato un generatore a flusso assiale a magneti permanenti dotato di avvolgimento statorico a quadrupla stella.

Per l'analisi elettromagnetica della macchina ed il calcolo dei suoi parametri fondamentali è stato utilizzato un modello FEM 2D semplificato.

Successivamente è stato sviluppato un modello integrato generatore-convertitori che permette di simulare il funzionamento di un ipotetico sistema eolico in ogni condizione di carico e per ogni velocità di rotazione.

I risultati delle simulazioni hanno evidenziato un incremento della resa energetica del sistema rispetto alla configurazione con avvolgimento a singola stella.

5.6 Riferimenti

- [1] T. F. Chan and L. L. Lai, "An Axial-Flux Permanent-Magnet Synchronous Generator for a Direct-Coupled Wind-Turbine System", *IEEE Trans. on Energy Conversion*, vol. 22, n. 1, pp. 86-94 Mar. 2007.
- [2] M. J. Kamper, R. J. Wang and F. G. Rossouw, "Analysis and Performance of Axial Flux Permanent-Magnet Machine With Air-Cored Nonoverlapping Concentrated Stator Windings" *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 44, no. 5, pp. 1495-1504, Sept./Oct. 2008.
- [3] A. P. Ferreira, A. M. Silva and A. F. Costa, "Prototype of an Axial Flux Permanent Magnet Generator for Wind Energy Systems Applications", *European Conf. on Power Electronics and Applications 2007 (EPE07)*, pp. 1-9, 2-5 Sept. 2007, Aalborg, Denmark.
- [4] F. Locment, E. Semail and F. Piriou, "Design and Study of a Multiphase Axial-Flux Machine", *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. 42, no. 4, pp. 1427-1430, Apr. 2006.
- [5] S. Brisset, D. Vizireanu and P. Brochet "Design and Optimization of a Nine-Phase Axial-Flux PM Synchronous Generator With Concentrated Winding for Direct-Drive Wind Turbine", *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 44, no. 3, pp. 707-715, May/June 2008.
- [6] M. Andriollo, G. Bettanini, G. Martinelli, A. Morini and A. Tortella, "Analysis of Double Star Permanent Magnet Synchronous Generators by a General Decoupled d-q Model", *IEEE Intl. Conf. on Electrical Machines and Drives 2007 (IEMDC07)*, pp. 7-12, 3-5 May 2007, Antalya, Turkey.

CAPITOLO 6

ANALISI DELLE DISSIMMETRIE AL TRAFERRO

6.1 Introduzione

Gli sforzi meccanici dovuti all'attrazione tra statore e rotore rappresentano uno dei principali problemi delle macchine elettriche a magneti permanenti, in particolar modo di quelle a flusso assiale. Queste sollecitazioni infatti possono essere molto rilevanti e portare, nei casi più gravi, a delle rotture meccaniche [1].

Un generico squilibrio tra statore e rotore, dovuto alla pressione magnetica, può avere i seguenti effetti indesiderati:

- riduzione del traferro;
- estrazione o rottura dei magneti permanenti;
- riduzione del flusso d'aria circolante al traferro e quindi della capacità di raffreddamento;
- squilibrio elettromagnetico della struttura.

Questi sforzi possono essere amplificati a causa delle dissimmetrie a livello di traferro dovute a giochi meccanici dei cuscinetti o alla dilatazione termica non uniforme.

Un altro aspetto di particolare interesse è quello riguardante lo sbilanciamento delle forze elettromotrici e, di conseguenza, la possibile presenza di una corrente di circolazione nel caso di avvolgimenti con più vie in parallelo [2].

Nel seguito verrà illustrato un metodo di analisi semplificato per la valutazione di questi aspetti. In particolare verrà analizzata una macchina a flusso assiale, configurazione assai più significativa per la comprensione dei fenomeni messi in gioco.

6.2 Descrizione del metodo

In Figura 6.1 è mostrato il generatore a flusso assiale a magneti permanenti già ampiamente analizzato nei due precedenti capitoli; si tratta di una macchina double-side dotata di 44 poli e 48 cave ed il cui avvolgimento è composto da bobine di dente.

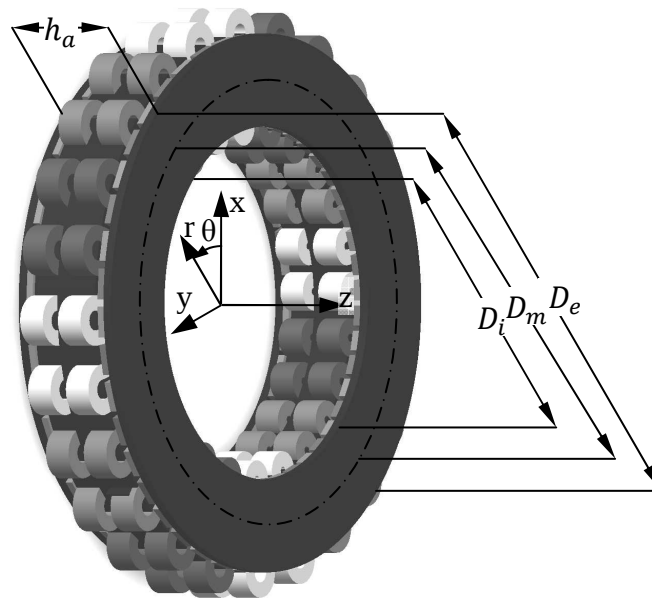


Figura 6.1: Generatore a flusso assiale a magneti permanenti (le bobine di fase sono distinguibili dalle diverse ombreggiature, la linea tratto-punto corrisponde al diametro medio D_m)

Il posizionamento relativo tra statore e rotore può discostarsi, per svariate ragioni, dalla “condizione nominale” di progetto, ovvero quella in cui lo statore si trova ad essere perfettamente centrato tra i due dischi di rotore. Questa generica variazione tra le ampiezze dei due traferri può essere considerata come una combinazione di due modifiche geometriche elementari:

- una traslazione lungo l'asse z (Figura 6.2a);
- una rotazione intorno all'asse y (Figura 6.2b).

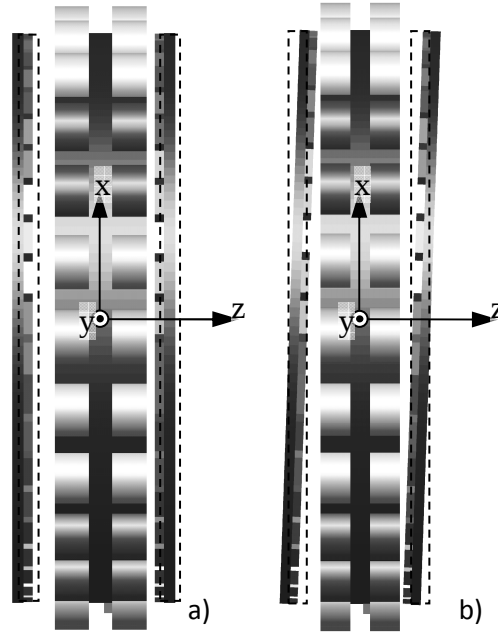


Figura 6.2: Posizioni relative tra statore e rotore dovute ad una traslazione lungo l'asse z (a) e ad una rotazione lungo l'asse y (b) rispetto alla posizione simmetrica (linea tratteggiata)

Una generica dissimmetria del traferro comporta quindi sia una forza assiale F_z che una coppia flettente T_y . Questo squilibrio causa inoltre uno sbilanciamento dei flussi a vuoto tra la bobine dei lati destro e sinistro così come tra quelle superiori e inferiori, con una conseguente differenza tra le forze elettromotrici.

6.2.1 Analisi dello squilibrio

Un'analisi FEM 3D effettuata sul modello completo della macchina, necessaria per una valutazione rigorosa degli effetti provocati dalle dissimmetrie al traferro, risulta essere estremamente onerosa in termini di tempo di simulazione. Per ovviare a questo problema, un modello si può considerare un modello 2D rettificato riferito alla sezione cilindrica rettificata corrispondente al diametro medio $D_m = (D_e + D_i)/2$ (Figura 6.3a). Con riferimento alla traslazione lungo l'asse z , l'analisi 2D può essere limitata ad un solo lato di macchina e ad un periodo geometrico τ_g corrispondente ad una frazione pari a $1/n_g$ dell'intera circonferenza ($n_g = \text{MCD}(2p, n_s)$, con $2p$ numero di poli e n_s numero di cave di statore, secondo quanto visto in cap. 4).

Gli effetti di una variazione Δg di traferro (che passerà quindi dal valore nominale g_0 al valore $g = g_0 + \Delta g$) sulla forza assiale e sul flusso concatenato possono essere valutati, grazie alla possibilità del codice FEM di effettuare delle analisi parametriche, per diverse posizioni di rotore $\theta_m = \Omega t$ (Ω : velocità angolare) e diverse condizioni di carico.

La rotazione $\Delta\psi$ intorno al generico asse u nel piano xy può essere riprodotta in un modello 2D applicando al rotore un'opportuna deformazione (Figura 6.3b). In questo caso tuttavia l'analisi FEM non può essere limitata ad un periodo geometrico, ma dovrà essere estesa alla macchina intera, con un notevole aumento dei tempi di calcolo.

È stata indicata con $\xi = D_m\theta/2$ la coordinata lineare corrispondente alla coordinata θ in un sistema di riferimento cilindrico solidale con lo statore (si vedano le Figure 6.1 e 6.3) e con $\xi_m = D_m\theta_m/2$ il posizionamento relativo tra statore e rotore definito rispetto alla posizione di allineamento.

La rotazione $\Delta\psi$ è stata rappresentata mediante una variazione sinusoidale $\Delta g(\xi)$ del traferro, espressa come:

$$\Delta g(\xi) = \Delta g_M \cdot \begin{cases} \cos \frac{2(\xi - \xi_0)}{D_m} & \text{statico} \\ \cos \frac{2(\xi - \xi_0 - \xi_m)}{D_m} & \text{dinamico} \end{cases} \quad (6.1)$$

questa variazione presenta il suo massimo $\Delta g_M = D_m \Delta \psi / 2$ per $\xi = \xi_0$ nel caso di deformazione statica oppure per $\xi = \xi_0 + \xi_m = \xi_0 + D_m \Omega t / 2$ nel caso di deformazione dinamica; quest'ultima condizione si verifica nel caso in cui statore o rotore siano disallineati rispetto all'asse di rotazione.

La corrispondente direzione dell'asse u è identificata da $\xi = \xi_0 \pm \pi D_m / 4$ o da $\xi = \xi_0 + \xi_m \pm \pi D_m / 4$.

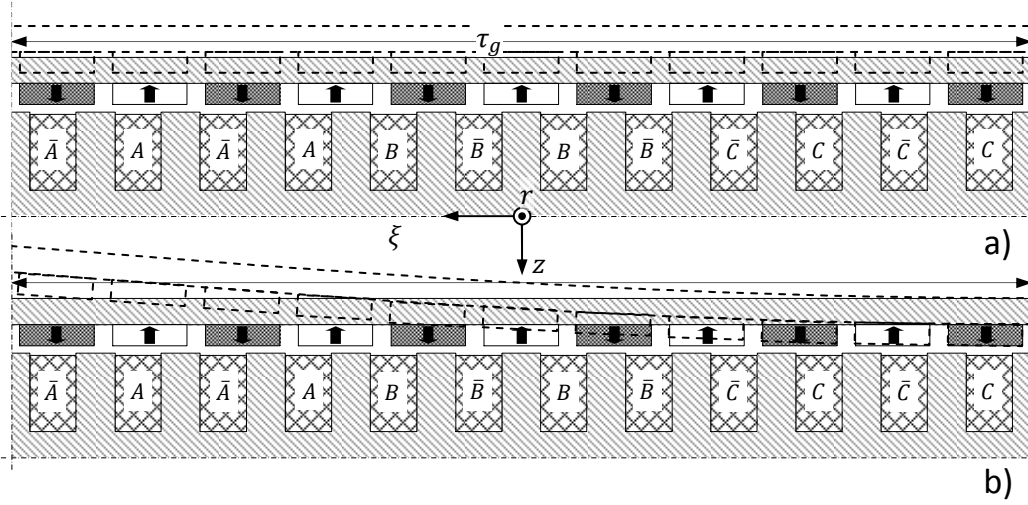


Figura 6.3: Sezione cilindrica rettificata del generatore relativa ad un periodo geometrico ($\bar{A}, A, \bar{B}, B, \bar{C}, C$: lati di bobina; le frecce definiscono la direzione di magnetizzazione dei magneti); lo squilibrio di rotore (esagerato per motivi di chiarezza) relativo ad una traslazione lungo l'asse z (a) e ad una rotazione lungo un asse nel piano xy (b) è indicato dalle linee tratteggiate

Per evitare la gestione di un modello che risulta essere piuttosto complesso a causa dello svergolamento del rotore, è stata sviluppata una metodologia ulteriormente semplificata basata su un modello 2D rettificato limitato ad un singolo passo polare $2\tau_m$ (Figura 6.4).

La configurazione proposta non riproduce esattamente l'andamento delle linee di flusso nell'intero modello, poiché il semipasso polare è diverso dal passo cava ($\tau_m \neq \tau_s$). Questo approccio consente tuttavia di ricavare con adeguata accuratezza i valori di forza agenti sul dente intermedio e di flusso concatenato con la bobina.

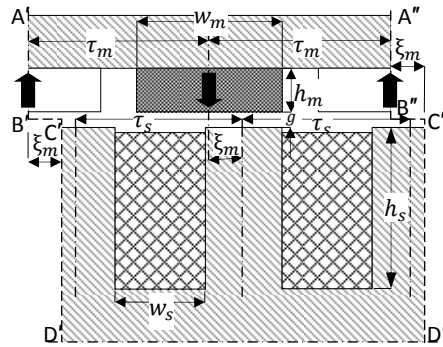


Figura 6.4: Modello 2D ridotto ad un singolo passo polare $2\tau_m$ (la condizione master-slave è imposta lungo $A'B'C'D'$ e $A''B''C''D''$; ξ_m : posizione relativa tra rotore e statore rispetto alla posizione di allineamento)

6.2.2 Calcolo della forza assiale

Una serie di analisi FEM parametriche effettuata sul modello 2D ridotto permette di determinare la forza assiale f_z agente sul generico dente n -esimo (con $n = 0, \dots, N_s - 1$), sfasato di $n\tau_s$ rispetto al dente di riferimento.

L'elaborazione dei risultati derivanti da questa analisi parametrica permette di esprimere f_z come una serie trigonometrica (composta da N_h armoniche) in funzione della posizione relativa tra rotore e dente $\xi_m - n\tau_s$:

$$f_z(\xi_m - n\tau_s, \Delta g_n, M_n(t)) = \sum_{k=0}^{N_h} \left(a_k(\Delta g_n, M_n(t)) \cos\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) + (\Delta g_n, M_n(t)) \sin\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) \right) \quad (6.2)$$

dove compaiono i seguenti simboli:

- Δg_n : variazione di traferro;
- $M_n(t)$: istantaneo della forza magnetomotrice relativa al dente n -esimo;
- $a_k(\Delta g_n, M_n(t))$, $b_k(\Delta g_n, M_n(t))$: spline cubiche bidimensionali funzioni delle quantità appena elencate.

Sommando i contributi di tutti gli N_s denti si ottiene la totale forza assiale $F_z(\xi_m, \Delta g, t)$ agente su un singolo lato della macchina e corrispondente ad una pura traslazione Δg :

$$F_z(\xi_m, \Delta g, t) = \sum_{n=0}^{N_s-1} \sum_{k=0}^{N_h} \left(a_k(\Delta g_n, M_n(t)) \cos\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) + (\Delta g_n, M_n(t)) \sin\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) \right) \quad (6.3)$$

La forza $\Delta F_z(t_m, \Delta g, t)$ derivante dallo sbilanciamento tra i due dischi di rotore è quindi immediatamente determinabile dalla (6.3) come:

$$\Delta F_z(\xi_m, \Delta g, t) = F_z(\xi_m, \Delta g, t) - F_z(\xi_m, -\Delta g, t) \quad (6.4)$$

6.2.3 Calcolo della coppia flettente

Qualora si consideri una pura rotazione attorno ad un generico asse u giacente nel piano xy , in accordo con la (6.1), la variazione di traferro per il generico dente n -esimo vale:

$$\Delta g_n = \Delta g_M \cdot \begin{cases} \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0)}{D_m}\right) & \text{statico} \\ \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0 - \xi_m)}{D_m}\right) & \text{dinamico} \end{cases} \quad (6.5)$$

In accordo con la (6.5) ed applicando la (6.2), la coppia flettente attorno ad u è data da:

$$T_u = \sum_{k=0}^{N_s-1} f_z(\xi_m - n\tau_s, \Delta g_n, M_n(t)) \frac{D_m}{2} \cdot \begin{cases} \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0)}{D_m}\right) & \text{statico} \\ \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0 - \xi_m)}{D_m}\right) & \text{dinamico} \end{cases} \quad (6.6)$$

6.2.4 Calcolo della sollecitazione complessiva

Una generica condizione di posizionamento relativo tra statore e rotore può essere rappresentata dalla combinazione delle due situazioni analizzate in precedenza, si ottiene quindi una variazione dell'ampiezza del traferro esprimibile nella forma:

$$\Delta g_n = \Delta g_0 + \Delta g_M \cdot \begin{cases} \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0)}{D_m}\right) & \text{statico} \\ \cos\left(\frac{2(n\tau_s - \xi_0 - \xi_m)}{D_m}\right) & \text{dinamico} \end{cases} \quad (6.7)$$

In cui Δg_0 rappresenta la variazione di traferro legata alla pura traslazione mentre il termine $\pm \Delta g_M$ è rappresentativo del range di variazione associato alla rotazione.

6.3 Modello circuitale per l'analisi dello squilibrio elettromagnetico

Oltre alla forza assiale, l'elaborazione dei risultati dell'analisi FEM parametrica applicata al modello 2D ridotto permette di esprimere il flusso concatenato a vuoto Φ_0 per il generico dente n -esimo come:

$$\Phi_0(\xi_m - n\tau_s, \Delta g_n) = \sum_{k=1}^{N_h} \left(\phi_{c,k}(\Delta g_n) \cos\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) + \phi_{s,k}(\Delta g_n) \sin\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) \right) \quad (6.8)$$

con $\phi_{c,k}(\Delta g_n)$ e $\phi_{s,k}(\Delta g_n)$ spline cubiche funzioni della variazione di traferro.

La forza elettromotrice a vuoto può essere ricavata dalla (6.8) come:

$$e_0(\xi_m - n\tau_s, \Delta g_n) = p\Omega \cdot \sum_{k=1}^{N_h} k \cdot \left(\phi_{c,k}(\Delta g_n) \sin\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) - \phi_{s,k}(\Delta g_n) \cos\left(k \frac{\pi}{\tau_m} (\xi_m - n\tau_s)\right) \right) \quad (6.9)$$

La variazione di traferro comporta inoltre delle variazioni a livello di induttanza dell'avvolgimento che, in ipotesi di saturazione del circuito magnetico trascurabile, può essere espressa come:

$$L_c(\Delta g) = L_{c0} + \Delta L_c(\Delta g) \quad (6.10)$$

in cui L_{c0} rappresenta l'induttanza dell'avvolgimento nella configurazione simmetrica e $\Delta L_c(\Delta g)$ è la variazione di induttanza espressa in funzione della variazione di traferro Δg .

Le equazioni (6.9) e (6.10) possono essere combinate in maniera tale da considerare ogni tipo di connessione serie-parallelo delle bobine, come mostrato in Figura 6.5, con riferimento ad una singola fase del generatore. In figura è stato rappresentato il collegamento in parallelo $n_p=4$ rami, ciascuno costituito dalla connessione in serie di k bobine; questa configurazione può essere comunque estesa ad un numero generico n_p di rami.

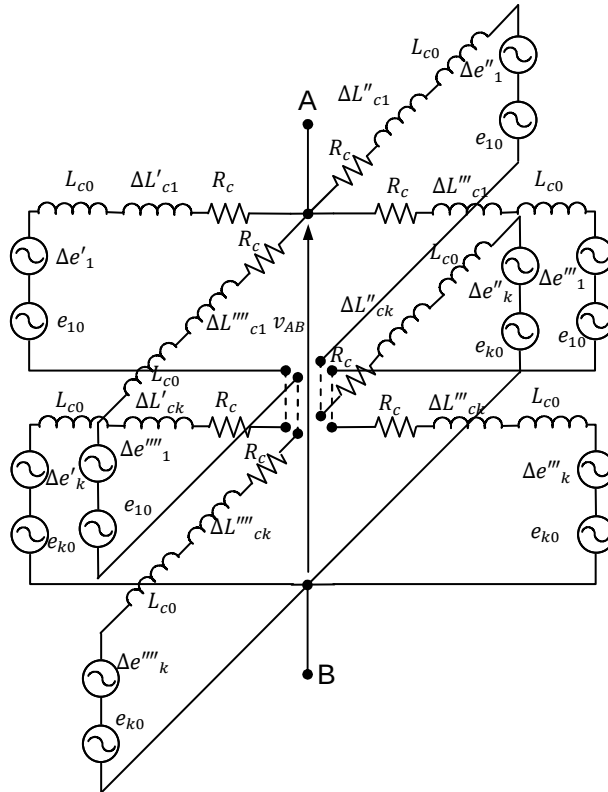


Figura 6.5: Circuito equivalente relativo ad una generica connessione tra le bobine riferito ad una fase dell'avvolgimento statorico (A, B: terminali dell'avvolgimento)

Si consideri il generico gruppo h composto da n_p bobine ($h=1,2,\dots,k$): la forza elettromotrice indotta in ciascuna bobina di questo gruppo può essere vista come la somma di due termini: un valore medio e_{h0} ed

una componente “variazionale” (definita dalle f.e.m. $\Delta e_h^{','',''',''''}$) associata alla deviazione dal valore nominale di traferro; la sommatoria delle componenti “variazionali”, estesa alle n_p bobine del gruppo, dà risultante nulla.

Combinando i parametri corrispondenti a ciascun ramo per tutti i k gruppi, si ottiene il circuito equivalente semplificato di Figura 6.6, che è stato implementato in un modello matematico per l'analisi del generatore.

I parametri di ciascun ramo sono dati da:

$$E_0 = \sum_{h=1}^k e_{h0};$$

$$\Delta E^{','',''',''''} = \sum_{h=1}^k \Delta e_h^{','',''',''''};$$

$$L_0 = kL_{c0};$$

$$R = kR_c;$$

$$\Delta L^{','','''} = \sum_{h=1}^k \Delta L_{ch}^{','','''};$$

$$\Delta I' + \Delta I'' + \Delta I''' + \Delta I'''' = 0;$$

(6.11)

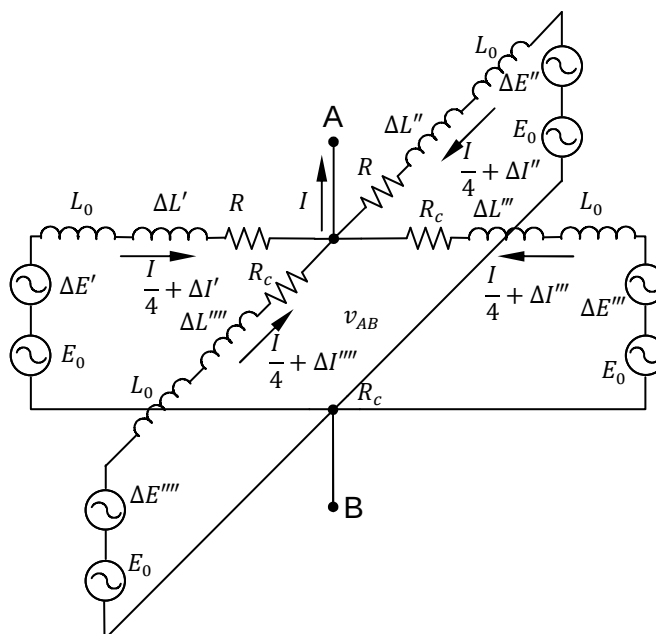


Figura 6.6 : Circuito equivalente semplificato per l'analisi del generatore riferito ad una fase dell'avvolgimento statorico (A, B: terminali dell'avvolgimento)

6.4 Esempio di applicazione

Il metodo di calcolo descritto è stato applicato al generatore già precedentemente descritto al capitolo 4 ed a cui fanno riferimento le Figure 6.1 ÷ 6.3. Per motivi di chiarezza verrà riportata nel seguito una tabella con le caratteristiche principali della macchina.

Tabella 6.1: Caratteristiche del generatore

Velocità nominale	120 rpm	D_e	290 mm	D_i	190 mm
Coppia elettromagnetica nominale	143.9 Nm	D_m	240 mm	τ_m	17.14 mm
Frequenza f	44 Hz	w_m	13.71 mm	h_m	4 mm
Potenza nominale P_n	1.45 kW	g	1.5 mm	τ_q	15.71 mm
Amperspire nominali – 1 bobina Ni	446 A _{rms}	w_s	8.5 mm	h_s	15 mm

Essendo $n_g=4$, l'analisi nel caso di pura traslazione del rotore lungo l'asse z può essere limitata ad $1/n_g=1/4$ di un singolo lato della macchina, effettuando le analisi FEM relative ai valori complementari $\pm\Delta g$ di variazione del traferro. Il modello relativo, avente un'ampiezza pari al passo geometrico τ_g , corrispondente a 90° , comprende quindi 11 poli e 12 cave.

Il modello rettificato completo va ugualmente considerato nel caso di rotazione di una delle due parti attorno ad un generico asse u giacente nel piano xy ; in questo caso l'analisi FEM risulta essere estremamente onerosa in termini di tempo di calcolo, a parità di rifinitura della mesh, rispetto al modello ridotto ad un passo polare. Tutte le configurazioni sono state analizzate utilizzando un codice FEM commerciale, che permette di effettuare delle analisi parametriche automatizzate al variare di parametri geometrici o elettromagnetici.

Per quanto riguarda la posizione del rotore, sono state considerate 20 posizioni equamente spaziate all'interno dell'intervallo $0 \leq \xi_m \leq 2\tau_m$ mentre, per quanto riguarda la variazione di traferro, sono stati considerati 11 valori all'interno dell'intervallo $-0.5 \text{ mm} \leq \Delta g \leq 0.5 \text{ mm}$.

Alcune analisi FEM preliminari hanno permesso di verificare che la forza magnetomotrice di armatura non influenza la saturazione del circuito magnetico, perciò il comportamento del sistema può essere analizzato, in ogni condizione di carico, facendo riferimento ad una singola condizione di funzionamento, per esempio quella relativa al valore nominale di corrente, supponendo di operare in condizioni di quadratura tra forza magnetomotrice di armatura e flusso a vuoto.

La Figura 6.7 mostra la distribuzione dell'induzione al traferro ottenuta con il modello riferito ad una periodicità geometrica di macchina e quella ottenuta utilizzando il modello ridotto. Gli andamenti confermano che, nonostante il modello ridotto non permetta di riprodurre esattamente la distribuzione delle linee di flusso sull'intera configurazione, può comunque fornire dei risultati accurati per quanto riguarda il flusso concatenato dalla bobina. La differenza tra i flussi a vuoto calcolati con i due approcci è di circa il 2.5% nella condizione di allineamento (Figura 6.8). Conseguentemente, ci si aspetta un'accuratezza simile per le forze elettromotrici, calcolate mediante la (6.9).

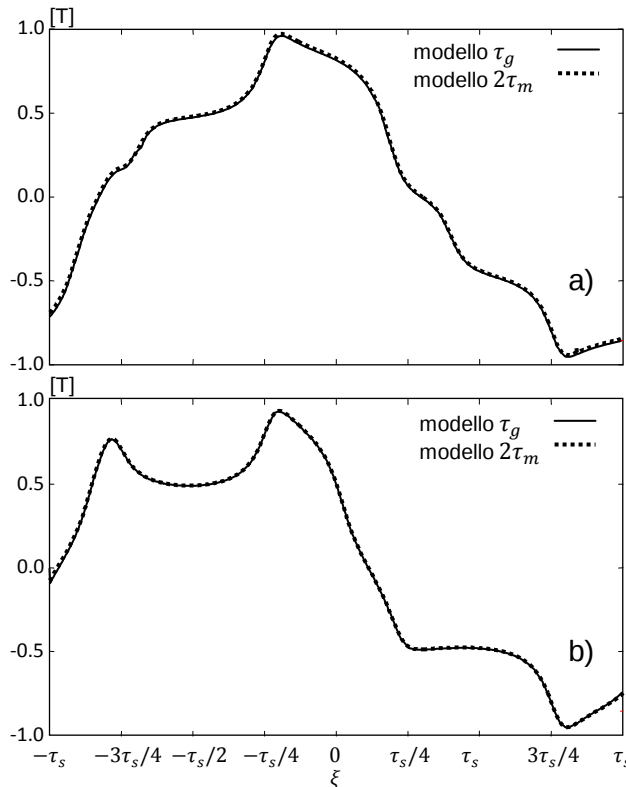


Figura 6.7: Distribuzione dell'induzione al traferro in funzione della coordinata ξ ottenuta mediante modello riferito ad un passo geometrico τ_g e con modello ridotto ad un passo polare $2\tau_m$: a) a vuoto con $\theta_m = 27/22^\circ$, b) a carico con $\theta_m = 54/22^\circ$ e $Ni = 446 \text{ A}$ amperspire (condizione di quadratura)

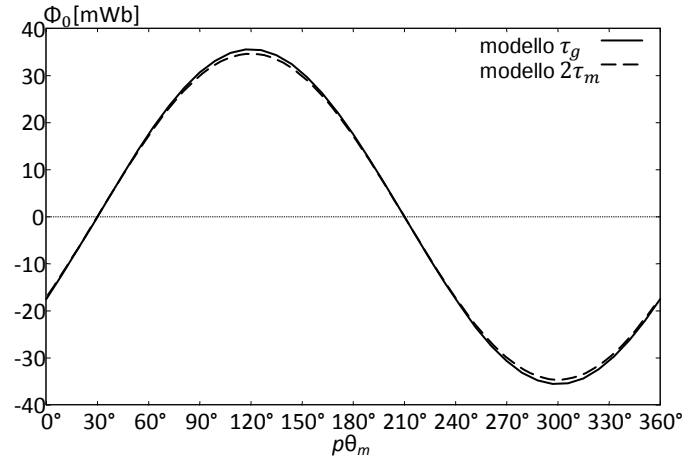


Figura 6.8: Flusso concatenato a vuoto in funzione dell'angolo elettrico $p\theta_m$

6.4.1 Determinazione della forza assiale e della coppia flettente

La validità dell'approccio basato sul modello 2D rettificato è stata verificata, sia nel caso di modello ridotto che nel caso di modello di ampiezza τ_g , confrontando i valori di forza assiale F_z relativi ad un lato di macchina con quelli ottenuti dalle analisi 3D.

Per l'analisi tridimensionale è stato considerato un modello ristretto ad un ottavo di macchina relativo ad una condizione di funzionamento a vuoto con $\xi_m = 0$, $\Delta g = 0$. La limitazione del dominio di analisi ad una parte della macchina permette un notevole risparmio in termini di tempo di calcolo.

La tabella 2 mette in evidenza il risparmio di tempo ottenibile utilizzando i modelli 2D, mantenendo allo stesso tempo una buona precisione dei risultati.

È importante sottolineare che il calcolo della forza assiale mediante il modello 2D ridotto, in accordo con le equazioni (6.2) e (6.3), richiede l'analisi di un adeguato numero di configurazioni (nel caso in esame, 20) corrispondenti a diversi valori di spostamento ξ_m , per ogni valore di variazione di traferro Δg .

Conseguentemente, questo genere di approccio richiede un tempo di calcolo complessivamente superiore rispetto a quello richiesto dal modello completo; d'altra parte, l'applicazione delle equazioni (6.2), (6.3) permette di valutare la forza F_z per ogni valore di spostamento ξ_m , mentre il modello completo richiede una nuova analisi per ogni posizione del rotore, il che rende l'approccio basato sul modello completo più laborioso.

Tabella 6.2: Confronto tra i risultati ottenuti con i diversi modelli

Modello	Elementi della mesh	Tempo di calcolo	F_z [N]
3D – (1/8 di macchina)	113365	2701 s	4880
2D – ridotto (20 configurazioni)	8900	120 s	5228 ($\approx +7\%$)
2D – completo	20800	35s	5080 ($\approx +4\%$)

Per definire i coefficienti a_k e b_k indicati in (6.2) in funzione della variazione del traferro Δg , della coordinate lineare di spostamento ξ_m e della forza magnetomotrice di armatura, è stata effettuata una serie di analisi FEM magnetostatiche al variare dei vari parametri (Figura 6.9).

Complessivamente sono state esaminate 440 configurazioni, corrispondenti a diversi valori di ξ_m e Δg sia a vuoto che in condizioni nominali di carico.

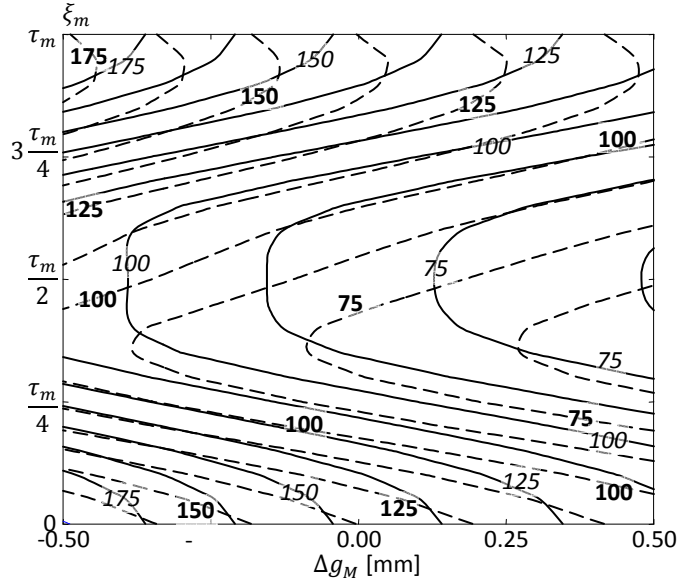


Figura 6.9: Forza assiale f_z ([N]) agente su un singolo dente in funzione della massima variazione di traferro Δg_M e della coordinata lineare ξ_m relativa alla posizione del rotore, relativa al funzionamento a vuoto (linea continua, corsivo) e a carico (linea tratteggiata, grassetto)

La Figura 6.10 mostra lo sbilanciamento della forza assiale ΔF_z in funzione della variazione di traferro Δg ottenuto con il modello ridotto e con il modello di ampiezza τ_g sia nel funzionamento a vuoto che a carico: è evidente la buona concordanza tra i due modelli e l'effetto trascurabile della forza magnetomotrice di armatura.

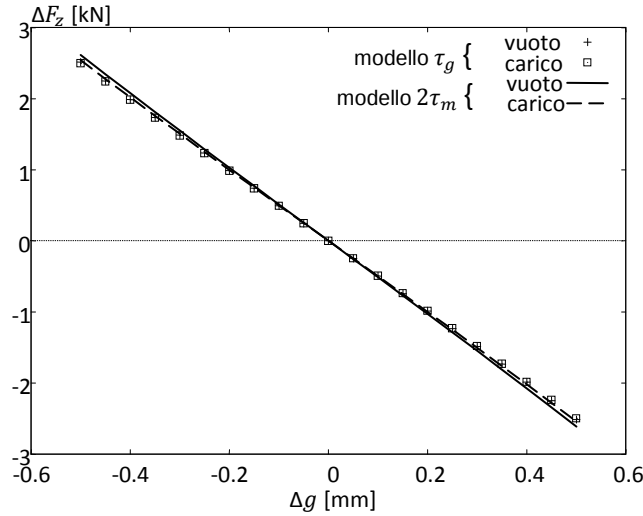


Figura 6.10: Sbilanciamento della forza assiale ΔF_z in funzione della variazione di traferro Δg nel modello ridotto e nel modello di ampiezza τ_g in condizioni di funzionamento a vuoto e a carico

Per quanto riguarda la coppia flettente, è stata considerata una deformazione statica con $\xi_0 = 0$, corrispondente – in accordo con l'equazione (6.1) – ad una rotazione intorno all'asse $u \equiv y$.

Il modello ridotto consente di determinare la coppia T_y flettente utilizzando le equazioni (6.5) e (6.6).

Viceversa, il calcolo della coppia a partire dai risultati relativi al modello completo richiede alcune elaborazioni in fase di post-processing, avendo operato su un modello rettificato. Si ricorda, in questo caso, il modello deve coprire l'intera circonferenza, per una larghezza totale pari a $N_g \tau_g = \pi D_m$.

Con riferimento al sistema di coordinate di Figura 6.3 ed assumendo una deformazione sinusoidale del traferro (secondo la relazione (6.1)), la pressione magnetica $p_z(\xi, \xi_m)$ lungo l'asse z può essere espressa in funzione della coordinata ξ e della posizione del rotore ξ_m applicando il tensore degli sforzi di Maxwell su una linea posta a metà dell'ampiezza del traferro della totale sezione rettificata:

$$p_z(\xi, \xi_m) = \frac{1}{2\mu_0} (B_z^2(\xi, \xi_m) - B_\xi^2(\xi, \xi_m)) \quad (6.12)$$

Di conseguenza, la coppia flettente intorno l'asse y può essere ottenuta (considerando entrambi i lati della macchina) come:

$$T_y(\xi_m) = 2 \cdot \frac{D_e - D_i}{2} \int_{-\frac{N_g \tau_g}{2}}^{\frac{N_g \tau_g}{2}} p_z(\xi, \xi_m) \frac{D_m}{2} \cos\left(\frac{2\xi}{D_m}\right) d\xi \quad (6.13)$$

La Figura 6.11 mostra la distribuzione della pressione magnetica assiale $p_z(\xi, \xi_m)$ ricavata dal modello 2D per $\xi_m = -\tau_m/2$ e corrispondente ad una massima variazione di traferro $\Delta g_M = -0.5 \text{ mm}$. I valori sono riprodotti lungo una circonferenza avente un diametro pari a quello medio del generatore: la dissimmetria della distribuzione, causata dalla rotazione intorno all'asse y , è chiaramente individuabile.

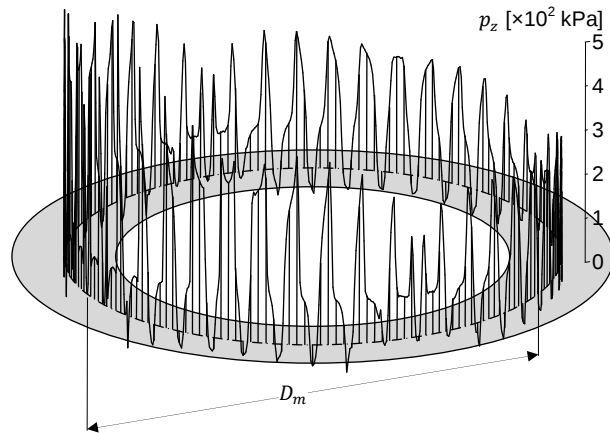


Figura 6.11: Distribuzione della pressione magnetica assiale p_z lungo il traferro ottenuta dalla valutazione del tensore degli sforzi di Maxwell sul modello rettificato

La Figura 6.12 riporta i valori medi di coppia flettente, ottenuti con il modello ridotto, in funzione dell'angolo di rotazione $\Delta\psi$ e della massima variazione di traferro Δg_M . L'effetto della forza magnetomotrice di armatura è ancora una volta trascurabile, in quanto i valori di coppia, sia a vuoto che in condizioni di carico nominale, sono pressoché coincidenti.

Una sequenza di analisi FEM eseguite sul modello completo per diversi valori di ξ_m e con $\Delta g_M = -0.5 \text{ mm}$ ha fornito dei valori molto prossimi a quelli ricavati con il modello ridotto (punto in Figura 6.12).

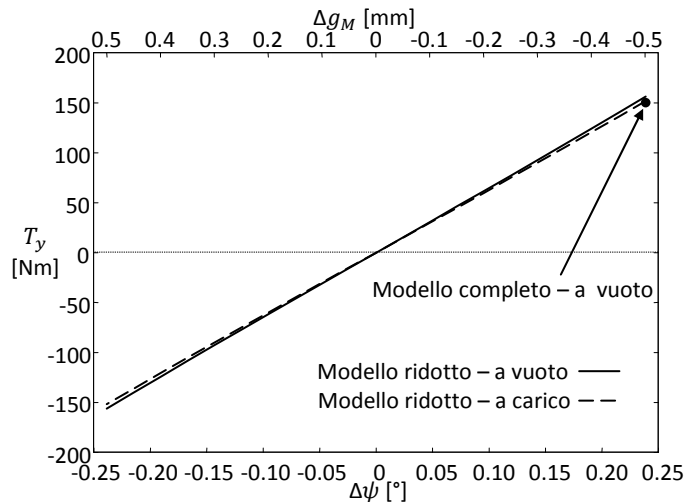


Figura 6.12: Valori medi della coppia flettente T_y in funzione dell'angolo di rotazione $\Delta\psi$ e della massima variazione del traferro Δg_M ottenuti con il modello ridotto e con il modello riferito all'intera circonferenza (punto in figura)

6.4.2 Determinazione del modello circuitale

La sequenza di analisi FEM eseguite utilizzando il modello ridotto ha permesso di calcolare i valori di flusso concatenato, sia a vuoto che a carico, così come le induttanze in funzione di ξ_m e Δg . I parametri elettrici del modello circuitale di Figura 6.6, valido per una generica connessione delle bobine, possono essere espressi quindi utilizzando le relazioni (6.7) ÷ (6.11).

Nel caso analizzato, ogni fase è composta da 8 bobine per lato, raggruppate in 4 coppie di bobine adiacenti connesse in serie. Ogni bobina ha 78 spire ed una resistenza $R_c = 238.8 \text{ m}\Omega$.

In Figura 6.13 viene messo in evidenza lo squilibrio tra le forze elettromotrici per una coppia di bobine poste sui due lati dello statore a seguito di una variazione di traferro $\Delta g = 0.5 \text{ mm}$.

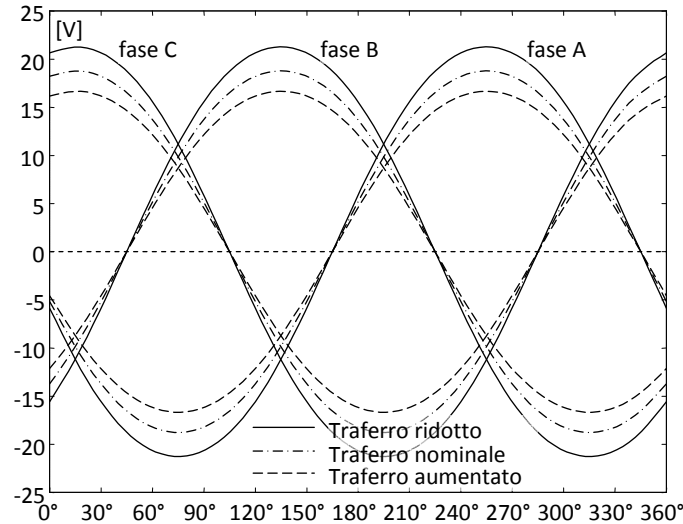


Figura 6.13: Forza elettromotrice a vuoto per una coppia di bobine in condizioni di traferro simmetrico (nominale) e nel caso di pura traslazione lungo l'asse z ($\Delta g=0.5 \text{ mm}$; in ascissa è riportato l'angolo elettrico)

Una rotazione intorno ad un generico asse u comporta generalmente uno squilibrio sia tra le forze elettromotrici indotte nelle coppie di bobine appartenenti ad una stessa fase (Figura 6.14) che tra le forze elettromotrici appartenenti alle diverse fasi (Figura 6.15).

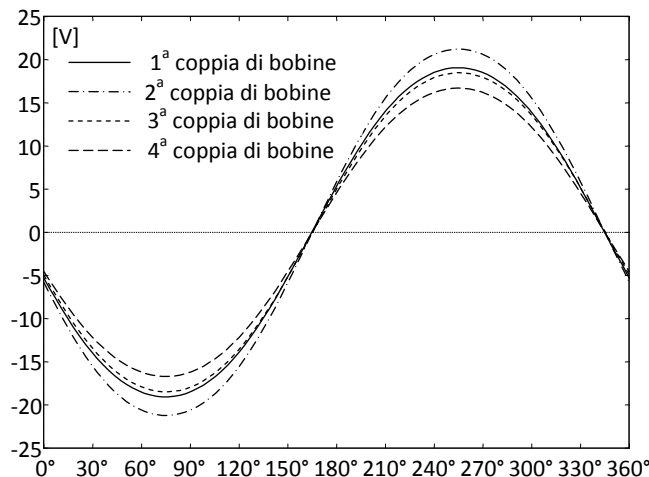


Figura 6.14: Forze elettromotrici a vuoto delle coppie di bobine appartenenti alla fase A e relative ad un lato di macchina per una rotazione intorno ad un generico asse u ($\Delta g_M=0.5 \text{ mm}$; angolo elettrico in ascissa)

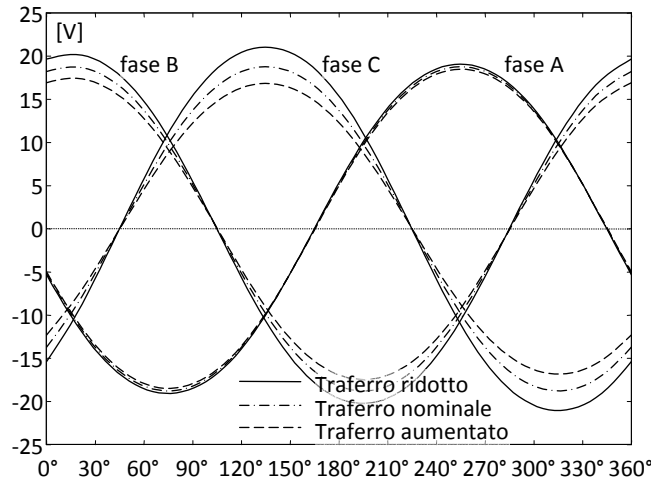


Figura 6.15: Forze elettromotrici a vuoto relative alle coppie di bobine appartenenti alle fasi A, B, C nel caso di rotazione intorno ad un generico asse ($\Delta g_M = 0.5$ mm; in ascissa è riportato l'angolo elettrico)

La variazione di traferro comporta inoltre una leggera variazione dell'autoinduttanza L_c della bobina (con $\Delta g = 0$, $L_c = L_{c0} = 1.72$ mH): in seguito alla traslazione lungo l'asse z compresa nell'intervallo ± 0.5 mm si ha una variazione di induttanza del 4% circa (Figura 6.16). È importante notare che la variazione relativa $\Delta l_c = (L_c - L_{c0})/L_{c0}$ non è simmetrica rispetto alla condizione $\Delta g = 0$ a causa della non linearità dei materiali.

L'induttanza di dispersione alle testate è stata determinata mediante un'analisi FEM relativa ad una sezione radiale della macchina (come già visto al capitolo 4); il contributo dato da questo termine all'induttanza della bobina può essere considerato indipendente dalla variazione del traferro, in quanto si considerano essenzialmente flussi di dispersione in aria [3].

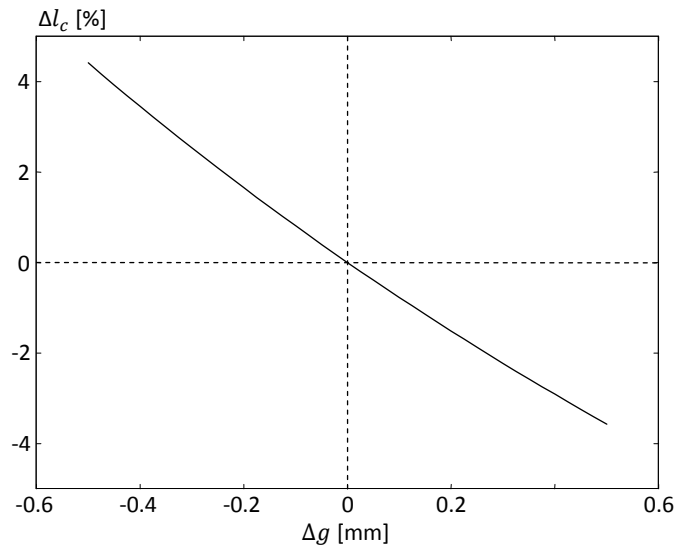


Figura 6.16: Variazione relativa Δl_c dell'autoinduttanza della bobina a seguito di una pura traslazione lungo l'asse z in funzione della variazione Δg di traferro

L'implementazione in ambiente *Simulink*® del modello circuitale di Figura 6.6 permette di determinare le principali grandezze elettriche per ogni condizione di carico e per ogni deformazione del traferro.

È stata determinata in particolare la corrente di circolazione dovuta allo squilibrio tra le forze elettromotrici derivante dalla rotazione intorno ad un generico asse u con $\Delta g_M = 0.5$ mm nella peggiore condizione operativa, ovvero quella in cui si hanno 8 rami connessi in parallelo.

La corrente di circolazione $\Delta I'$ che circola nel ramo con forza elettromotrice massima, corrispondente alla condizione di minimo traferro, in condizioni di funzionamento a vuoto è riportata in Figura 6.17; è importante ricordare che il valore nominale della corrente di carico è di 5.72 A.

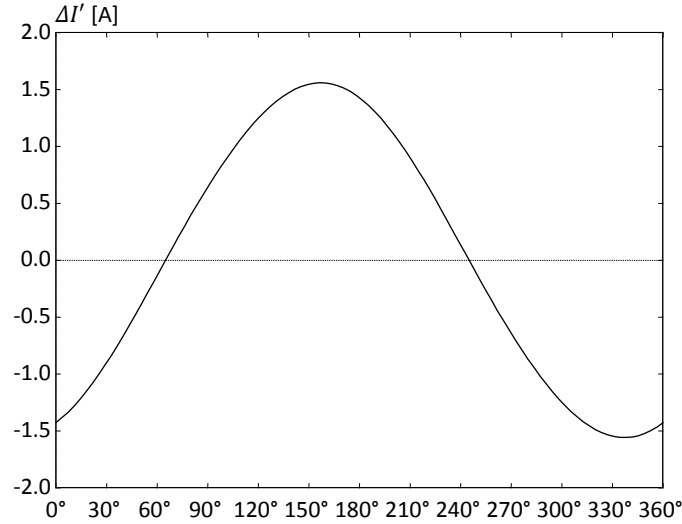


Figura 6.17: Corrente di circolazione $\Delta I'$ circolante nel ramo avente la massima forza elettromotrice (funzionamento a vuoto, rotazione con $\Delta g_M = 0.5 \text{ mm}$)

La corrispondente tensione d'uscita di fase V_{AB} è mostrata in Figura 6.18. Al fine di validare ancora una volta la correttezza del modello ridotto, è stata ricavata la stessa tensione imponendo le correnti di circolazione, determinate dalla simulazione circuitale, nel modello 2D completo al fine di valutare i corrispondenti flussi concatenati e di conseguenza la forza elettromotrice a carico e la tensione. La buona concordanza con i valori ottenuti con il modello ridotto conferma la validità di questo metodo semplificato.

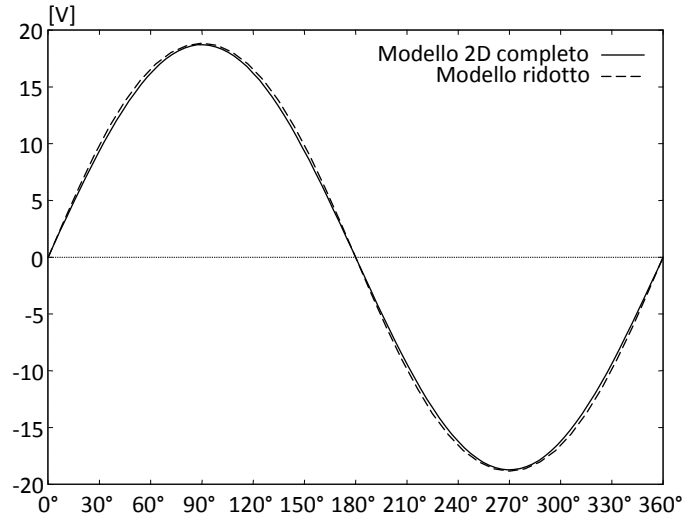


Figura 6.18: Tensione d'uscita di fase V_{AB} (funzionamento a vuoto, rotazione con $\Delta g_M = 0.5 \text{ mm}$)

6.5 Conclusioni

In questo capitolo è stata illustrata una procedura di calcolo che consente di analizzare una generica variazione di traferro di cui può essere affetto una macchina a flusso assiale a magneti permanenti. Utilizzando dei modelli bidimensionali semplificati sono stati valutati sia gli aspetti meccanici che elettrici del problema.

Il confronto con i risultati ottenuti dalle analisi 3D mostrano un notevole risparmio di tempo di calcolo, mantenendo allo stesso tempo una buona precisione.

È stato inoltre sviluppato, a partire da un modello 2D ridotto, un modello circuitale che consente di studiare qualsiasi deformazione al traferro.

6.6 Riferimenti

- [1] R. Wang, M. J. Kamper, K. Van der Westhuizen and J. F. Gieras, “Optimal Design of a Coreless Stator Axial Flux Permanent-Magnet Generator”, *IEEE Transactions on Magnetics*, Vol. 41, No. 1, January 2005.
- [2] M. J. De Bortoli, S. J. Salon, D. W. Burow and C. J. Slavik, “Effects of Rotor Eccentricity and Parallel Windings on Induction Machine Behaviour: A Study Using Finite Element Analysis”, *IEEE Trans. On Magnetics*, vol. 29, no. 2, March 1993.
- [3] M. Andriollo, M. De Bortoli G. Martinelli, A. Morini and A. Tortella “Permanent Magnet Axial Flux Disc Generator for Small Wind Turbines” *Proceedings of ICEM'08 – XVIII International Conference on Electrical Machines*. Vilamoura - Portugal. 6-9 September 2008.

CAPITOLO 7

CALCOLO DELLE PERDITE NEI MAGNETI PERMANENTI

7.1 Introduzione

Le macchine a magneti permanenti dotate di avvolgimenti a passo frazionario sono utilizzate frequentemente in applicazioni relative alla trazione o alla produzione di energia da fonti rinnovabili; queste configurazioni sono caratterizzate da un elevato numero di poli ed avvolgimenti concentrati così da ottenere alti valori medi e bassa ondulazione di coppia, come pure flusso e quindi f.e.m. aventi un basso contenuto armonico.

La configurazione più diffusa è quella caratterizzata da un rotore su cui vengono posti i magneti permanenti ed uno statore in cui gli avvolgimenti sono posti all'interno di cave chiuse o semi-chiuse: queste soluzioni costruttive permettono di rendere più agevoli le operazioni di montaggio, tuttavia accentuano i fenomeni di cogging così come la coppia di ritenuta e le perdite per correnti indotte nei magneti permanenti.

In letteratura vengono proposte diverse tecniche, sia di tipo puramente analitico [1,2] che di tipo analitico - numerico [3] per la valutazione di questi fenomeni. I due approcci differiscono tra loro per il modo in cui viene modellizzato l'effetto della cava statorica: i metodi analitici adottano una funzione di permeanza al traferro derivante da metodi basati sulle mappe conformi, i metodi analitico - numerici rappresentano il potenziale scalare sulla cava risolvendo l'equazione di Laplace imponendo opportune condizioni al contorno. L'utilizzo di codici per l'analisi magnetostatica o transient basati sul metodo agli elementi finiti (FEM) permette una valutazione più generale e dettagliata dei fenomeni, richiedendo tuttavia tempi di calcolo elevati a causa delle notevoli dimensioni dei modelli e dei numerosi passi di integrazione da effettuare al fine di ottenere un buon grado di precisione.

Si possono tuttavia sviluppare delle procedure per analizzare l'interazione elettromagnetica tra i magneti e le cave statoriche basate su modelli FEM bidimensionali semplificati. Questo approccio permette di analizzare una porzione limitata della macchina, consentendo una notevole riduzione dei tempi di calcolo ed una generalizzazione dell'analisi.

Nel seguito verrà illustrato un metodo di calcolo semplificato basato su un modello rettificato ridotto. Tale approccio è quindi applicabile, facendo riferimento ad opportune sezioni della macchina, sia a configurazioni a flusso radiale che assiale. La trattazione seguente si basa, senza tuttavia perdere di generalità, su una sezione trasversale rettificata di un generatore a flusso radiale avente delle cave statoriche di forma particolare.

7.2 Geometria della macchina

La macchina analizzata è un generatore sincrono a magneti permanenti a rotore esterno dotato di 40 poli e 24 coppie di cave. La configurazione a rotore esterno presenta i seguenti vantaggi:

- minori sollecitazioni sui magneti permanenti;
- facilità di accoppiamento con il rotore della turbina.

In Figura 7.1 è riportata una sezione di macchina riferita ad una periodicità geometrica. Si ha una periodicità di tipo master = -slave. Le principali caratteristiche del generatore sono riportate in Tabella 7.1.

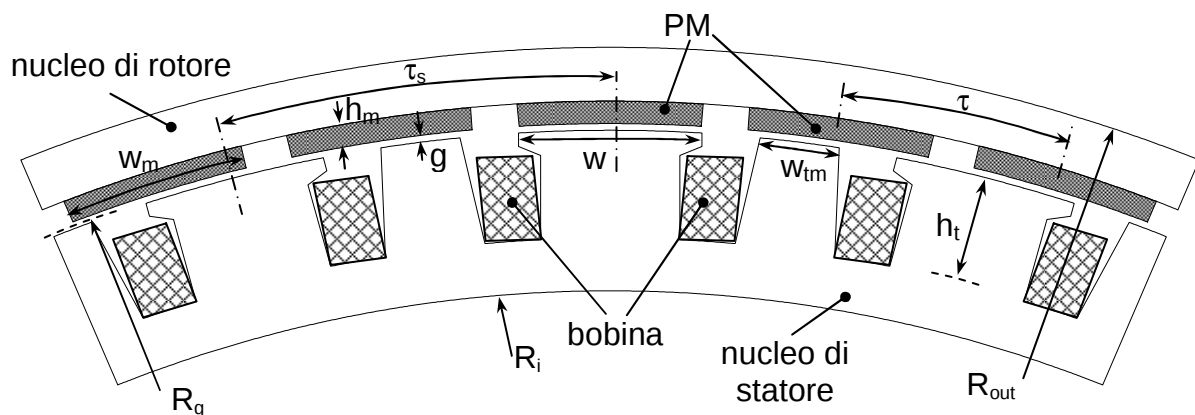


Figura 7.1: Geometria della macchina

È stata trascurata la non linearità del materiale ferromagnetico; questa ipotesi risulta essere coerente in quanto, nel funzionamento a vuoto, i valori di induzione magnetica risultano essere tali da ricadere nella zona lineare della caratteristica $B-H$.

Tabella 7.1: Caratteristiche del generatore

$\mu_{Fe}=4000$	$\mu_{PM}=1.0$
$B_t=1.13 \text{ T}$	$H_c=-9 \cdot 10^5 \text{ A/m}$
$h_m=5 \text{ mm}$	$R_g=250 \text{ mm}$
$R_{in}=211.4 \text{ mm}$	$R_{out}=267.8 \text{ mm}$
$\tau=49.08 \text{ mm}$	$\tau_s=81.81 \text{ mm}$
$g=1.5 \text{ mm}$	$h_t=23.8 \text{ mm}$
$w_c=14.3 \text{ mm}$	$h_c=18.8 \text{ mm}$
$w_t=39.25 \text{ mm}$	$w_{tm}=17.12 \text{ mm}$

7.3 Modello semplificato

A partire dalla Figura 7.1, è stato ricavato un modello equivalente rettificato della macchina (Figura 7.2); questo approccio permette di ottenere una semplificazione della trattazione analitica senza tuttavia perdere di generalità.

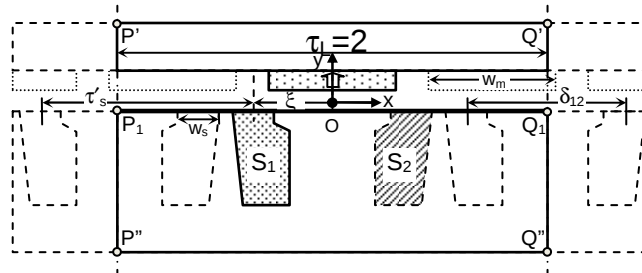


Figura 7.2: Modello equivalente rettificato; $P'P''Q'Q''$: dominio di calcolo; P_1Q_1 : linea su cui viene valutato il potenziale magnetico vettore A_{z1}

I magneti permanenti sono di forma rettangolare con magnetizzazione verticale, i denti intermedi di statore assumono una forma trapezoidale più accentuata per riprodurre l'effetto dell'incremento di flusso concatenato in prossimità del fondo cava dovuto alla curvatura della corona statorica.

Il dominio di calcolo è delimitato dal rettangolo avente vertici $P'P''Q'Q''$; sui segmenti $P'P''$ e $Q'Q''$ è stata imposta una condizione di periodicità del tipo MASTER = -SLAVE, corrispondente ad avere valori uguali in modulo ma di segno opposto del potenziale magnetico vettore nei punti corrispondenti delle due linee di contorno. La linea P_1Q_1 è utilizzata per valutare il potenziale magnetico vettore A_{z1} in corrispondenza dell'interfaccia tra statore e traferro.

Si considera la presenza di una sola cava di tipo S_1 , dato che si intende ricavare l'influenza delle altre cave dalla composizione analitica a partire dalle perturbazioni del potenziale vettore ΔA_{z1} introdotte da una singola cava.

Sudette perturbazioni sono calcolate come differenza tra l'andamento di A_{z1} in assenza della cava statorica (A_{z0}) e quello ricavato in presenza della stessa (A_{zs}) per diverse coordinate al traferro x e diverse posizioni della cava ξ , ovvero:

$$\Delta A_{z1}(x, \xi) = A_{z0}(x) - A_{zs}(x, \xi) \quad (7.1)$$

La lunghezza del modello τ_L è stata scelta in maniera del tutto indipendente dalla periodicità geometrica della macchina τ_g ; τ_L deve essere comunque tale da consentire alla perturbazione del potenziale vettore di diventare pressoché nulla quando la cava si distanzia oltre una certa misura dal magnete.

7.4 Descrizione del metodo di calcolo

Il calcolo della coppia di cogging e delle perdite per correnti indotte nei magneti permanenti si basa sull'analisi armonica delle perturbazioni del potenziale magnetico vettore. Nei paragrafi seguenti verranno esaminate le diverse fasi di calcolo.

7.4.1 Estensione della perturbazione con prolungamento periodico

La perturbazione del potenziale magnetico vettore $\Delta A_{z1}(x, \xi)$ dovuta alla presenza di una singola cava di tipo S_1 e riferita al solo intervallo $[-a, a]$ può essere prolungata all'intervallo $\left[-\frac{\tau_g}{2}, \frac{\tau_g}{2}\right]$ relativo ad una periodicità di macchina τ_g utilizzando la seguente formulazione analitica:

$$\text{sgn}\left(\cos\left(\frac{\pi x}{\tau_g}\right)\right) \cdot \begin{cases} \frac{1}{2}(m(\xi) \cdot (2\tilde{x}(x, \tau_g) + \tau_g) + \Delta A_{z1}(-a, \xi) - \Delta A_{z1}(a, \xi)) & -\frac{\tau_g}{2} \leq \tilde{x}(x, \tau_g) < -a \\ \frac{1}{2}(\Delta A_{z1}(\tilde{x}(x, \tau_g)) - \frac{1}{2}(\Delta A_{z1}(-a, \xi) + \Delta A_{z1}(a, \xi)) + m(\xi) \cdot (\frac{\tau_g}{2} - a)) & -a \leq \tilde{x}(x, \tau_g) \leq a \\ \frac{1}{2}(m(\xi) \cdot (\tau_g - 2\tilde{x}(x, \tau_g)) - \Delta A_{z1}(-a, \xi) + \Delta A_{z1}(a, \xi)) & a < \tilde{x}(x, \tau_g) \leq \frac{\tau_g}{2} \end{cases} \quad (7.2)$$

dove si è indicato con:

$\Delta A_{z1}(x, \xi)$ la perturbazione del potenziale magnetico vettore in funzione della coordinata al traferro x e dello spostamento cava ξ , ricavata da analisi FEM con condizioni MASTER = -SLAVE nella finestra $[-a, a]$;

$\tilde{x}(x, \tau_g) = x - \left\lfloor \frac{x + \frac{\tau_g}{2}}{\tau_g} \right\rfloor \tau_g$ la funzione “a dente di sega” che riporta i valori di x all'intervallo $\left[-\frac{\tau_g}{2}, \frac{\tau_g}{2}\right]$;

$m(x, \xi)$ il coefficiente angolare della retta che interpola le parti estreme della perturbazione (in generale dipende dallo spostamento cava ξ).

In Figura 7.3 è riportato un esempio di estensione della perturbazione $\Delta A_{z1}(x, \xi)$ ad una periodicità di macchina τ_g .

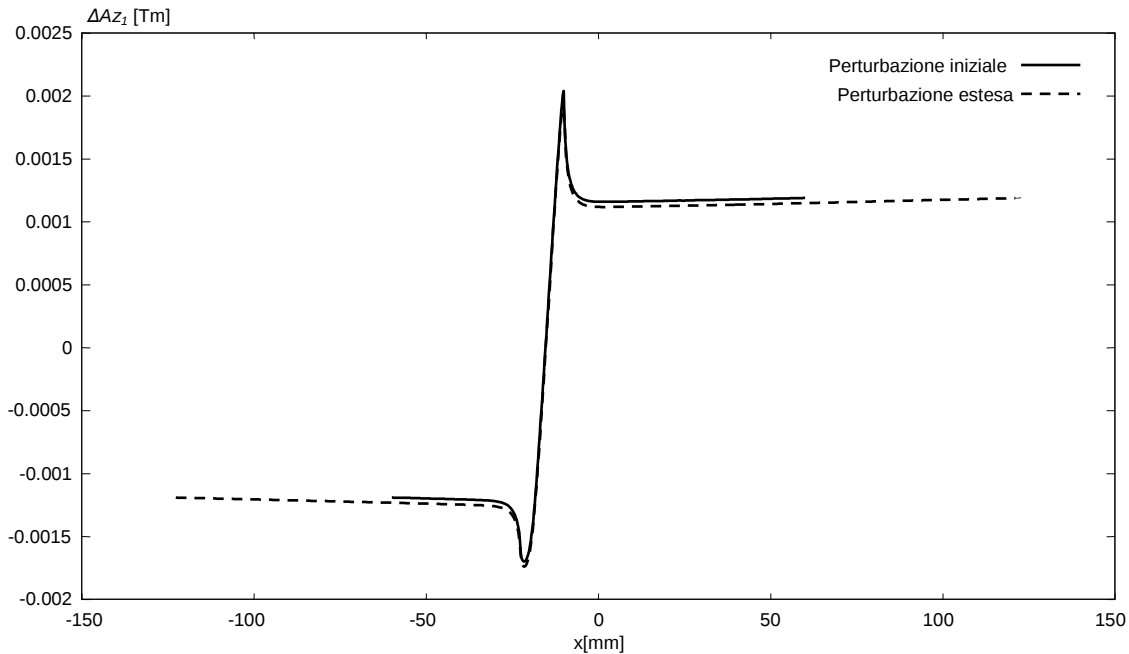


Figura 7.3: Estensione delle perturbazioni ad una periodicità di macchina

L'andamento lineare della perturbazione $\Delta A_{z1}(x, \xi)$ del potenziale vettore introdotto nelle zone $-\frac{\tau_g}{2} \leq \tilde{x}(x, \tau_g) < -a$ e $a < \tilde{x}(x, \tau_g) \leq \frac{\tau_g}{2}$ corrisponde ad imporre un valore costante della variazione ΔB dell'induzione, legato alla variazione del potenziale vettore magnetico dalla relazione:

$$\Delta B = \text{rot}(\Delta A_{z1}) \quad (7.3)$$

In definitiva, l'effetto della cava, oltre a perturbare più o meno localmente l'induzione, è quello di aumentare il traferro equivalente e di ridurre quindi il valore medio dell'induzione.

Tale variazione dipende dal rapporto tra apertura della cava ed il passo cava, in accordo con la formulazione del fattore di Carter.

7.4.2 Composizione delle perturbazioni dovute alla presenza di più cave

La perturbazioni del potenziale magnetico vettore $\Delta A_{z1}(x, \xi)$ dovute alla presenza di una singola cava di tipo S_1 , una volta estese ad una periodicità geometrica τ_g , possono essere composte tra loro al fine di determinare la totale perturbazione del potenziale vettore dovuta al contributo di m cave ed n magneti.

Per far ciò è stato eseguito lo sviluppo in serie di Fourier delle perturbazioni $\Delta A_{z1}(x, \xi)$ rispetto alla coordinata spaziale al traferro x ; successivamente questi coefficienti spaziali sono stati a loro volta interpolati mediante spline cubiche rispetto alla posizione relativa tra statore e rotore ξ e quindi rispetto al tempo.

$$\Delta A_{z1}(x, \xi) = \sum_{k=1}^{n_a} \left[\alpha'_k(\xi) \cos\left(k \frac{\pi x}{\tau_g}\right) + \alpha''_k(\xi) \sin\left(k \frac{\pi x}{\tau_g}\right) \right] \quad (7.4)$$

Il termine medio dello sviluppo in serie è stato trascurato in quanto risulta essere ininfluenza ai fini del calcolo dell'induzione.

A partire da questa doppia interpolazione è possibile rappresentare qualsiasi combinazione spazio-temporale del potenziale vettore:

– *composizione della perturbazione di una cava di tipo S_1 con n magneti*

$$\Delta A_{zs1}(x, \xi) = \sum_{k=0}^{n-1} (-1)^k \Delta A_{z1}\left(x - k \frac{\tau_g}{n}, \xi - k \frac{\tau_g}{n}\right) \quad (7.5)$$

– *composizione della perturbazione di m cave di tipo S_1 con n magneti*

$$\Delta A_{ztot1}(x, \xi) = \sum_{k=0}^{m-1} \Delta A_{zs1}\left(x + k \frac{\tau_g}{m}, \xi + k \frac{\tau_g}{m}\right) \quad (7.6)$$

– *perturbazione di m cave di tipo S_2 con n magneti*

In base a considerazioni di simmetria, tale contributo può essere ricavato immediatamente dalla seguente relazione:

$$\Delta A_{ztot2}(x, \xi) = -\Delta A_{ztot1}(-x, a - \xi) \quad (7.7)$$

– *perturbazione di m coppie di cave di tipo S_1 - S_2 con n magneti*

$$\Delta A_z(x, \xi) = \Delta A_{ztot1}(x, \xi) + \Delta A_{ztot2}(x, \xi) \quad (7.8)$$

In Figura 7.4 è riportato un esempio di combinazione delle perturbazioni. Si può notare la pressoché perfetta coincidenza tra l'andamento ricavato mediante la composizione analitica delle perturbazioni in base alle (7.4)-(7.8) e quello ricavato mediante analisi FEM magnetostatica del modello 2D completo.

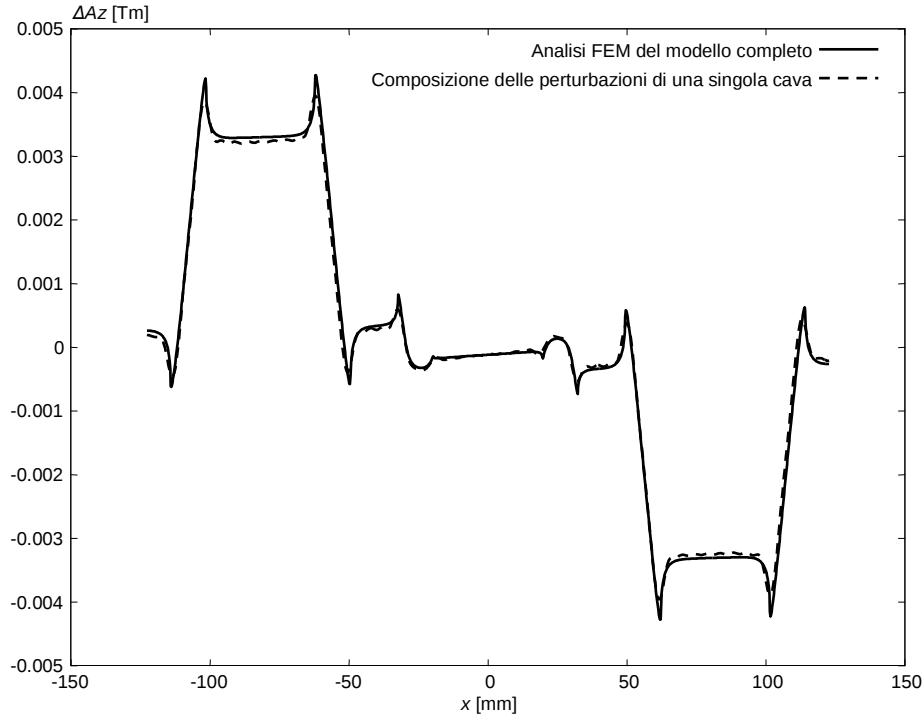


Figura 7.4: Esempio di combinazione delle perturbazioni

7.4.3 Calcolo delle distribuzioni di campo magnetico al traferro e nei magneti permanenti

L'applicazione della perturbazione $\Delta A_z(x, \xi)$ sulla linea P_1Q_1 (Figura 7.5) permette di riprodurre univocamente l'effetto delle cave statoriche sul campo magnetico al traferro ed all'interno dei magneti permanenti. La perturbazione del potenziale vettore nel generico punto di coordinate (x, y) vale infatti:

$$\Delta A_z(x, y) = \sum_{k=1}^{n_a} \left\{ \left[\alpha'_k(\xi) \cos\left(k \frac{\pi x}{\tau_g}\right) + \alpha''_k(\xi) \sin\left(k \frac{\pi x}{\tau_g}\right) \right] \frac{\cosh\left[k(h-y) \frac{\pi}{\tau_g}\right]}{\cosh\left(kx \frac{\pi}{\tau_g}\right)} \right\} \quad (7.9)$$

in cui h rappresenta l'ampiezza del traferro.

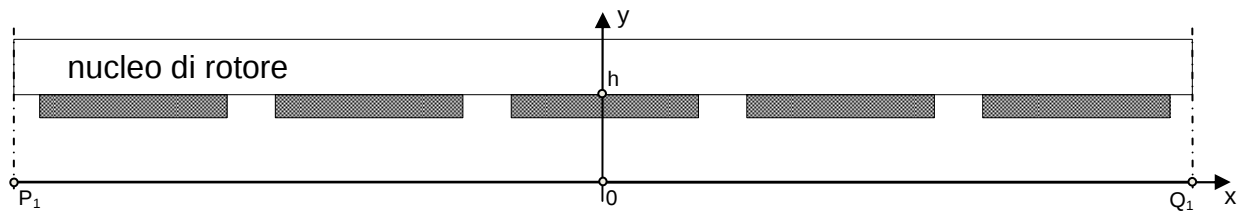


Figura 7.5: Modello utilizzato per il calcolo delle distribuzioni di campo magnetico

Una volta nota la distribuzione del potenziale vettore in ciascun punto di interesse è possibile risalire alle componenti dell'induzione (7.10) e quindi alle perdite per correnti parassite ed alla coppia di cogging.

$$B_x(x, y) = \frac{\partial \Delta A_z(x, y)}{\partial y} \quad B_y(x, y) = -\frac{\partial \Delta A_z(x, y)}{\partial x} \quad (7.10)$$

7.4.4 Calcolo delle perdite nei magneti permanenti e della coppia di cogging

Una volta determinate le distribuzioni al traferro e nei magneti permanenti del campo magnetico e dell'induzione, è possibile ricavare le perdite per correnti parassite nei magneti permanenti e la coppia di cogging utilizzando le seguenti formulazioni:

$$P_{ec} = \left\{ \frac{1}{N_p} \sum_{i=1}^{N_p} \left[\frac{\partial \Delta A_z(x_i, y_i)}{\partial x} \right] \sigma_{mag} \Omega R_m \frac{Q}{2p} \right\} 2p V_{mag} \quad (7.11)$$

dove si è indicato:

N_p : numero di punti all'interno del magnete;

Q : numero di cave statoriche;

Ω : velocità angolare [rad/s];

σ_{mag} : conducibilità del magnete [S/m];

V_{mag} : volume del magnete [m³].

Per il calcolo della forza di cogging è necessario definire i punti su cui questa sollecitazione deve essere calcolata. Con riferimento ad una periodicità di macchina τ_g , le ascisse di interesse valgono:

$$x_{li} = -\frac{\tau_g}{2} + \frac{\tau - w_m}{2} + (i-1)\tau \quad x_{ri} = x_{li} + w_m \quad i = 1 \dots n_{mag} \quad (7.12)$$

dove con n_{mag} è stato indicato il numero di magneti compresi in una periodicità di macchina.

La coppia di cogging vale quindi:

$$T_{cog} = \sum_{i=1}^{n_{mag}} \left[(B_{y,med}|_{x_{li}} - B_{y,med}|_{x_{ri}}) M_{mag} R_m n_g \right] \quad (7.13)$$

dove si è indicato:

M_{mag} : magnetizzazione del magnete permanente [A/m];

$n_g = \text{M. C. D.} \{2p, Q\}$: numero di periodicità della macchina.

7.5 Verifica delle perdite nei magneti permanenti con il metodo FEM - Eddy Currents [4]

Al fine di testare la validità del metodo di calcolo sviluppato, si sono calcolate le perdite nei magneti permanenti anche con il metodo FEM – Eddy Currents.

Per far ciò si è utilizzato il modello di Figura 7.6. Le condizioni di periodicità applicate sono sempre di tipo MASTER = -SLAVE e sulla linea P_1Q_1 vengono riportati, per ogni punto, l'ampiezza delle diverse armoniche temporali del potenziale vettore. L'analisi viene effettuata imponendo una frequenza fondamentale di variazione delle perturbazioni che risulta essere:

$$f_p = f \frac{Q}{2p} \quad (7.14)$$

in quanto le perturbazioni hanno una frequenza correlata al passo cava.

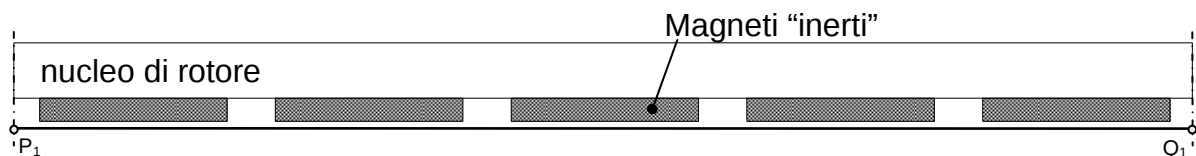


Figura 7.6: Modello utilizzato per il calcolo delle perdite con il metodo "eddy currents"

È opportuno sottolineare che sui magneti deve essere posta la condizione $I_{tot} = 0$ al fine di mantenere confinate le correnti parassite al loro interno, coerentemente con quanto accade nella realtà.

7.6 Verifica delle perdite nei magneti permanenti con il metodo FEM – Transient

Un'ulteriore verifica che può essere fatta al fine di validare ulteriormente la metodologia proposta consiste nell'effettuare un'analisi FEM – Transient, simulando così il moto del rotore e l'induzione delle correnti parassite nei magneti permanenti. Da questa analisi è possibile ricavare direttamente i valori di potenza dissipata e di coppia di cogging in maniera tale da poterli confrontare con quelli ottenuti con i due metodi descritti in precedenza. Anche in questo caso andrà posta sui magneti la condizione $I_{tot} = 0$ in modo tale da rispettare la solenoidalità della corrente.

7.7 Esempio di applicazione

Le tecniche per il calcolo delle perdite nei magneti permanenti e della coppia di cogging sono state implementate con riferimento al generatore illustrato al paragrafo 7.2. È stata supposta una velocità di rotazione di $n = 240$ giri/min, corrispondente ad una frequenza fondamentale $f = 80\text{Hz}$.

A questa frequenza ne corrisponde una di variazione delle perturbazioni pari a:

$$f_p = f \frac{Q}{2p} = 80 \frac{48}{40} = 96\text{Hz} \quad (7.15)$$

Per il calcolo delle perdite con il metodo analitico di composizione delle perturbazioni sono state considerate 101 armoniche spaziali e 31 armoniche temporali; nel caso di analisi con metodo FEM – Eddy Currents sono state considerate le prime 13 armoniche.

Si sono ottenuti i seguenti valori di perdite:

Tabella 7.2: Perdite per correnti indotte nei magneti permanenti

Metodo	Perdite [W]
Composizione perturbazioni	620
FEM – Eddy Currents	632
FEM – Transient	595

In Figura 7.7 sono riportati gli andamenti della coppia di cogging calcolata con i diversi metodi analizzati. Gli scostamenti tra le varie curve possono essere ritenuti trascurabili e sono da attribuirsi ad approssimazioni di tipo numerico.

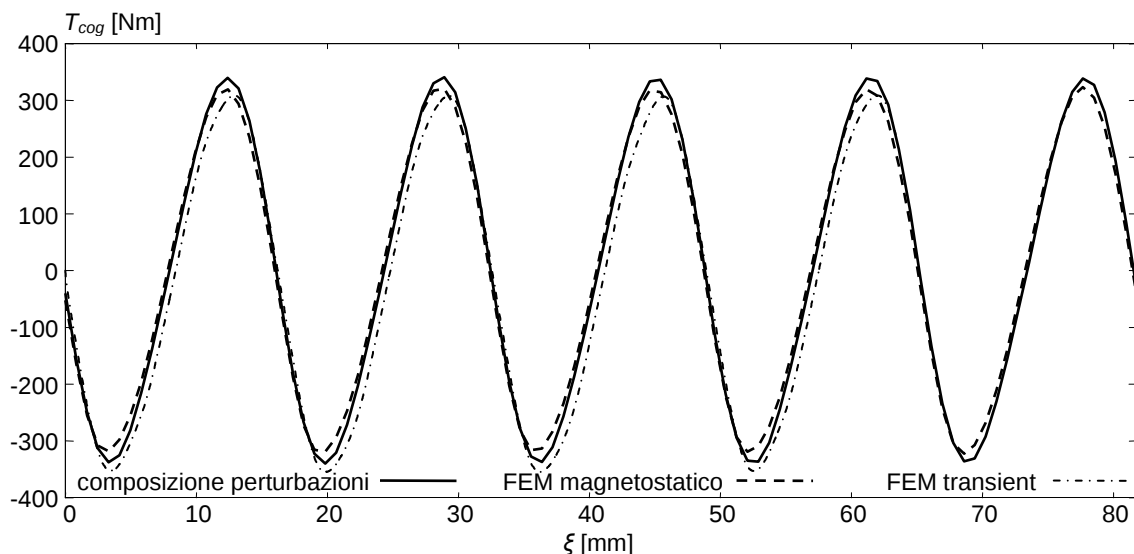


Figura 7.7: Coppia di cogging

I tempi di calcolo corrispondenti ai diversi metodi sono riportati in Tabella 7.3.

Tabella 7.3: Tempi di calcolo

Metodo	Tempo [s]
Composizione perturbazioni	1920
FEM – Eddy Currents	120
FEM – Transient	4440

Da una prima analisi dei dati, il metodo FEM – Eddy Currents sembrerebbe essere il più economico in termini di oneri di calcolo; tuttavia va osservato che questo tipo di approccio necessita di una determinazione preliminare delle sorgenti da applicare al modello, analisi che richiede tempi piuttosto lunghi e che deve essere ripetuta tutte le volte in cui ci sia una modifica della geometria della macchina.

Il metodo analitico di composizione delle perturbazioni risulta essere il più conveniente in quanto, a fronte di una fase preliminare di elaborazione dei dati piuttosto lunga, è molto rapido nella fase di calcolo (~1s).

È importante sottolineare che, una volta ricavate le perturbazioni sul modello semplificato, il metodo analitico permette di simulare una qualsiasi modifica geometrica della macchina, ad esempio la variazione del passo cava.

7.8 Conclusioni

In questo capitolo è stata illustrata una procedura di calcolo che consente di determinare le perdite per correnti parassite nei magneti permanenti e la coppia di cogging derivante dall'interazione elettromagnetica tra statore dotato di cave e rotore provvisto di magneti permanenti.

Il metodo si basa su dei modelli bidimensionali semplificati che consentono un notevole risparmio in termini di oneri di calcolo permettendo, allo stesso tempo, il mantenimento di un buon grado di precisione.

Questo tipo di approccio permette inoltre una generalizzazione del problema da analizzare, rendendo semplice e rapida l'implementazione di un'eventuale analisi parametrica.

7.9 Riferimenti

- [1] Z. Q. Zhu and D. Howe, "Instantaneous magnetic field distribution in brushless permanent magnet dc motors, part III: Effect of stator slotting," *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. 29, no. 1, pp. 143-151, January 1993.
- [2] Z. J. Liu and J. T. Li, "Analytical Solution of Air-Gap Field in Permanent-Magnet Motors Taking Into Account the Effect of Pole Transition Over Slots," *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. 43, no. 10, pp. 3872-3883, October 2007.
- [3] Z. J. Liu, J. T. Li, C. Bi, and Q. Jiang, "A Numerical Approach for Accurate Prediction of Magnetic Field in Permanent Magnet Motors," *IEEE Trans. on Magnetics*, vol. 42, no. 10, pp. 3410-3412, October 2006.
- [4] M. Andriollo, G. Bettanini, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, "PM losses evaluation by harmonic analysis of the magnetic vector potential perturbation", *PES General Meeting 2008*, Pittsburgh (PA), July 2008

PUBBLICAZIONI

- [1] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Control strategies for a VAWT driven PM synchronous generator”, SPEEDAM 2008, 11-13 June 2008, Capri, Italy
- [2] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Control Strategy of a Wind Turbine Drive by an Integrated Model”, Wind Energy, published online in Wiley Interscience , 11 June 2008
- [3] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, S. Bassini, A. Scala, “Performance Assessment of a Single-Phase PM Synchronous Motor for Small Fan Appliances”, ICEM 2008, 6-9 September 2008, Vilamoura, Portugal
- [4] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Permanent Magnet Axial Flux Disc Generator for Small Wind Turbines”, ICEM 2008, 6-9 September 2008, Vilamoura, Portugal
- [5] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “TF Linear Motor with Passive Guideway for Low Speed Transport”, MAGLEV 2008, 15-18 December 2008, San Diego, California, USA
- [6] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Analysis of the air-gap asymmetry in axial-flux permanent magnet generators”, IEMDC 2009, 3-6 May 2009, Miami, Florida, USA
- [7] M. Andriollo, M. De Bortoli, G. Martinelli, A. Morini, A. Tortella, “Design Improvement of a Single-Phase Brushless Permanent Magnet Motor for Small Fan Appliances”, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, vol. 57, no. 1, pp. 88-95, January 2010.

CONCLUSIONI

In questa tesi di Dottorato sono state illustrate le principali tematiche e le possibili soluzioni innovative in merito alla progettazione, gestione e controllo dei sistemi eolici. Questa tipologia di impianti di produzione offre prospettive assai interessanti nell'ambito della generazione distribuita dell'energia elettrica.

Inizialmente è stata fatta una panoramica sugli impianti eolici, presentandone i principi teorici di funzionamento e la realizzazione tecnica. Particolare rilievo è stato dato alle tipologie di generatori elettrici utilizzati e ad alle relative strategie di controllo dei profili della potenza elettrica prodotta.

In particolare si è fatto riferimento alle turbine utilizzanti una tecnologia di tipo "direct drive" abbinata a generatori sincroni a magneti permanenti, presentando le principali soluzioni adottate a livello commerciale.

Successivamente è stato proposto un modello che permette di analizzare il funzionamento di aerogeneratori dotati di turbina ad asse orizzontale o verticale. Questo modello è basato sulla definizione di un circuito equivalente semplificato che consente di determinare le principali grandezze elettromeccaniche a partire dai dati caratteristici della turbina e del generatore elettrico.

Sono state eseguite alcune simulazioni al fine di verificare le prestazioni dell'impianto sia in condizioni dinamiche che in condizioni di regime.

Tale modello è stato poi sviluppato al fine di realizzare una configurazione di tipo "sensorless", ovvero non comprensiva dell'anemometro e di sensori per la rilevazione di grandezze meccaniche. Sono state fatte delle comparazioni al fine di evidenziare eventuali pregi/difetti della nuova soluzione.

Sulla base di questo modello è stato elaborato un algoritmo di controllo che consente un notevole aumento dei margini di stabilità ed un miglioramento complessivo delle prestazioni del sistema.

Nell'ambito della progettazione, sono stati effettuati l'analisi ed il progetto di un generatore sincrono a flusso assiale a magneti permanenti. Questa tipologia di macchina elettrica ha permesso di ottenere una configurazione con un elevato numero di poli, tale da consentire un accoppiamento diretto con la turbina, ottenendo al tempo stesso delle ottime prestazioni dal punto di vista della coppia, del ripple di coppia e del rapporto coppia su peso. Ricavati i principali parametri del generatore mediante analisi FEM, è stato definito un modello circuitale non lineare per l'analisi delle prestazioni in condizioni dinamiche.

La stessa tipologia di generatore è stata in seguito modificata al fine di ottenere una macchina dotata di un avvolgimento trifase a quadrupla stella, che consente di ottenere una maggiore flessibilità di funzionamento ed una migliore resa energetica del sistema.

È stato analizzato il problema degli sforzi attrattivi tra statore e rotore nelle macchine a magneti permanenti, sia a flusso radiale che assiale, mediante l'elaborazione di un metodo semplificato applicabile sia a configurazioni a flusso radiale che assiale. Questa procedura di calcolo si basa sull'analisi dell'interazione elettromagnetica tra magneti ed il complesso dente-corona di statore. I vantaggi di questo tipo di approccio consistono in una notevole riduzione dei tempi di calcolo e nella possibilità di analizzare una deformazione qualsiasi.

L'ultima parte ha riguardato lo studio di metodi analitico - numerici per il calcolo della coppia di cogging e delle perdite nei magneti permanenti basati sulle perturbazioni del potenziale magnetico vettore dovute alla presenza delle cave statoriche. Anche in questo caso, la procedura di calcolo sviluppata, applicabile sia a macchine a flusso radiale che assiale, permette una notevole riduzione degli oneri di calcolo ed una generalizzazione del problema.