



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Energia Elettrica

Generatori eolici domestici.

Studio e sviluppo del sistema di controllo

Relatore: Ch.mo Prof. Ing. Silverio Bolognani

Salvadori Michele

Matricola n. 1111026

Anno Accademico 2017/2018

*A mia mamma e a mio papà,
che in ogni istante mi hanno appoggiato in questo percorso.*

*A mia sorella,
che mi è sempre stata vicina consigliandomi.*

*A Ludovica,
che ogni giorno mi dà la forza per affrontare ogni sfida, insieme.*

Il coraggio non sempre ruggisce. A volte il coraggio è la vocina alla fine del giorno

che dice: Proverò di nuovo domani.

(Mary Anne Radmacher)

Indice

Capitolo 1	13
Introduzione generale.....	13
1.1 INTRODUZIONE.....	13
1.2 IL VENTO COME RISORSA ENERGETICA.....	15
Capitolo 2 IL MICROGENERATORE EOLICO	19
2.1 Principio di funzionamento	19
Tipologie di aerogeneratori per il microeolico.....	26
Capitolo 3	32
L'azionamento elettrico	32
3.1 Il motore sincrono a magneti permanenti interni IPMSM.....	33
3.1.1 Principio di funzionamento ed equazioni	34
3.1.2 Limiti e regioni di funzionamento	37
3.2 Il sistema di controllo	44
Capitolo 4	49
4.1 Tipologie di algoritmi MPPT	52
Capitolo 5	57
IL CONTROLLO DEL GENERATORE DOMESTICO	57
INTRODUZIONE.....	57

GENERATORE SPM.....	59
CRITERI DI PROGETTO DEL GENERATORE IPM	61
CASI STUDIATI.....	62
PRODUTTIVITA' DI ENERGIA E COSTO	66
OTTIMIZZAZIONE.....	68
Capitolo 6	75
SIMULAZIONI.....	75
Conclusioni.....	97
Ringraziamenti	99
Bibliografia	100

Indice delle figure

Figura 1. 1 Istogramma della velocità percentuale del vento	16
Figura 1. 2 Istogramma della frequenza della velocità del vento	18
Figura 2. 1 Tubo di flusso di Betz	20
Figura 2. 2 Sezione del tubo di flusso di Betz	21
Figura 2. 3 Curva Cp	24
Figura 2. 4 Sezione di una pala eolica	25
Figura 2. 5 Profilo alare di una pala	26
Figura 2. 6 Turbina ad asse orizzontale	28
Figura 2. 7 Turbina Savonius	29
Figura 2. 8 Turbina Darrièus	30
Figura 2. 9 Funzionamento turbina Savonius	30
Figura 2. 10 Turbina Darrièus-Savonius	31
figura 3. 1 L'azionamento	32
figura 3. 2 Schema a blocchi motore IPM	37
figura 3. 3 Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo	39
figura 3. 4 Limiti funzionamento brushless isotropo con corrente di cortocircuito piccola	42
figura 3. 5 Il sistema di controllo	44
figura 3. 6 Schema controllo dell'azionamento IPM	45
figura 3. 7 Controllo PID sincroni con il rotore	45
figura 3. 8 Controllo PI con anti wind-up	47
Figura 4. 1 Andamento MPP	49
Figura 4. 2 Andamento curva dei punti di massima coppia	50
Figura 4. 3 Algoritmo MPPT	53
Figura 4. 4 Logica algoritmo MPPT	54
Figura 4. 5 Funzionamento algoritmo MPPT	55

Figura 4. 6 Malfunzionamento algoritmo MPPT	56
Figura 5. 1 Limiti imposti al motore SPM in coppia	59
Figura 5. 2 Limiti imposti al motore SPM in potenza.....	60
Figura 5. 3 Limiti di potenza	63
Figura 5. 4 Limiti di coppia.....	64
Figura 5. 5 Limiti di coppia e potenza.....	65
Figura 5. 6 Probabilità differenziale del vento durante l'anno per diverse velocità	66
Figura 5. 7 Tempo di ritorno dell'investimento	69
Figura 5. 8 Limiti di coppia per il motore SPM.....	70
Figura 5. 9 Limiti di potenza per il motore SPM	71
Figura 5. 10 Caratteristica della coppia del motore IPM	73
Figura 5. 11 Caratteristica della potenza del motore IPM.....	74
Figura 6. 1 Modello della turbina	77
Figura 6. 2 Caratteristiche della coppia per velocità del vento pari a 2 m/s, 5 m/s, 12 m/s, 20m/s.....	78
Figura 6. 3 Caratteristiche di potenza per velocità del vento pari a 2 m/s, 5 m/s, 12 m/s, 20 m/s.....	78
Figura 6. 4 Controllo del motore IPM.....	79
Figura 6. 5 Modello MPPT	80
Figura 6. 6 Caratteristica MPPT	80
Figura 6. 7 Confronto tra caratteristica MPPT reale (in giallo) e ideale (in blu).....	82
Figura 6. 8 Modello per il controllo di coppia e potenza	83
Figura 6. 9 Andamento della coppia di riferimento.....	84
Figura 6. 10 Caratteristiche MTPA e dei limiti per il motore IPM	86
Figura 6. 11 Curva di MTPA.....	87
Figura 6. 12 Modello completo	88
Figura 6. 13 Modello del motore	89
Figura 6. 14 Confronto tra la corrente di riferimento e reale, per l'asse d	90

Figura 6. 15 Confronto tra la corrente di riferimento e reale, per l'asse q	90
Figura 6. 16 Coppia in uscita dalla turbina	91
Figura 6. 17 Potenza in uscita dalla turbina	92
Figura 6. 18 Coppia del motore	94
Figura 6. 19 Velocità del motore in rad/s	95
Figura 6. 20 Caratteristica del Cp della turbina.....	96
tabella 1 Costi per diverse velocità del vento	68
Tabella 2 Costi del motore IPM	72
Tabella 3 Valori delle costanti	75
Tabella 4 Valori calcolati per MPPT.....	81
Tabella 5 Valori del motore IPM.....	84

Sommario

Sempre più negli ultimi anni si sta dando importanza allo sviluppo delle energie rinnovabili. Particolare attenzione si sta ponendo verso l'eolico di piccole dimensioni.

Ciò ha portato ad una forte integrazione dei sistemi di microgenerazione all'interno delle aree urbane permettendo così di alimentare numerose utenze private e nel contempo di limitare l'impatto acustico e visivo.

Lo scopo di questa tesi è lo sviluppo di un azionamento atto a massimizzare l'efficienza di un sistema di microgenerazione eolica, ponendo particolare attenzione alle tecniche di massimizzazione della potenza estratta dalla turbina. Si prenderanno in considerazione inizialmente le scelte migliori dal punto di vista economico; poi si cercherà di mettere in pratica tali vantaggi, valutando quale tipologia di motore scegliere e quali valori limite di coppia e potenza applicare nel controllo. Infine si sono riportate le caratteristiche ottenute dalle simulazioni del modello Simulink.

Capitolo 1

Introduzione generale

1.1 INTRODUZIONE

Nel corso degli ultimi anni il livello di attenzione nei confronti del tema della produzione e del consumo di energia è andato aumentando per tre motivi principali: la continua oscillazione del prezzo del petrolio greggio, la consapevolezza del progressivo esaurimento dei combustibili fossili e i danni che l'utilizzo di questi ultimi causa all'ambiente. Per questi motivi oggi si sente parlare sempre più spesso di fonti di energia rinnovabili ed alternative. Le fonti di energia vengono tradizionalmente classificate in non rinnovabili e rinnovabili: le prime sono quelle fonti di energia che vengono consumate con una velocità di gran lunga superiore alla loro velocità di formazione come petrolio, gas naturale, carbone ed uranio (per il settore nucleare); le seconde sono quelle fonti di energia in grado di rigenerarsi con continuità come energia solare, energia eolica, energia geotermica, energia idraulica ed energia delle biomasse. Secondo delle stime le riserve di petrolio e gas naturale sono circa doppie rispetto a quelle accertate, le riserve di carbone circa dieci volte quelle accertate e le riserve di uranio ancora maggiori e dipendenti dalla tecnologia nucleare utilizzata per la produzione di energia. Il problema dell'impatto ambientale causato dalla produzione di energia mediante fonti non rinnovabili invece desta particolari preoccupazioni tant'è che l'Unione Europea (UE) ha assunto un ruolo di primo piano nell'elaborazione di due importanti trattati internazionali sui cambiamenti climatici: la "Convenzione quadro" delle Nazioni Unite nel 1992 ed il "Protocollo di Kyoto" nel 1997. Nonostante l'importanza di questi due trattati le prove scientifiche hanno dimostrato che è necessaria un'azione globale molto più ampia. A questo proposito, alla conferenza ONU del 2009, l'UE ha offerto sostegno all'accordo di Copenaghen, il quale è considerato il primo passo verso un trattato globale in grado di sostituire il Protocollo di Kyoto. Inoltre dal 2008 l'Europa ha assunto l'impegno di ridurre le emissioni entro il 2020 del 20% rispetto al 1990 ed ha deciso di adottare la strategia denominata "Europa 2020-20" che prevede norme vincolanti allo scopo di:

- ridurre i gas ad effetto serra del 20%

- ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo mediante l'utilizzo di energie rinnovabili.

Al vertice di Copenaghen la comunità scientifica e i politici hanno riconosciuto che il surriscaldamento globale non deve superare i 2 °C; per rispettare questo vincolo le emissioni globali devono stabilizzarsi prima del 2020 e devono essere dimezzate rispetto al 1990 entro il 2050. Riducendo i consumi energetici del 20% entro il 2020 l'Europa punta ad abbattere le emissioni di quasi 800 milioni di tonnellate l'anno, con un considerevole risparmio che si aggira sui 100 miliardi di euro. Per perseguire questo obiettivo devono essere coinvolti i tre settori principali: edilizia, trasporto ed industria. Per l'edilizia, che rappresenta circa il 32% del fabbisogno energetico europeo e dove il consumo potrebbe essere notevolmente ridotto, sono state adottate misure per il miglioramento della progettazione di edifici e l'introduzione di sistemi di illuminazione, riscaldamento, condizionamento ed acqua calda più efficienti. Per il trasporto, che rappresenta circa il 26% del fabbisogno energetico europeo, sono state introdotte le norme Euro che limitano le emissioni di CO₂ ed altri agenti inquinanti come gli ossidi di Azoto (attualmente è in vigore dal 1° Settembre 2015 la norma Euro VI). Inoltre sono previsti incentivi per promuovere l'utilizzo dei trasporti pubblici ed il trasporto non motorizzato. Per l'industria, che rappresenta circa il 25% del fabbisogno energetico europeo, sono stati applicati standard di progettazione ecocompatibile ad articoli come boiler, televisori, frigoriferi, congelatori, prodotti per l'illuminazione e motori elettrici al fine di aumentarne il rendimento. I vantaggi offerti dalle fonti di energia rinnovabili sono ormai ampiamente riconosciuti: contribuiscono a contrastare i cambiamenti climatici, offrono approvvigionamento energetico sicuro e sono economicamente vantaggiose a lungo termine. Proprio per questo l'UE si è impegnata per portare al 20% la quota di energia prodotta mediante queste fonti. Privilegiando le fonti rinnovabili, infatti, sarà possibile ridurre su base annua il consumo di combustibili fossili di 200-300 milioni di tonnellate e le emissioni di CO₂ di 600-900 milioni di tonnellate, riducendo inoltre la dipendenza dalle forniture di combustibili fossili provenienti da Africa, Asia ed America. In questa tesi verranno sviluppati gli aspetti principali della fonte di energia rinnovabile eolica focalizzando l'attenzione sugli aspetti tecnologici e sulle fasi necessarie allo sviluppo del sistema di controllo dei sistemi dedicati al microeolico.

1.2 IL VENTO COME RISORSA ENERGETICA

La Terra cede continuamente all'atmosfera il calore dovuto all'irraggiamento del Sole ma non in modo uniforme, variando a seconda di latitudine e altitudine. Nelle zone in cui viene ceduto meno calore l'aria è più fredda e la pressione dei gas atmosferici aumenta, mentre dove viene rilasciato più calore, l'aria si riscalda e la pressione di conseguenza diminuisce. Si crea pertanto una macrocircolazione dovuta ai moti convettivi delle masse d'aria; quelle calde hanno densità minore e si muovono verso l'alto, richiamando così verso il basso l'aria più fredda che ha densità maggiore. Grazie al fatto che l'atmosfera tende a ripristinare costantemente l'equilibrio di pressione, si crea dunque il vento, che è quindi lo spostamento di una massa d'aria più o meno veloce tra zone di diversa pressione; tanto più alta è la differenza di pressione, tanto più veloce sarà lo spostamento d'aria e quindi tanto più forte sarà il vento. Tuttavia esso subisce una leggera deviazione, che scaturisce dalla rotazione terrestre e dalla conseguente forza apparente di Coriolis. Infatti sulla terra un corpo in movimento risente dell'effetto della rotazione tanto più sensibilmente quanto più è in prossimità dei poli; in tal modo, l'aria che si muove verso nord nell'emisfero boreale subisce uno spostamento verso nord-est, mentre se si muove verso sud subisce uno spostamento verso sud-ovest. Il profilo e le irregolarità della superficie della terraferma o marina influenzano profondamente il vento e le sue caratteristiche locali; difatti il vento spira con maggiore intensità su superfici grandi e piatte come il mare e si rafforza sulla sommità delle alture, mentre rallenta su superfici irregolari, come città o foreste e la sua velocità rispetto all'altezza dal suolo è influenzata dalle condizioni di stabilità atmosferica. Per poter sfruttare l'energia eolica, è quindi molto importante tenere conto delle forti variazioni di velocità tra località diverse e della direzione e dell'intensità del vento che fluttuano rapidamente intorno al valore medio: si tratta del fenomeno della turbolenza che costituisce una caratteristica importante del vento, poiché determina fluttuazioni della forza esercitata sulle pale delle turbine, aumentandone così l'usura e riducendone la vita media. La variabilità e l'aleatorietà del vento rappresentano quindi gli svantaggi preponderanti dell'energia elettrica ricavata da fonte eolica. Infatti, finché la quota di potenza prodotta dall'impianto eolico è piccola rispetto alle dimensioni della rete elettrica cui è connesso, la variabilità della produzione eolica non destabilizza la rete stessa e dunque queste considerazioni rendono ottimale l'utilizzo dell'energia eolica per impianti di piccole dimensioni (mini e micro eolico). Per stimare la producibilità energetica di una turbina eolica non è sufficiente conoscere solo

la velocità media del vento in un determinato sito. Altrettanto importante è avere a disposizione dei dati che riportino, per un determinato periodo (es 1 anno), l'istogramma della durata percentuale delle diverse velocità del vento. In particolare nell'istogramma di figura, è riportata in percentuale la durata per cui la velocità effettiva è superiore a quella indicata. Dall'istogramma di figura si può ottenere l'istogramma della frequenza statistica della velocità del vento; tuttavia la distribuzione temporale della velocità del vento per un sito viene solitamente descritta utilizzando la funzione di distribuzione statistica di Weibull in quanto è quella che meglio approssima la frequenza di distribuzione delle velocità medie del vento dell'istogramma precedente. Per un dato valore di velocità v la densità di probabilità è data da

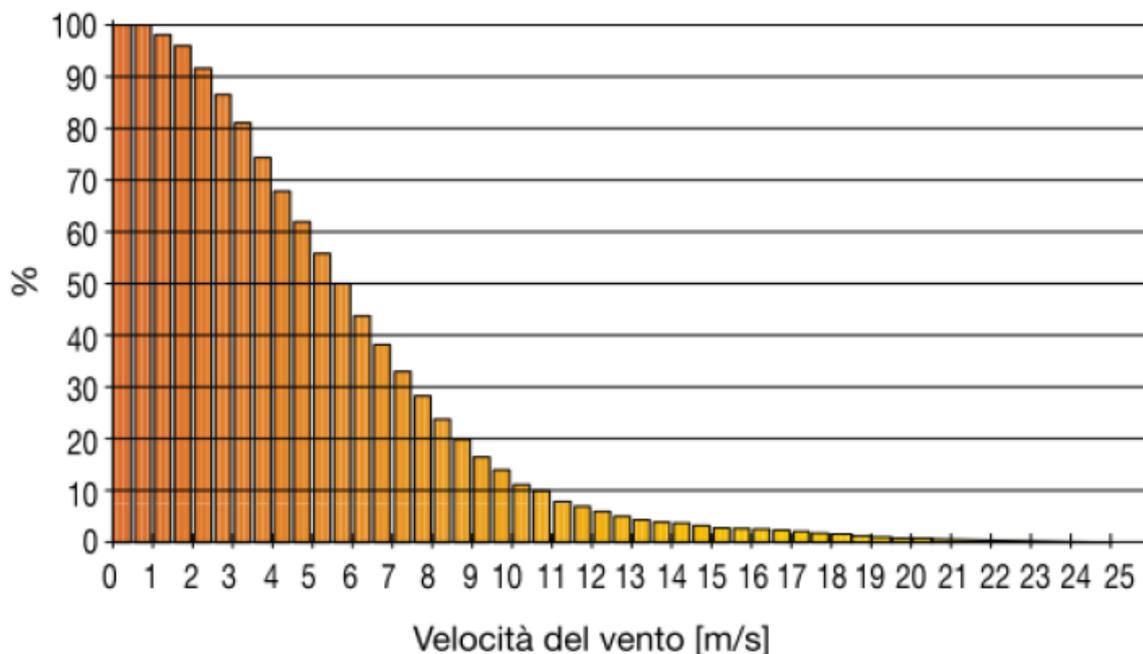


Figura 1. 1 Iistogramma della velocità percentuale del vento

$$f(v) = \frac{k}{A} \frac{v^{k-1}}{A} e^{-v/A} [s/m] \quad (1.1)$$

La distribuzione di Weibull descrive anemologicamente un sito e può essere pienamente identificata dalla conoscenza di due parametri: il fattore di scala (A) espresso in m/s che è legato in modo univoco alla velocità media ed il fattore di forma (k), adimensionale che modifica la simmetria della

distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2 - 3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane. Il fattore di forma rappresenta fisicamente la “dispersione” dei valori di velocità intorno alla velocità media; in particolare, tanto più grande è il valore di k , tanto minore risulta la dispersione attorno al valor medio. Il fattore k inoltre assume valori diversi al variare della morfologia del territorio e dipende dal regime di venti che sussiste in una data regione. Infine poiché la progettazione di un impianto eolico mira a massimizzare la produzione annua di energia elettrica [kWh], questa può essere teoricamente espressa e stimata utilizzando la distribuzione di Weibull per la velocità del vento nel sito d’installazione e la curva della potenza elettrica prodotta dalla turbina eolica in funzione della velocità istantanea del vento. La producibilità annua può essere quindi espressa con la relazione seguente:

$$E = 8760 \int_0^{\infty} P(v)f(v)dv [kWh] \quad (1.2)$$

dove 8760 è il numero di ore in un anno, $P(v)$ è la potenza [kW] prodotta dalla turbina eolica alla velocità del vento v , dedotta dalla curva di potenza fornita dal costruttore ed $f(v)$ [s/m] è la densità di probabilità della distribuzione statistica di Weibull delle velocità del vento nel sito d’installazione.

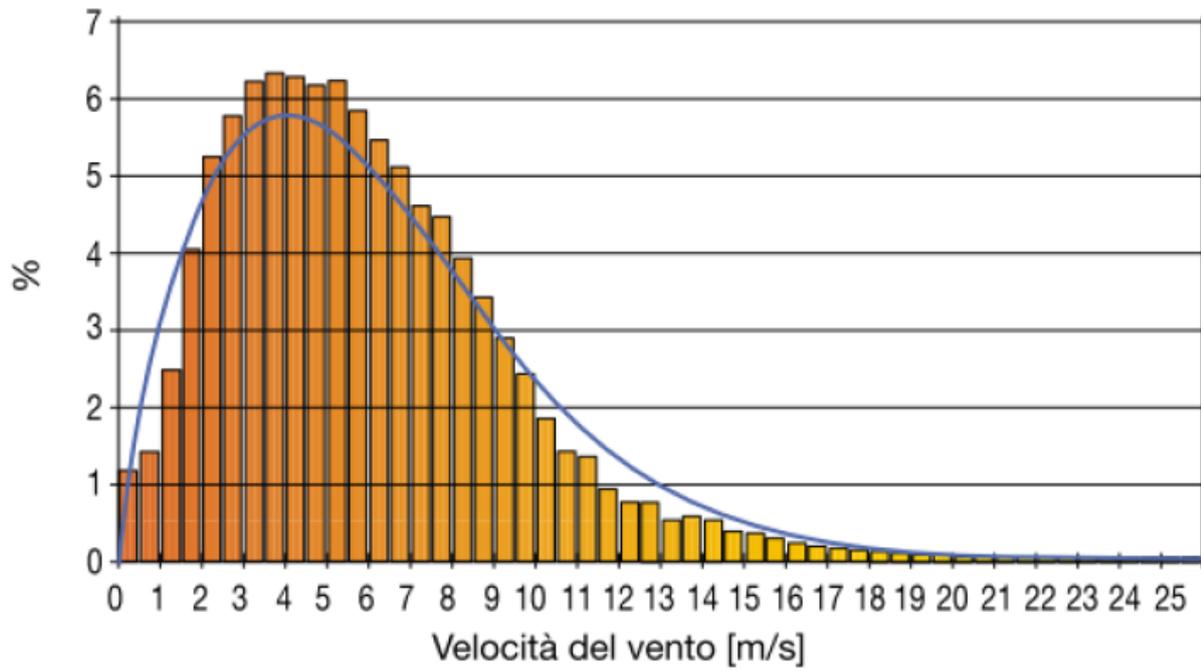


Figura 1. 2 *Istogramma della frequenza della velocità del vento*

2. IL MICROGENERATORE EOLICO

2.1 Principio di funzionamento

La produzione di energia elettrica da una turbina eolica passa attraverso due diversi step: inizialmente si ha la conversione dell'energia cinetica della massa d'aria in energia meccanica delle pale e secondariamente la conversione da energia meccanica in energia elettrica. L'energia cinetica posseduta da una massa d'aria m che si muove con velocità del vento costante v_1 è data da

$$E_c = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.1)$$

ed essendo la portata della massa d'aria $q = dm/dt$, la potenza prodotta da una massa d'aria di portata q è data da:

$$P_{DISP} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} q v_1^2 \quad (2.2)$$

Tuttavia la portata si può anche esprimere nella forma $q = \rho * A * v_1$ dove ρ è il coefficiente di attrito dell'aria ed A è la sezione del tubo di flusso d'aria considerato. Si noti che, dipendentemente dalla classe di turbine, il calcolo della sezione deve essere svolto in modo differente; per una turbina con rotore ad asse orizzontale si ha $A = \pi * D^2 / 4$ dove D è il diametro del rotore mentre, per un rotore ad asse verticale, si ha $A = 2/3 L * H$ dove L ed H rappresentano rispettivamente la larghezza massima e l'altezza del rotore. Ritornando alla formula della potenza disponibile, essa si può riscrivere come

$$P_{DISP} = \frac{1}{2} \rho * A * v_1^3 \quad (2.3)$$

da cui si evince che la potenza disponibile varia con il cubo della velocità del vento. Per determinare la potenza estratta da una turbina eolica ideale avente in ingresso una potenza disponibile data dalla (2.3) si utilizza un modello semplificato dovuto ad Albert Betz.

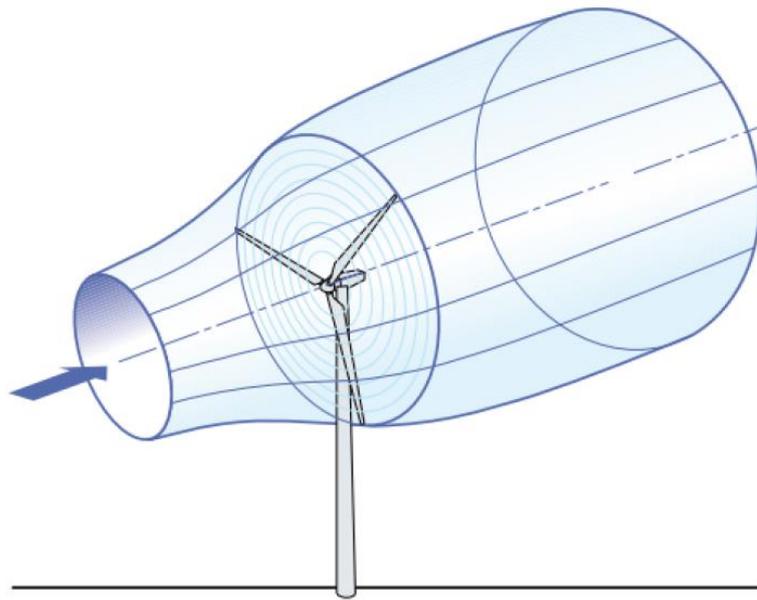


Figura 2. 1 Tubo di flusso di Betz

Per il calcolo di tale quantità si fanno le seguenti assunzioni:

- L'insieme delle pale del rotore eolico è assimilabile ad un disco attuatore di spessore nullo con un numero infinito di pale
- La massa d'aria che investe il disco rimane separata da quella che la circonda, si ha così un tubo di flusso
- La massa d'aria fluisce solo in direzione longitudinale
- Il rallentamento dell'aria sul disco attuatore è distribuito uniformemente sulla sezione del disco
- Nelle sezioni infinitamente a monte ed infinitamente a valle del disco la pressione è pari a quella atmosferica
- Il flusso eolico non incontra ostacoli oltre la turbina, né a monte, né a valle di essa
- Il vento è stazionario e di intensità costante con la quota
- Non ci sono effetti rotatori sulla massa d'aria
- Si trascura la comprimibilità dell'aria, ossia la densità è assunta costante

Tanto maggiore è l'energia cinetica che la turbina riesce ad estrarre dal vento, tanto minore sarà la velocità del vento che lascia la turbina stessa. Il vento viene di conseguenza frenato e la diminuzione

della velocità della vena fluida in ingresso ed in uscita dal tubo di flusso ha come risultato (considerando portata e densità costanti) l'aumento della sezione del tubo di flusso stesso. Inoltre, partendo dalla pressione atmosferica in ingresso al tubo, la diminuzione graduale di velocità lungo il tubo di flusso determina un aumento di pressione, la quale cala bruscamente sul disco per poi

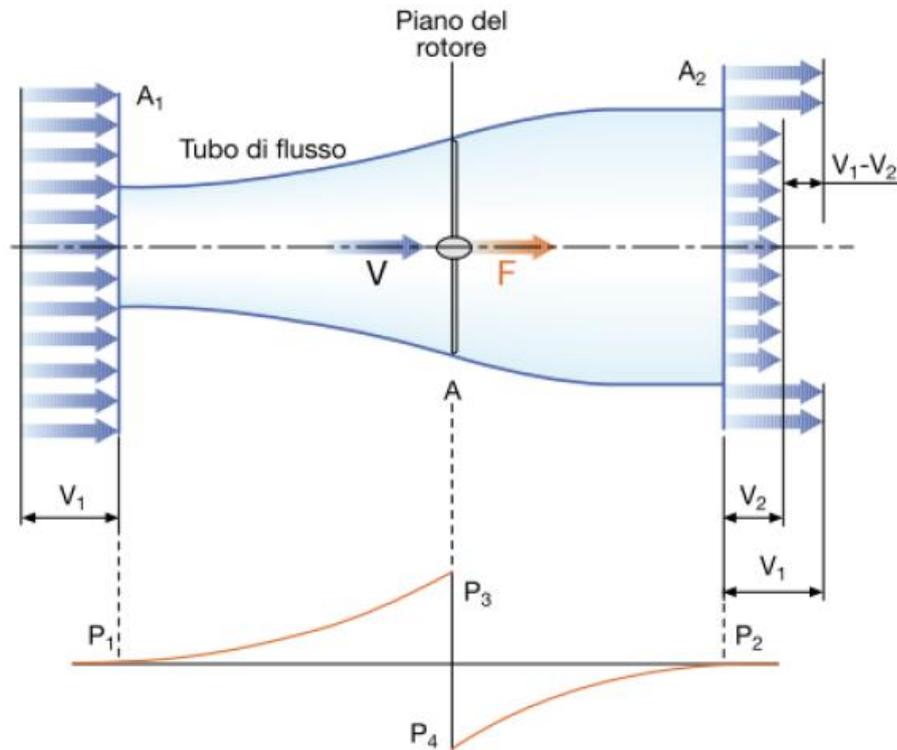


Figura 2. 2 Sezione del tubo di flusso di Betz

ritornare gradualmente alla pressione atmosferica in uscita dal tubo di flusso.

Si consideri dunque la velocità del fluido a valle del rotore come una frazione di quella a monte come espresso dalla formula

$$v_2 = a * v_1 \quad (2.4)$$

Il parametro "a" prende il nome di fattore di interferenza del rotore. Risulta possibile esprimere la potenza captata dall'aerogeneratore attraverso due formule; nella prima, il valore della potenza si ottiene moltiplicando la portata in massa per la differenza tra l'energia cinetica posseduta del fluido rispettivamente a monte e a valle del rotore

$$P = \rho * A * v * \left(\frac{v_1^2}{2} - \frac{(a * v_1)^2}{2} \right) \quad (2.5)$$

dove v è il valore della velocità del vento sul rotore eolico. Nella seconda espressione il valore della potenza si ottiene moltiplicando la velocità del vento in corrispondenza del rotore per la forza agente sulla girante stessa, ottenibile a sua volta come prodotto tra la portata in massa del fluido e la differenza tra la velocità del vento, rispettivamente a monte e a valle dell'aerogeneratore. Tale forma della forza è conseguenza dell'utilizzo della quantità di moto

$$F = m \cdot \frac{\Delta v}{\Delta t} = q \cdot (v_1 - v_2) = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - av_2) \quad (2.6)$$

La seconda espressione è dunque data da

$$P = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - av_2) \cdot v = \rho \cdot A \cdot v^2 \cdot (v_1 - av_2) \quad (2.7)$$

Eguagliando le due espressioni della potenza captata, si ricava la velocità del vento in corrispondenza del rotore. Essa risulta la media aritmetica della velocità a monte e a valle del rotore stesso

$$v = \frac{v_1 + av_2}{2} \quad (2.8)$$

Sostituendo il valore sopra determinato nella prima espressione della potenza captata si ottiene la relazione

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot \left[\frac{1}{2} (1 + a)(1 - a^2) \right] \quad (2.9)$$

La grandezza riportata tra parentesi quadre prende il nome di coefficiente di potenza teorico C_{pt} che, ricordando la formula 2.3, è anche esprimibile come il rapporto tra potenza estratta e

potenza disponibile del vento.

$$C_{pt} = \frac{P}{P_{disp}} \quad (2.10)$$

Derivando l'espressione di tale coefficiente rispetto alla costante a e ponendo la derivata ottenuta uguale a zero, si ottiene il valore di a in corrispondenza del quale il coefficiente di potenza teorico, e di conseguenza la potenza captata, risulta massimo. Il valore in questione del parametro a è pari ad $1/3$. Sostituendo il risultato ottenuto nell'espressione del coefficiente di potenza teorico si ottiene il valore massimo di quest'ultimo, che prende il nome di *Limite di Betz*. Tale limite rappresenta la massima potenza captabile dall'aerogeneratore, in assenza di perdite, e risulta approssimativamente pari a 0.59. Nella pratica ci sono però tre fattori che decrementano il massimo coefficiente di potenza raggiungibile, portandolo ad un valore reale C_p . Si tratta di perdite di tipo meccanico e fluidodinamico principalmente dovute a:

- rotazione della scia dietro al rotore
- numero finito di pale
- resistenza aerodinamica non nulla

Con le moderne turbine si riesce tuttavia a raggiungere un limite di C_p di circa 0.5 molto prossimo al limite di Betz. Grazie al parametro C_p , non ideale in quanto comprensivo delle perdite sopracitate, si può quindi esprimere la potenza estratta come

$$P = \frac{1}{2} \rho * C_p * A * v_1^3 \quad (2.11)$$

infine se si considera l'intero sistema di conversione dell'energia eolica comprensivo dell'azionamento elettrico, la potenza elettrica generata risulta essere $P_e = \eta_e \eta_m * P$ dove η_e è il rendimento del generatore elettrico e η_m il rendimento meccanico complessivo dell'albero di trasmissione tra turbina e rotore del generatore.

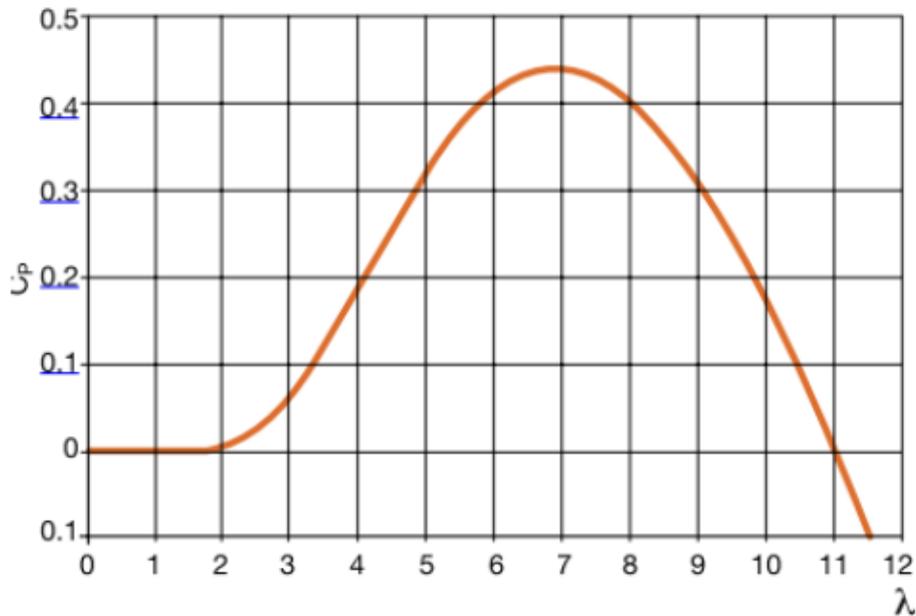


Figura 2. 3 Curva C_p

Le caratteristiche aerodinamiche della pala eolica sono assegnate mediante il legame TSR – C_p . Il TSR (Tip Speed Ratio), identificato con il parametro λ , è definito come il rapporto tra la velocità tangenziale all'estremità della pala e la velocità del vento in ingresso al tubo di flusso.

$$\lambda = \Omega R / v_1 \quad (2.12)$$

dove R è il raggio del rotore della turbina. Il legame $\lambda - C_p$ è quindi diverso per ogni tipo di aerogeneratore; infatti per una data pala, tale relazione dipende dall'angolo di Pitch β che rappresenta lo scostamento angolare tra il piano di rotazione dell'asse della pala e la corda massima della sezione della stessa; l'espressione del coefficiente di potenza si può infatti approssimare con l'espressione

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(c_2 / \lambda_i - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (2.13)$$

dove $\lambda_i^{-1} = (\lambda + 0.08\beta)^{-1} - 0.035(\beta^3 + 1)^{-1}$ che bene esprime la dipendenza dal parametro β . Tuttavia se consideriamo che per una data turbina l'angolo di Pitch sia fisso, allora esiste un unico valore del coefficiente di potenza per cui l'efficienza di conversione della turbina è massima ($C_p = C_{pmax}$ in

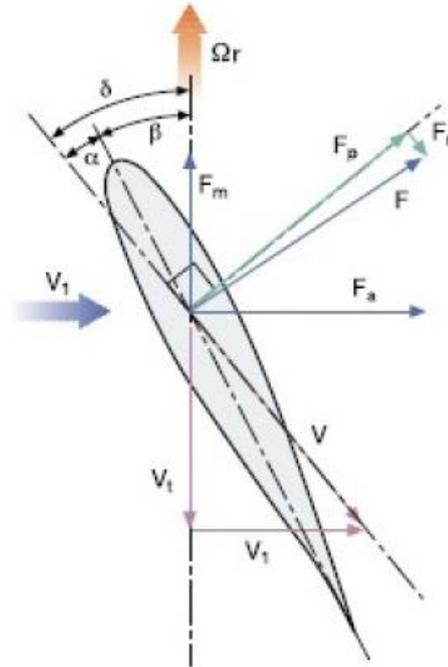


Figura 2. 4 Sezione di una pala eolica

corrispondenza del quale si ha $\lambda = \lambda_{opt}$). Di conseguenza, al variare della velocità del vento occorre variare la velocità di rotazione delle pale se si vuole mantenere il C_p costante e pari al valore massimo.

Tipologie di aerogeneratori per il microeolico

Una turbina eolica trasforma l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione effettuato dalle pale. Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3 – 5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12–14 m/s. A velocità elevate, se il sistema di generazione azionamento-turbina supera la potenza nominale, la turbina viene fatta operare a velocità costante in modo da mantenere sempre al livello di produzione massima sostenibile. In ogni caso, per velocità superiori a 25 m/s (cut-off) la turbina viene arrestata dal sistema frenante per ragioni di sicurezza.

Le turbine possono essere “a portanza” o “a resistenza” in funzione di quale sia la forza generata dal vento e sfruttata come forza motrice. Nelle turbine a portanza le pale sono dei veri e propri profili alari; il vento scorre su entrambe le facce della pala che hanno profili geometrici differenti; poichè la velocità del fluido è maggiore sul dorso della pala, in accordo con il teorema di Bernoulli si ha una diminuzione della pressione in corrispondenza della superficie superiore e viceversa si ha un'aumento nella faccia inferiore. Questa differenza di pressione genera sulla superficie della pala eolica una forza F che si scompone in una forza F_L , chiamata portanza aerodinamica, la quale determina la rotazione della pala stessa attorno all'asse rotorico e in una forza di attrito F_D , che si oppone al movimento del profilo ed è perpendicolare alla portanza.



Figura 2. 5 Profilo alare di una pala

Nelle turbine a resistenza, invece, la coppia motrice sull'asse è determinata dalla differenza di resistenza (attrito) offerta al vento da superfici verticali disposte simmetricamente rispetto all'asse stesso.

Vi è inoltre un'altra caratteristica che suddivide gli aerogeneratori in due categorie, in particolare in base alla disposizione dell'asse di rotazione. Si individuano così macchine ad asse orizzontale (HAWT) e macchine ad asse verticale (VAWT) a seconda se l'asse è rispettivamente parallelo o perpendicolare alla direzione del vento.

La tecnologia ad asse orizzontale è stata la prima ad essere sfruttata nella storia (veniva utilizzata ad esempio per azionare mulini a vento o sistemi di pompaggio dell'acqua) ed è tutt'ora la più diffusa. Le turbine ad asse orizzontale lavorano per portanza ed il numero di pale può variare da uno fino ad una dozzina, ma per impianti standard si usano solitamente tre pale. Tutti i modelli di questo tipo, indipendentemente dal numero di pale, presentano uguali caratteristiche; sono costituite da una torre di sostegno, un rotore (che è l'insieme delle pale, del mozzo, dell'albero e del meccanismo di controllo dell'angolo di Pitch) e da una navicella in cui sono contenuti il generatore, il moltiplicatore di giri, i freni, un'altra parte del sistema di controllo (che deve azionare i freni meccanici in caso di sovraccarico, guasto o per manutenzione) e gli attuatori del "pitch control" (controllo del passo). "L'angolo di pitch", o angolo di calettamento, come già detto, è l'angolo che assume la pala rispetto al piano di rotazione del rotore e tramite una sua variazione è possibile regolare l'incidenza del vento sulla pala e di conseguenza effettuare una regolazione attiva della macchina. L'angolo di "yaw" è invece l'angolo di rotazione della navicella sulla propria torre di sostegno; dal momento che la macchina deve sempre essere allineata rispetto al vento, un sistema di movimentazione attivo, formato da attuatori elettrici e relativi riduttori, provvede a movimentare la navicella a seconda della direzione di provenienza del vento registrata da un apposito strumento posto nella parte posteriore della navicella stessa. Nel caso di macchine di piccola potenza, come nel microeolico, la variazione dell'angolo di "pitch" è assente, mentre quella dell'angolo di "yaw", al posto di essere effettuata da servomeccanismi, viene garantita da una pinna direzionale che orienta meccanicamente la navicella. Le turbine ad asse orizzontale possono essere sia sopravento, in cui il vento incontra prima il rotore rispetto alla torre, sia sottovento. Nel primo caso si ha efficienza maggiore in quanto non vi è interferenza aerodinamica con la torre ma per contro presentano lo svantaggio di non essere autoallineanti rispetto alla direzione del vento, necessitando quindi di una pinna direzionale o di un sistema d'imbardata. Le turbine sottovento invece risentono degli effetti

negativi dell'interazione torre-rotore, ma sono intrinsecamente autoallineanti ed hanno la possibilità di utilizzare un rotore flessibile per resistere ai venti forti. Le HAWT possiedono valori di λ più elevati di tutti gli altri aerogeneratori, variando da 4 a 7 con una media di 5.5. Lavorando con λ così elevati hanno la capacità di essere anche molto efficienti avendo un C_p massimo intorno a 0.48 (ricordando che il limite di Betz impone un valore massimo raggiungibile di 0,59). Inoltre lavorano con una coppia molto bassa e questo contribuisce notevolmente a migliorare l'affidabilità complessiva degli organi in movimento.



Figura 2. 6 Turbina ad asse orizzontale

Le turbine ad asse verticale, pur essendo meno note delle precedenti (costituiscono infatti l'1% delle turbine totali installate nel mondo), sono più adatte all'installazione in ambiente urbano per due motivi principali: sono in grado di estrarre energia dal vento indipendentemente dalla sua direzione ed hanno un impatto visivo e acustico più limitato rispetto a quello delle turbine ad asse orizzontale. La ridotta quantità di parti mobili presente nella struttura conferisce a questa tipologia di aerogeneratori un'alta resistenza a forti raffiche di vento ed inoltre rispetto ai rotori ad asse

orizzontale, le VAWT presentano il notevole vantaggio di avere tutta l'attrezzatura meccanica e di controllo al suolo, permettendo così una facile installazione ed una altrettanto facile manutenzione. Tuttavia l'intensità del vento a livello del suolo è più bassa rispetto alla velocità della stessa corrente ventosa in quota e, contestualmente, l'intensità di turbolenza risulta essere più elevata. Tutto ciò si traduce in minor energia disponibile per essere trasformata dal rotore in potenza disponibile all'albero di rotazione. La minore efficienza rispetto alla tecnologia ad asse orizzontale ha limitato di molto la diffusione di questo tipo di turbine; tuttavia l'ottimizzazione di queste macchine e la loro propensione a lavorare anche con venti deboli (inferiori a 4 m/s) e turbolenti, permette un tempo di funzionamento maggiore rispetto alle HAWT, andando a coprire una fascia molto consistente di ore di vento/giorno.

Le turbine ad asse verticale possono essere a portanza o a resistenza e si suddividono a loro volta in tre diversi tipi: Savonius, Darrieus e Darrieus-Savonius.



Figura 2. 7 Turbina Savonius

La turbina Savonius è una turbina "a resistenza" ed è la tipologia più semplice. E' costituita da due o quattro lamiere verticali curvate a semicirconferenza fissate ad un albero centrale ed in opposizione tra loro. Il vento, andando ad impattare su uno dei semicilindri mette in rotazione l'albero. In questo modo mentre un semicilindro vede lentamente ri

dure la vena fluida che lo colpisce, quello opposto vede incrementare tale vena. In altri termini le pale trovano meno resistenza quando si muovono contro il vento che quando si muovono con il vento e questa differenza di resistenza induce la turbina a girare.

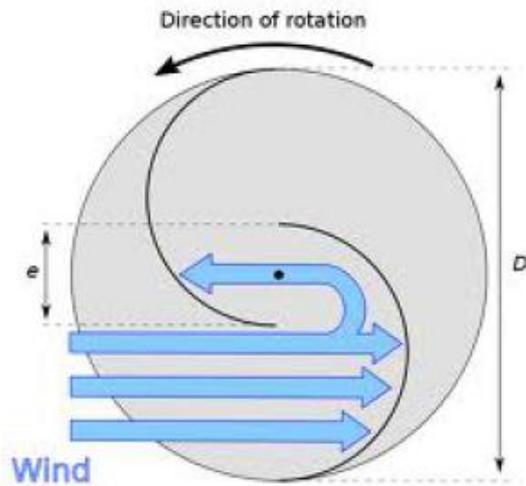


Figura 2. 9 Funzionamento turbina Savonius

Il principale problema di tale tipo di macchine, che ne limita le prestazioni, è di avere un semicilindro che si muove controvento limitando la coppia che può essere prodotta, però come tutte le macchine

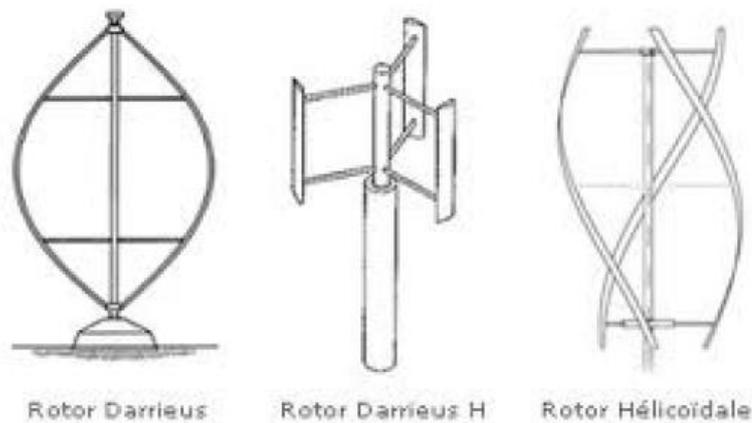


Figura 2. 8 Turbina Darrièus

verticali non ha bisogno di essere orientato al vento per funzionare in modo ottimale.

Le turbine Darrieus sono turbine ad asse verticale “a portanza” poichè le superfici disposte al vento possiedono un profilo alare in grado di generare una differente distribuzione di pressione lungo la pala e quindi una coppia disponibile all’asse di rotazione. Rispetto alla turbina “a resistenza”

Savonius, quella Darrieus (e tutte le turbine “a portanza”) offrono delle efficienze maggiori perchè riducono le perdite per attrito.

Tuttavia la turbina Darrieus non è in grado di avviarsi autonomamente in quanto, indipendentemente dalla velocità del vento, la coppia d’avviamento è nulla: tale tipo di turbina



Figura 2. 10 Turbina Darrièus-Savonius

necessita pertanto di un dispositivo ausiliario. Una possibile soluzione è rappresentata dalla turbina ibrida Darrieus-Savonius dove la coppia d’avviamento è offerta dalla turbina Savonius coassiale ed interna alla turbina Darrieus.

Capitolo 3

L'azionamento elettrico

In questo capitolo si descrivono brevemente le componenti dell'azionamento elettrico che costituisce, assieme alla turbina, il sistema di conversione dell'energia eolica. Come si può osservare dallo schema, esso consta di un motore elettrico a magneti permanenti che funge da generatore, un sistema di controllo per l'elaborazione dei segnali di comando dell'impianto ed un carico DC che rappresenta la rete verso cui la potenza elettrica viene convogliata dopo essere stata estratta dal generatore tramite un rettificatore front-end. In questa tesi, per rendere più semplice e agevole le simulazioni si è supposto che tutta la potenza elettrica proveniente dal vento si dissipi completamente sulla rete pur mantenendo costante la tensione del collegamento DC.

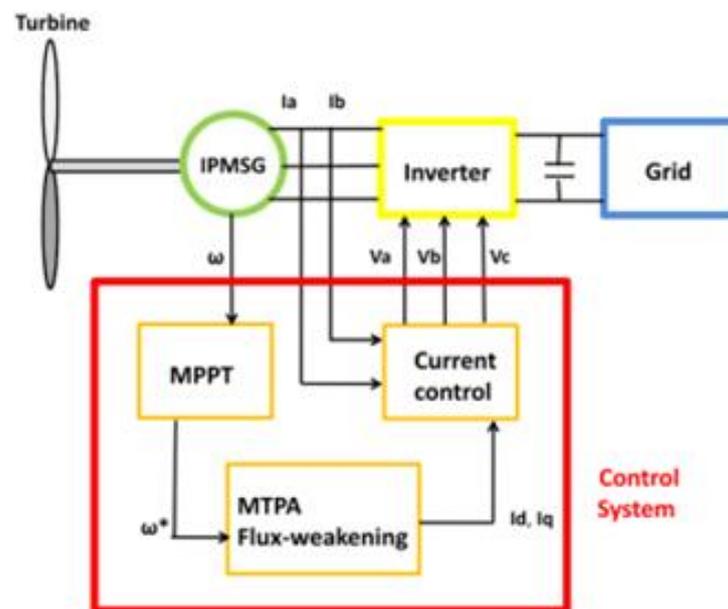


figura 3. 1 L'azionamento

3.1 Il motore sincrono a magneti permanenti interni IPMSM

Il componente fondamentale in un sistema di microgenerazione eolica che permette la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica è il generatore. Attualmente lo scopo principale è di progettare sistemi eolici che siano affidabili, compatti, efficienti, producano un basso livello di rumore e abbiano costi di mantenimento contenuti. Le macchine elettriche sincrone a magneti permanenti sono sempre più le predilette per questi scopi; il motore brushless infatti, come dice il nome, non possiede spazzole in quanto la commutazione della corrente circolante negli avvolgimenti avviene elettronicamente. Dunque si ha una minore resistenza meccanica e quindi l'eliminazione della possibilità che si formino scintille al crescere della velocità di rotazione, riducendo notevolmente la necessità di manutenzione periodica. Inoltre l'assenza di spazzole elimina anche la principale fonte di rumore elettromagnetico presente negli altri motori in continua. In termini di efficienza, i motori brushless dissipano molto meno calore di un equivalente motore in corrente alternata; gli avvolgimenti sullo statore dissipano facilmente il calore generato mentre il riscaldamento complessivo del motore risulta essere diminuito in quanto le perdite per effetto Joule sono dovute solo agli avvolgimenti di statore, dal momento che quelli del rotore non sono presenti (sostituiti dai magneti permanenti). Un altro aspetto rilevante riguarda le dimensioni del motore stesso, spesso notevolmente basse rispetto alla potenza erogabile poiché questo tipo di motore presenta un rapporto coppia/inerzia molto elevato. Per contro, uno svantaggio sta nel maggior costo rispetto ad altre soluzioni a causa del controllo di tipo elettronico (tramite inverter) e del costo dei magneti permanenti. Tuttavia negli ultimi anni si è assistito ad una progressiva diminuzione sia dei costi dei componenti elettronici di potenza, sia di quelli delle terre rare per i magneti ad alta energia e dunque la scelta di un azionamento con motore brushless risulta sicuramente vantaggiosa. Di conseguenza, per tutte le considerazioni fin qui svolte, in questa tesi si è scelto di utilizzare come generatore un motore brushless IPM (Interior Permanent Magnet).

3.1.1 Principio di funzionamento ed equazioni

Questo tipo di generatore è formato da una parte fissa detta statore al cui interno ruota una parte cilindrica detta rotore. Nelle cave dello statore è posto un avvolgimento trifase dove ogni fase fa capo ad una coppia di morsetti chiusi sul carico (la rete). Sul rotore invece sono posti dei magneti permanenti che producono un campo magnetico il cui flusso concatenato con ciascuna fase risulta

$$\begin{cases} \lambda_{a,mg} = \Lambda_{mg} \cos(\theta_{me}) \\ \lambda_{b,mg} = \Lambda_{mg} \cos(\theta_{me} - \frac{2\pi}{3}) \\ \lambda_{c,mg} = \Lambda_{mg} \cos(\theta_{me} - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (3.1)$$

dove Λ_{mg} è il massimo flusso concatenato con ciascuna fase per effetto del magnete permanente e θ_{me} è l'angolo tra l'asse della fase a e quella del campo prodotto dal magnete. Quando il rotore è messo in rotazione, il campo magnetico solidale con il rotore è messo anch'esso in rotazione con la stessa velocità. Il campo rotante induce nell'avvolgimento trifase di statore un sistema trifase di f.e.m sinusoidali.

$$\begin{cases} e_a = \frac{d\lambda_{a,mg}}{dt} \\ e_b = \frac{d\lambda_{b,mg}}{dt} \\ e_c = \frac{d\lambda_{c,mg}}{dt} \end{cases} \quad (3.2)$$

Di conseguenza, se lo statore alimenta un carico equilibrato, esso diventa sede di tre correnti i_a , i_b , i_c le quali producono un campo rotante statorico che ruota con la stessa velocità di quello rotorico (sincronismo) sommandosi ad esso e formando un campo risultante al traferro. Il flusso totale è

così somma di quello concatenato con il flusso dovuto ai magneti e quello dovuto alle correnti di fase.

$$\begin{cases} \lambda_a = \lambda_{a,mg} + \lambda_{a,i} \\ \lambda_b = \lambda_{b,mg} + \lambda_{b,i} \\ \lambda_c = \lambda_{c,mg} + \lambda_{c,i} \end{cases} \quad (3.3)$$

Le equazioni che legano tensioni e correnti del generatore sono dunque

$$\begin{cases} u_a = Ri_a + L \frac{d\lambda_a}{dt} \\ u_b = Ri_b + L \frac{d\lambda_b}{dt} \\ u_c = Ri_c + L \frac{d\lambda_c}{dt} \end{cases} \quad (3.4)$$

dove R rappresenta la resistenza di fase supposta uguale per tutte e tre le fasi. Tuttavia spesso le equazioni del generatore sono espresse in un sistema di riferimento sincrono con il rotore secondo gli assi d e q (diretto ed in quadratura).

$$\begin{cases} u_d = R_d i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_{me} L_q i_q \\ u_q = R_q i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_{me} L_d i_d + \omega_{me} \Lambda_{mg} \end{cases} \quad (3.5)$$

dove L_d e L_q sono le induttanze sincrone dirette e in quadratura ed ω_{me} è la velocità elettromeccanica. Ai due campi rotanti, rotorico e statorico corrisponde una coppia elettromagnetica che si esercita tra statore e rotore che nel caso del generatore è una coppia di tipo resistente T_e .

$$T_e = \frac{3}{2} p \Lambda_{mg} + \frac{3}{2} p (L_d - L_q) i_d i_q \quad (3.6)$$

Le equazioni dell'azionamento vanno completate aggiungendo l'equazione meccanica del carico

$$T_e = T_m + J \frac{d\omega}{dt} + B\omega \quad (3.7)$$

dove B è il coefficiente di attrito viscoso dell'aria, T_m e J rispettivamente la coppia ed il momento d'inerzia del carico.

Naturalmente nel caso di un azionamento per microgeneratore eolico la coppia di carico T_m rappresenta la coppia meccanica dell'aerogeneratore. La potenza meccanica fornita all'albero per vincere la resistenza della coppia elettromagnetica viene dunque trasformata, a meno delle perdite interne della macchina, in potenza elettrica ceduta alla rete.

3.1.2 Limiti e regioni di funzionamento

Le tensioni e le correnti che possono essere applicate al motore devono rimanere entro specificati

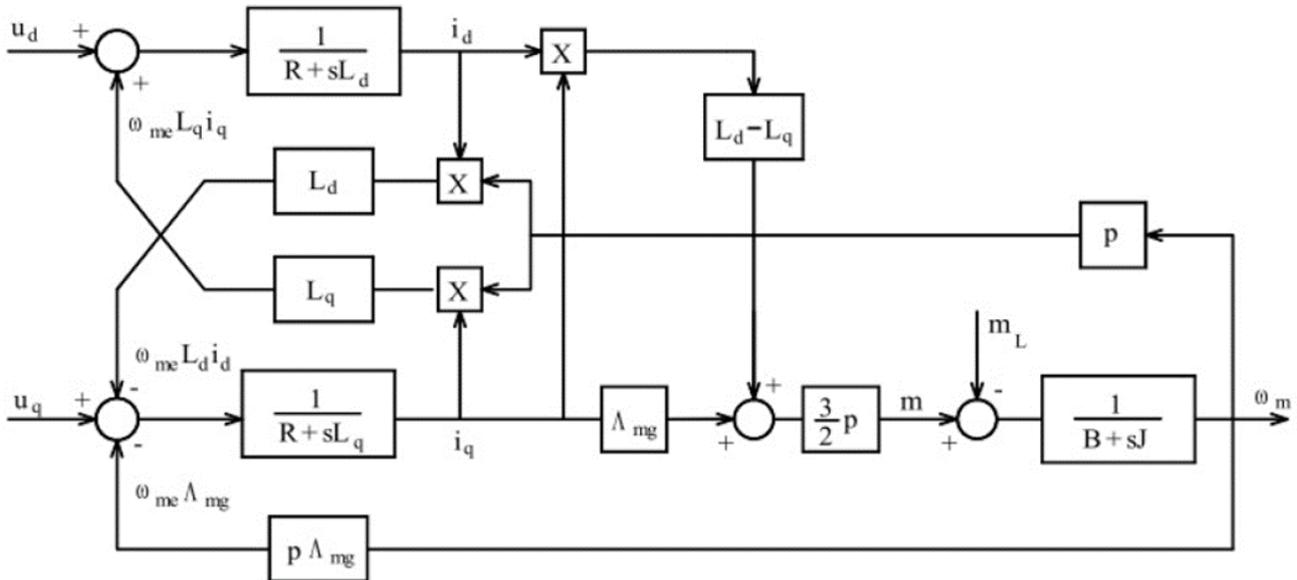


figura 3. 2 Schema a blocchi motore IPM

limiti, costituiti dai valori di targa del motore e dagli analoghi valori nominali del sistema di alimentazione; tuttavia in questa sede, per un'analisi più agevole, si assume che le due limitazioni coincidano. Per determinare i corrispondenti limiti e le regioni di funzionamento del motore si considera il suo funzionamento a regime, cioè quello in cui le tensioni e correnti di ogni fase sono sinusoidali nel tempo con ampiezza e frequenza costanti, mentre la velocità ω è costante e pari a Ω . Sono costanti anche le grandezze elettriche trasformate in un sistema di riferimento rotante e sincrono con il rotore, indicate con U_d , U_q , I_d ed I_q rispettivamente. Per soddisfare le limitazioni, la corrente di ciascuna fase di statore deve avere ampiezza in valore efficace non superiore al valore nominale I_{nom} , riportato sui dati di targa del motore, oltre il quale le perdite Joule che si producono nel circuito statorico porterebbero la temperatura di regime di questo componente ad assumere valori inaccettabili per i materiali isolanti presenti. Anche la tensione di statore deve rimanere entro il suo valore nominale U_{nom} , che dipende dai criteri di isolamento e dal dimensionamento elettromagnetico del motore. Inoltre è bene ricordare che, per quanto riguarda la tensione, i dati di targa si riferiscono al valore nominale della tensione efficace concatenata. Il limite di funzionamento a regime per la corrente si potrà esprimere in funzione delle singole correnti trasformate I_d ed I_q con la:

$$I_d^2 + I_q^2 \leq I_N \quad (3.8)$$

dove I_N rappresenta il modulo del vettore spaziale delle correnti statoriche corrispondente alla corrente nominale efficace di fase I_{nom} . Per le matrici di trasformazione usate vale $I_N = \sqrt{2}I_{nom}$. Analogamente, il limite di tensione sarà

$$U_d^2 + U_q^2 \leq U_N \quad (3.9)$$

ove U_N rappresenta il modulo del vettore spaziale delle tensioni statoriche corrispondente alla tensione nominale efficace concatenata U_{nom} . Per le matrici di trasformazione usate vale $U_N = \sqrt{2}U_{nom}/\sqrt{3}$.

Si consideri ora un motore a magneti permanenti con rotore anisotropo. Le equazioni delle tensioni si riscrivono come

$$U_d = RI_d - \Omega_{me}L_qI_q \quad (3.10)$$

$$U_q = RI_q + \Omega_{me}L_dI_d + \Omega_{me}\Lambda_{mg}$$

Queste possono essere sostituite nella (3.8) per esprimere il limite di tensione in funzione delle correnti; trascurando la caduta di tensione resistiva (in quanto molto inferiore alla tensione nominale) si giunge a

$$(\Omega_{me}L_qI_q)^2 + (\Omega_{me}L_dI_d + \Omega_{me}\Lambda_{mg})^2 \leq U_N^2 \quad (3.11)$$

Infine la (3.10) si può riordinare come

$$\left(I_d + \frac{\Lambda_{mg}}{L_d}\right)^2 + \left(\frac{L_q}{L_d}I_q\right)^2 \leq \frac{U_N^2}{\Omega_{me}^2} \quad (3.12)$$

I limiti di corrente (3.7) e di tensione (3.11) sopra esposti producono corrispondenti limiti di coppia e di velocità. Essi possono essere evidenziati tramite l'ausilio di un piano $I_d - I_q$, sul quale si possono facilmente tracciare i luoghi limite di corrente e di tensione per diverse velocità.

Per quanto riguarda il limite di corrente, si riconosce che esso rappresenta nel piano $I_d - I_q$ una circonferenza di raggio I_N , mostrata in tratto continuo sulla figura 3.3. Il limite di tensione descrive invece una famiglia di ellissi concentriche, gli assi di ciascuna delle quali dipendono dal reciproco della velocità meccanica-elettrica.

Il centro C delle ellissi ha coordinate

$$I_{cd} = \frac{-\Lambda_{mg}}{L_d} \quad (3.13)$$

$$I_{cq} = 0$$

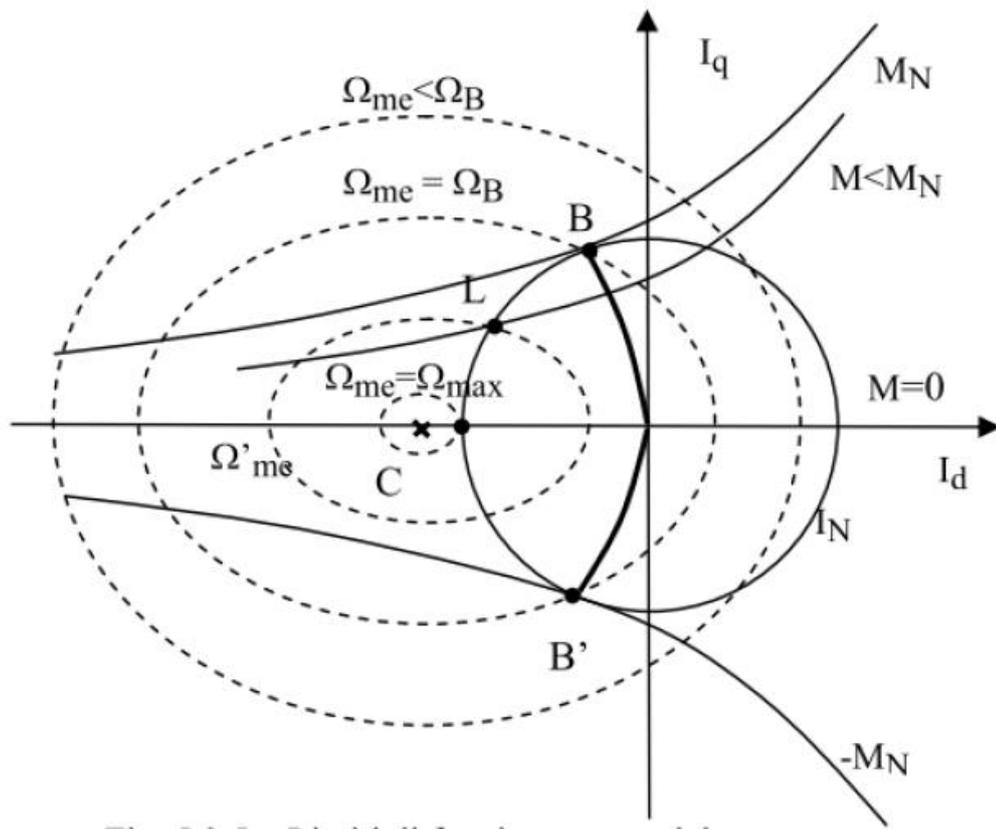


figura 3. 3 Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo

che sono le correnti d e q del motore con i terminali in corto circuito mentre è mantenuto in rotazione. Nelle macchine anisotrope la corrente di corto circuito può essere maggiore o minore della corrente nominale della macchina ed in generale la seconda possibilità è più frequente. Quando la corrente di corto circuito ha livello maggiore della corrente nominale, allora il centro C è esterno alla circonferenza limite di corrente, come nella figura (3.3), altrimenti è interno.

Sempre in figura (3.3) sono riportati i luoghi a coppia costante (curve isocoppia) che, per la (3.6), sono iperboli con asintoti rispettivamente l'asse orizzontale e la retta verticale $I_d = \Lambda_{mg} / L_q - L_d$. A tale risultato si perviene facilmente prendendo in esame la (3.6) e risolvendola, per ogni prefissato valore della coppia, per la corrente I_q in funzione della I_d . Ciò porta a:

$$\frac{2}{3p} \frac{M}{\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d} \quad (3.14)$$

che è l'espressione cercata delle curve isocoppia. Per ogni valore di M si hanno due rami di iperbole, uno a destra e uno a sinistra dell'asintoto verticale. Il ramo di interesse è, ovviamente, quello a sinistra (nel semipiano ove è collocata l'origine del piano) perchè consente di ottenere la stessa coppia con minor corrente. Sulla figura (3.3) è mostrata la curva BB' , luogo dei punti di tangenza fra le iperboli isocoppia e diversi limiti di corrente. La curva rappresenta l'insieme dei punti di lavoro per i quali si manifesta il massimo rapporto coppia su corrente (luogo MTPA). Nel punto B si ha la coppia nominale positiva; in B' la stessa coppia di segno negativo. L'espressione del luogo MTPA si ottiene imponendo l'ortogonalità della retta tangente la curva isocoppia in un dato punto con la retta che congiunge quel punto all'origine del piano. La retta tangente ha coefficiente angolare m_1 data dalla derivata dell'espressione della curva isocoppia che risulta:

$$\frac{dI_d}{dI_q} = \frac{I_q(L_q - L_d)}{\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d} \quad (3.15)$$

mentre la retta uscente dall'origine ha coefficiente angolare $m_2 = I_q/I_d$. La condizione di ortogonalità si esprime imponendo $m_1 = -1/m_2$ che porta all'espressione cercata per il luogo MTPA data dalla:

$$I_q = \pm \sqrt{\frac{I_d[\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d]}{L_q - L_d}} \quad (3.16)$$

ove il segno positivo vale per coppie positive e viceversa.

Il funzionamento del motore, ad una data velocità di lavoro, nel rispetto dei limiti di tensione e di corrente corrisponde ad un punto di lavoro interno sia al limite di corrente che al limite di tensione che corrisponde a quella velocità di lavoro. Per basse velocità di funzionamento, il limite di tensione è molto ampio (gli assi delle ellissi tendono all'infinito per la velocità che tende a zero) e pertanto è più restrittivo il limite di corrente. In tali condizioni appare conveniente far funzionare il motore in un punto del luogo BB' , a seconda della coppia che si deve produrre, ma in ogni caso assicurando per quella coppia la minima corrente assorbita (massimo rapporto coppia su corrente) e minime perdite. Ciò si può attuare fino a che il luogo BB' è interno al limite di tensione ovvero fino alla velocità $\Omega_{me} = \Omega_B$ per la quale la corrispondente ellisse che esprime il limite di tensione passa per i punti B e B'. Ω_B rappresenta quindi la velocità base del motore (dell'azionamento) al di sotto della quale è sempre disponibile la coppia nominale (regione di funzionamento a coppia disponibile costante).

Per velocità superiori alla velocità base, l'area dei punti di lavoro ammissibili, contenuta sia nel limite di tensione che in quello di corrente, non contiene più l'intero luogo BB' . La massima coppia si ottiene nel punto di lavoro definito dall'intersezione fra la circonferenza limite di corrente e quella limite di tensione, come il punto L in figura (3.3) con riferimento alla velocità Ω_{me}' . Tale coppia massima disponibile è inferiore alla coppia nominale e cala rapidamente al crescere della velocità per annullarsi quando la velocità raggiunge il valore Ω_{MAX} al quale i limiti di tensione e di corrente si toccano in un solo punto posto sull'asse della I_d . La velocità massima si può valutare imponendo il soddisfacimento della (3.11), con il segno di uguaglianza, nelle condizioni $I_q = 0$, $I_d = -I_N$. Si ottiene:

$$\Omega_{max} = \frac{U_N}{\Lambda_{mg} - L_d I_N} \quad (3.17)$$

I motori brushless con rotore anisotropo sono in genere realizzati per esibire un'ampia regione di funzionamento con velocità superiori alla velocità base. Allo scopo essi sono spesso progettati per avere una corrente di corto circuito minore della corrente nominale e quindi un centro delle ellissi limite di tensione contenuto nella circonferenza limite di corrente.

Con correnti di cortocircuito più piccole della nominale si cade nella situazione illustrata in figura (3.4)

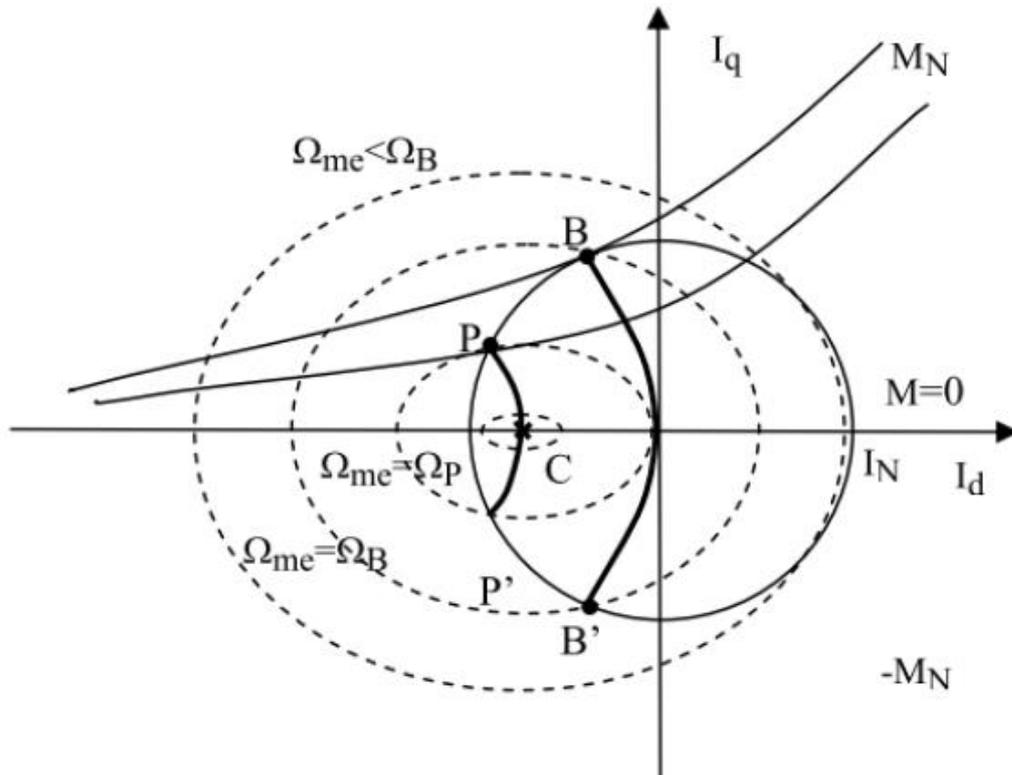


figura 3. 4 Limiti funzionamento brushless isotropo con corrente di cortocircuito piccola

nel quale il centro C delle ellissi limite di tensione si colloca all'interno della circonferenza limite di corrente. Lo sfruttamento del motore segue in questo caso gli stessi criteri precedentemente visti fino alla velocità Ω_P per la quale il punto di intersezione fra le ellissi limite di tensione e corrente è anche punto tangente fra le ellissi e le iperboli isocoppia. Per velocità superiori a Ω_P la maggior

coppia disponibile si ottiene operando lungo il luogo PP' che, in analogia alla curva BB', è il luogo dei punti che assicurano il massimo rapporto coppia su tensione (luogo MTPV). Con procedimento simile a quello svolto per trovare l'espressione del luogo MTPA, si può calcolare l'espressione del luogo MTPV. Allo scopo si deve operare dapprima una traslazione delle curve lungo l'asse d in modo che il centro delle ellissi cada nell'origine dei nuovi assi e quindi un cambio di scala dell'asse q sostituendo I_q con $I_q' = I_q L_q / L_d$. In questo modo i limiti di tensione diventano circonferenze centrate nell'origine (traslate) e le curve isocoppia rimangono delle iperboli e ciò consente di applicare esattamente la procedura usata per ricavare il luogo MTPA. Procedimento alternativo (applicabile anche per ricavare il luogo MTPA), consiste nell'uguagliare nello stesso punto (punto di tangenza) le pendenze delle curve isocoppia e delle ellissi limite di tensione. Con l'uno o con l'altro dei metodi si perviene all'espressione del luogo MTPV:

$$I_q = \pm \frac{L_d}{L_q} \sqrt{\frac{-I_d + \frac{\Lambda_{mg}}{L_d} [\Lambda_{mg} + (L_d - L_q) I_d]}{L_q - L_d}} \quad (3.18)$$

Si riconosce che in questo caso non esiste un limite massimo di velocità, di conseguenza il punto C si raggiunge con velocità infinita.

3.2 Il sistema di controllo

Lo schema generale del sistema di controllo di un azionamento è mostrato in figura 3.5

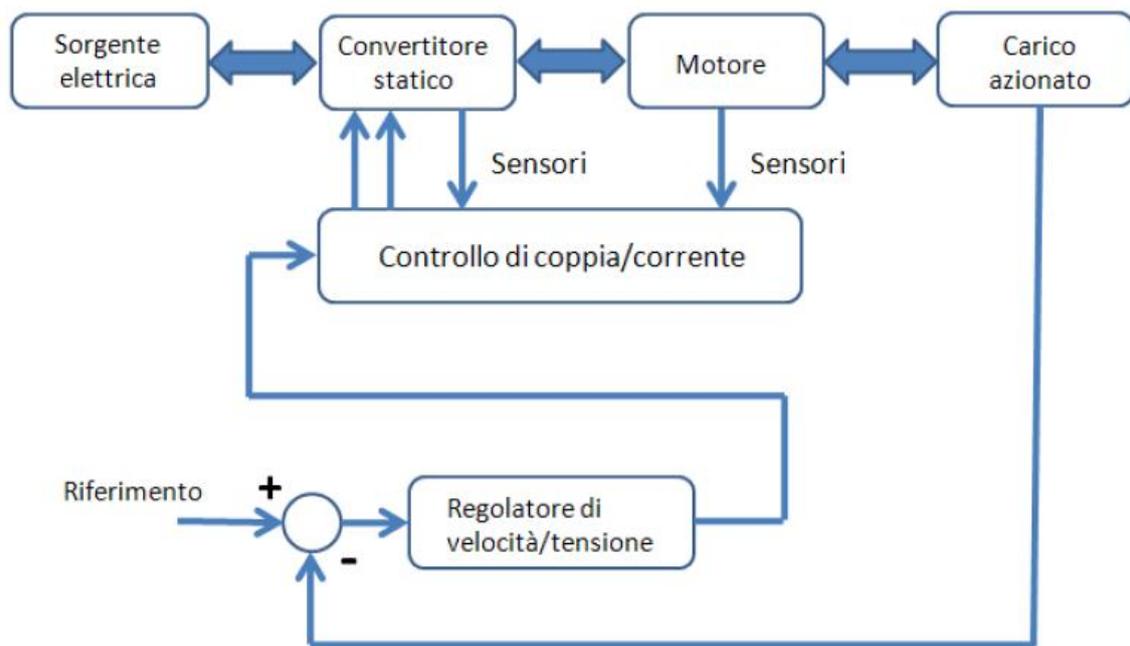


figura 3. 5 Il sistema di controllo

dove si riconoscono due anelli uno interno all'altro, rispettivamente l'anello di coppia/corrente e l'anello di velocità/tensione. Questo schema generico si particolarizza notevolmente nel caso di un azionamento con motore brushless IPM (figura 3.6).

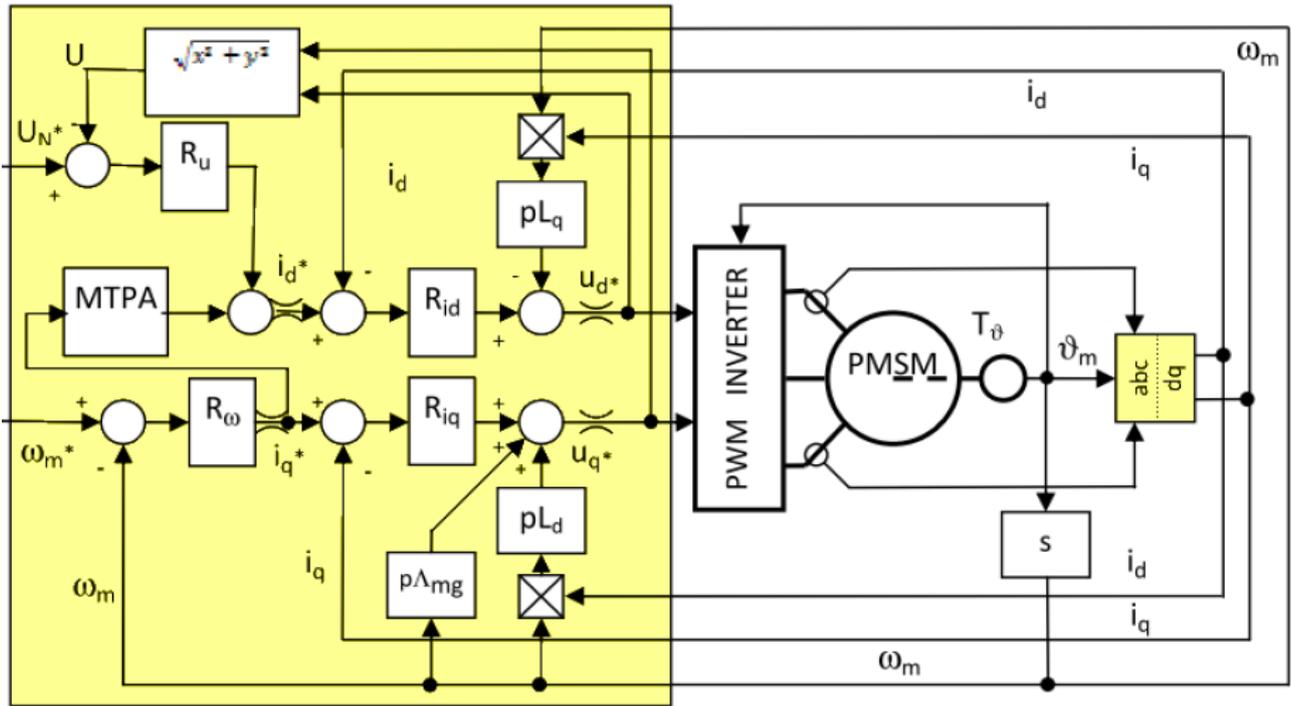
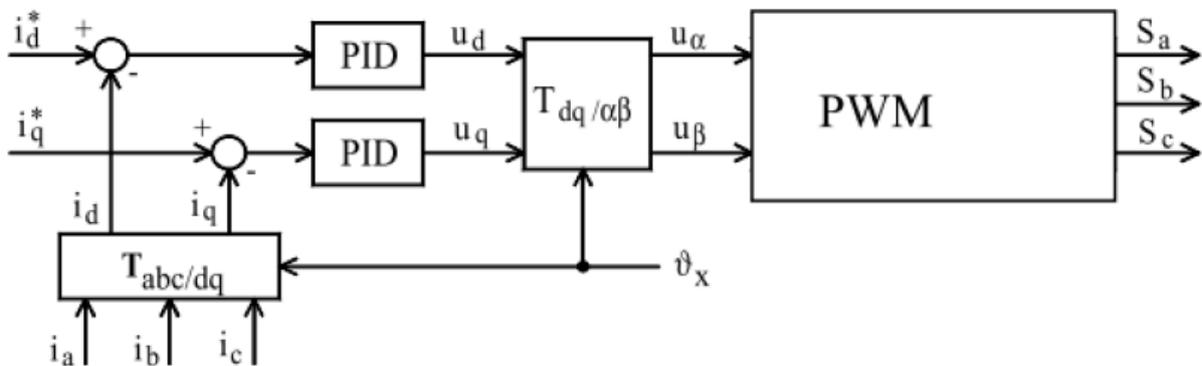


figura 3. 6 Schema controllo dell'azionamento IPM

La parte colorata e incorniciata rappresenta il sistema di controllo, mentre il resto rappresenta la struttura di potenza, i trasduttori di corrente ed il trasduttore di posizione assoluta. Si è supposto che sia impiegato un controllo di corrente sincrono, ovvero i cui regolatori agiscono in un sistema di riferimento (d,q) rotante rispetto allo statore con velocità $\omega_{me} = \dot{\theta}_{me}$ e dove solitamente si fa riferimento a dei tradizionali controllori PID, rappresentati in figura 3.7.



1

figura 3. 7 Controllo PID sincroni con il rotore

In questa tesi si sono utilizzati dei controllori PI, tralasciando dunque l'azione derivativa, come avviene frequentemente in ambito industriale. Questo tipo di controllori risulta infatti sufficiente quando è richiesto un errore a regime di modesta entità unito ad una buona velocità di risposta alle variazioni dei riferimenti. La taratura dei parametri caratteristici del regolatore è stata condotta manualmente tenendo conto delle caratteristiche dell'azione proporzionale (aumenta la prontezza del sistema ma con valori alti introduce instabilità) e dell'azione integrativa (riduce l'errore a regime ma produce oscillazioni). Inoltre è stato tenuto conto del cosiddetto problema del Wind-Up. Gli attuatori posti nei sistemi industriali hanno infatti un intervallo di lavoro che di solito ha dei limiti molto superiori al normale range di valori assunti dalla variabile che li controlla; in qualche caso, tuttavia, a causa di rapidi transitori provocati da disturbi sul carico, tali limiti possono essere anche raggiunti e superati. Quando questo accade il sistema funziona come un anello aperto perché l'attuatore rimane al suo limite indipendentemente dal comportamento del processo di uscita. Dopo essere passato per il processo, il segnale correttivo che arriva all'ingresso con la retroazione risulta minore del previsto e dunque incide meno sulla correzione del riferimento e perciò fa aumentare sempre più l'azione integratrice. Questo processo continua fino a quando l'errore non diventa negativo (cioè fino a quando il segnale d'uscita non supera il riferimento), ma, in quell'istante, il valore dell'integrale avrà raggiunto un livello tale che, anche se iniziasse a diminuire, passerebbe dell'altro tempo prima che questo valore arrivi a zero, causando una considerevole sovraelongazione dell'uscita. Per ovviare a questo problema si è utilizzata una tecnica di anti windup, denominata Back Calculation. Quando il controllore satura il termine integrale viene ricalcolato, diminuendo la sua azione di una quantità proporzionale alla profondità di saturazione. La Figura 3.8 mostra, infatti, che più la differenza tra il segnale di comando dell'attuatore e l'uscita effettiva del controllore è elevata e più l'azione integrale viene diminuita, attraverso la costante di tempo T_t (detta tracking time constant); tale costante può essere posta pari a $T_t = K_i / K_p$ nel caso l'azione derivativa manchi.

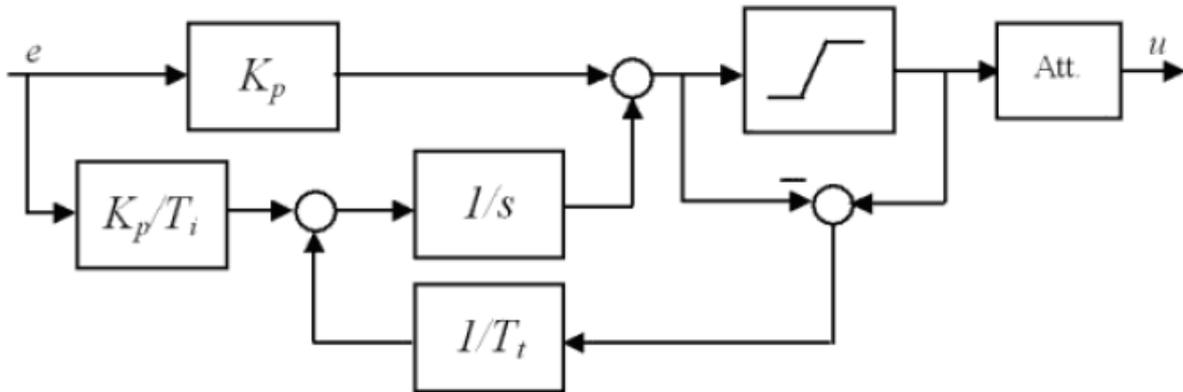


figura 3. 8 Controllo PI con anti wind-up

Le uscite dei regolatori sono i riferimenti di tensione diretto ed in quadratura, che vengono successivamente convertiti in segnali logici di controllo dal blocco di conversione $T_{dq/\alpha\beta}$ e che poi vengono inviati al convertitore di potenza, l'inverter. All'atto pratico dunque, i due riferimenti di tensione sono convertiti nei corrispondenti riferimenti u_α^* e u_β^* (a partire dalla conoscenza della posizione θ_{me}) i quali, attraverso un controllo a PWM, comandano l'inverter. Dal punto di vista del progetto del controllo si può però immaginare che i riferimenti di tensione u_d^* e u_q^* producano, con la dinamica che caratterizza l'inverter, analoghe tensioni u_d e u_q applicate al motore il quale restituisce le conseguenti correnti i_d e i_q . In base a tale assunzione si schematizza l'inverter tramite la funzione di trasferimento $G_c(s)$ per la quale si pone

$$G_c(s) = \frac{U(s)}{U^*(s)} = \frac{1}{1 + s\tau_c} \quad (3.19)$$

con τ_c legato al periodo di modulazione T_c dell'invertitore ($\tau_c = T_c/2$). All'uscita di ciascun regolatore di corrente si trova un limitatore che agisce sui riferimenti di tensione, rappresentando e rispettando i limiti di tensione dell'invertitore, in genere un pò maggiori della tensione massima accettabile continuamente dal motore. Per semplicità i due limitatori a volte applicano limiti fissi predeterminati sui due canali (limitazione rettangolare delle tensioni); in soluzioni più curate invece si realizza una limitazione circolare dinamica imponendo cioè una limitazione fissa al modulo del vettore spaziale, piuttosto che alle sue componenti d e q. I riferimenti di corrente d e q provengono dall'anello di tensione (controllo di deflussaggio) e dall'anello di velocità

rispettivamente. Esso fornisce un riferimento di corrente in quadratura in funzione del quale si calcola il riferimento della corrente diretta in modo da avere il punto di lavoro sul luogo MTPA. Alternativamente l'uscita del regolatore di velocità può essere un riferimento di coppia o , come verrà utilizzato in questa tesi, il modulo del vettore della corrente statorica, in funzione dei quali calcolare poi i riferimenti di i_d e i_q secondo la relazione che definisce l'MTPA. L'anello di tensione agisce solo quando la tensione ai morsetti del motore supera, come modulo del vettore spaziale, la sua tensione nominale. Quando ciò si manifesta, il regolatore di tensione R_u produce una corrente diretta di deflussaggio che va correggere il riferimento di i_d portandolo su valori più negativi così da cancellare parte del flusso dovuto al magnete e contenere la tensione entro il valore nominale. Con il maggior valore assoluto di i_d , il limite di corrente i_q viene ridotto per stare entro la stessa massima corrente. Di ciò si occupano i due limitatori sui riferimenti di corrente, i cui livelli sono coordinati.

Capitolo 4

Algoritmi di massimizzazione della potenza estratta (MPPT)

L'estrazione della massima potenza da inviare alla rete è tra i più importanti obiettivi da perseguire nel progetto del controllo di una turbina eolica. Nel caso siano noti sia la velocità del vento, sia i parametri caratteristici della turbina, ciò è facilmente attuabile a partire dai grafici 4.1 e 4.2

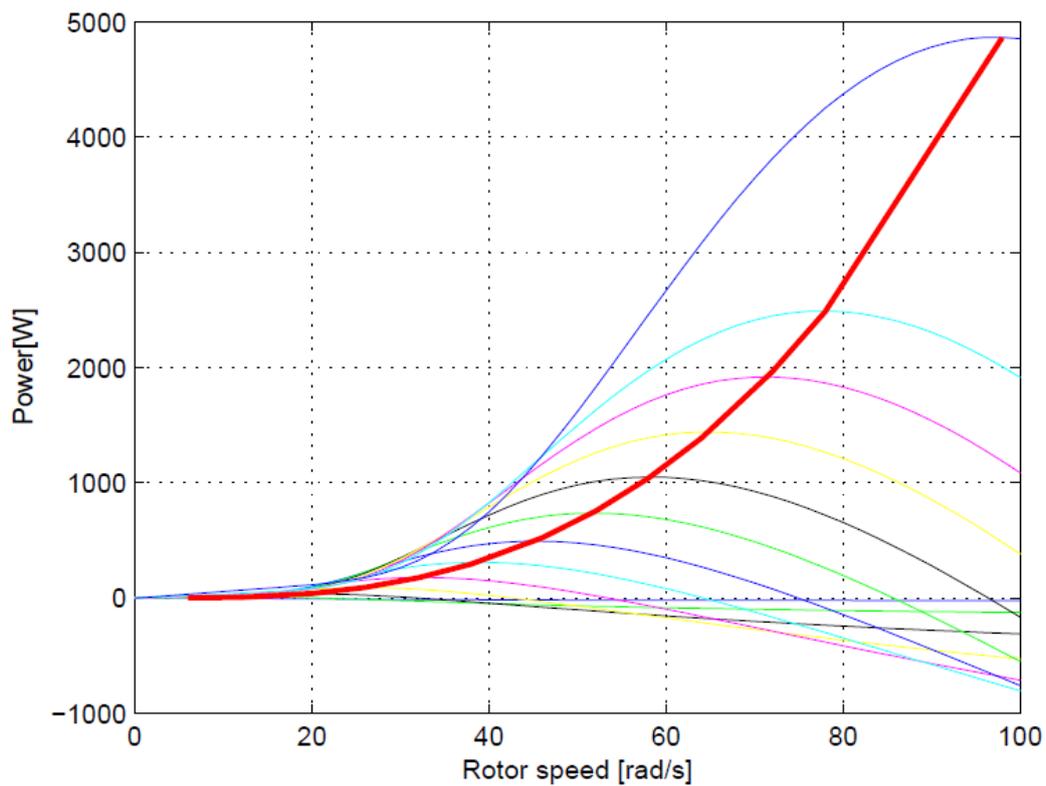


Figura 4. 1 Andamento MPP

che rappresentano le curve di potenza generata e della coppia disponibile

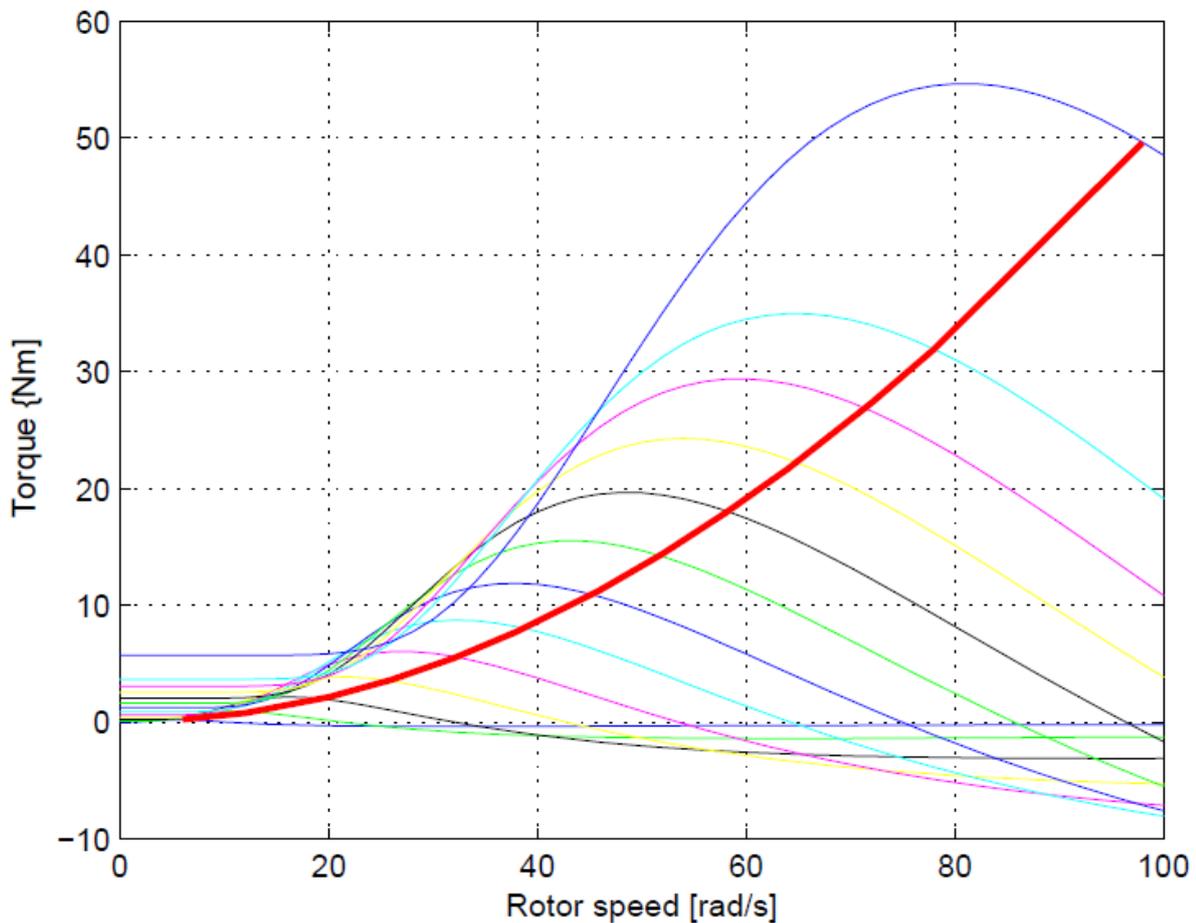


Figura 4. 2 Andamento curva dei punti di massima coppia

$$P = \frac{1}{2} \rho \cdot C_p \cdot A \cdot v_1^3 \quad (4.1)$$

$$T = \frac{1}{2} (\rho \cdot C_p \cdot A \cdot v_1^3) \quad (4.2)$$

in funzione della velocità rotorica ω della turbina (e quindi del generatore) per differenti velocità del vento (da 1 a 15 m/s) e per una data turbina. Come si può osservare, per ottenere la massima potenza a regime è sufficiente che il generatore operi sempre alla velocità angolare in corrispondenza della quale si ottiene il massimo di ciascuna curva di potenza. Dalle figure si nota dunque il luogo di funzionamento ottimale dato dalle curve in colore rosso, detto luogo MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Tuttavia non sempre è possibile o desiderabile conoscere dettagli quali i dati costruttivi della turbina o la velocità del vento. La conoscenza dei primi pone un problema di portabilità degli schemi di controllo; infatti, se si predispose il progetto di un algoritmo per una determinata turbina, esso non potrà più essere riutilizzato per un altro sistema, oltre al fatto che la turbina stessa cambia i suoi parametri caratteristici nel tempo a causa del deterioramento delle pale e degli altri organi mobili. La conoscenza della velocità del vento, invece, può essere effettuata tramite un anemometro, il quale, come tutti i sensori, richiede un certo costo ed una periodica manutenzione per cui a volte risulta preferibile non utilizzarlo.

4.1 *Tipologie di algoritmi MPPT*

In letteratura vi sono numerose tipologie di algoritmi di MPPT che rispondono alle differenti condizioni iniziali di conoscenza dei parametri del sistema. L'entità della potenza estratta risulta infatti strettamente legata alle modalità con cui si effettua il tracking del luogo ottimale, indipendentemente dalla tipologia di generatore usato nell'azionamento. Vi sono principalmente tre grandi famiglie di algoritmi: il controllo del Tip Speed Ratio (TSR), il controllo di feedback dei segnali (SF) ed il metodo Perturb & Observe (P&O).

Nel controllo del TSR, l'algoritmo regola la velocità angolare del generatore in modo da mantenere il TSR al valore che massimizza la potenza estratta. Tale metodo richiede, oltre ad un trasduttore per la velocità del generatore, la conoscenza della velocità del vento e del TSR ottimo della turbina, dunque delle sue caratteristiche costruttive.

Nel controllo di feedback dei segnali, si forzano segnali come la potenza o la coppia a seguire i loro rispettivi riferimenti ottimi variando di conseguenza la velocità del rotore. In questo caso si richiede la conoscenza delle curve di massima potenza o di coppia ottima della turbina (figure 4.1 e 4.2) che possono essere ottenute eseguendo diversi test sul sistema in esame e raccogliendo i dati tramite simulazioni ed esperimenti off-line. Le informazioni possono essere poi memorizzate ed utilizzate via look-up tables.

Maggior attenzione si pone sull'algoritmo di controllo Perturba e Osserva (P&O), che viene utilizzato in questa tesi. Questo è una tecnica di controllo che si basa sulla continua ricerca automatica del punto di massima potenza della turbina. Se si sta operando in una zona di lavoro che precede il punto massimo (MPP), incrementando o decrementando la velocità di rotazione della turbina si incrementa o decrementa anche la potenza. Quando invece si supera l'MPP si ottiene il viceversa. Tutto ciò risulta ovviamente valido solo se il vento è costante o se la variazione avviene con tempi maggiori di quelli necessari al controllo per convergere.

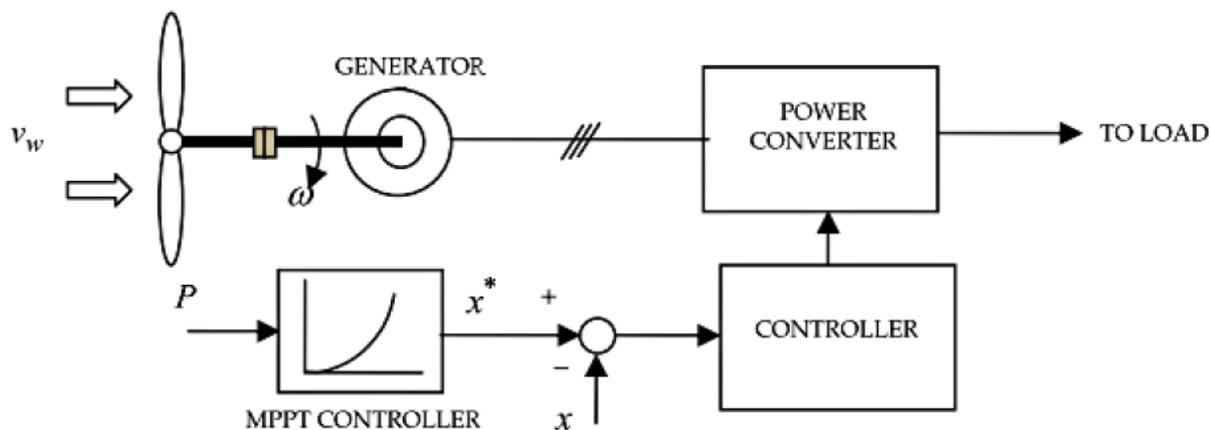


Figura 4. 3 Algoritmo MPPT

L'algoritmo, quindi, è strutturato in maniera tale da perturbare la velocità di un determinato valore fisso, misurare la potenza all'istante k -esimo e confrontarla con il suo valore all'istante $(k-1)$ -esimo. Dunque, se a seguito di una perturbazione si ottiene un incremento della potenza, ciò significa che la perturbazione successiva dovrà avvenire nello stesso verso; se invece la medesima perturbazione comporta un calo della potenza, la variazione successiva dovrà essere invertita di segno.

Tale algoritmo è schematizzato nel diagramma di flusso nella figura seguente

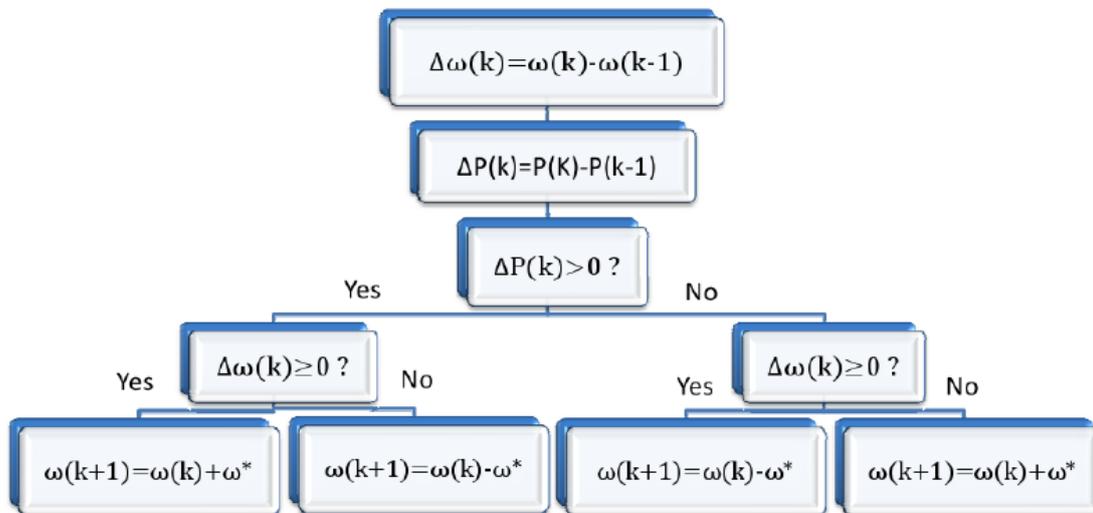


Figura 4. 4 Logica algoritmo MPPT

Come si vede dal diagramma, la velocità di rotazione viene aumentata sempre di una quantità ω^* , il cui calcolo varia a seconda delle diverse tipologie di algoritmi P&O. Il processo si ripete periodicamente finché viene raggiunto l'MPP attorno a cui il sistema oscilla continuamente con un'ampiezza della variazione che dipende dalla perturbazione che si applica alla velocità d'ingresso: tanto più piccola è la perturbazione, minore sarà l'oscillazione a regime della potenza estratta dal sistema ma ciò comporterà un tempo maggiore per il raggiungimento dell'MPP. Il concetto è illustrato in figura.

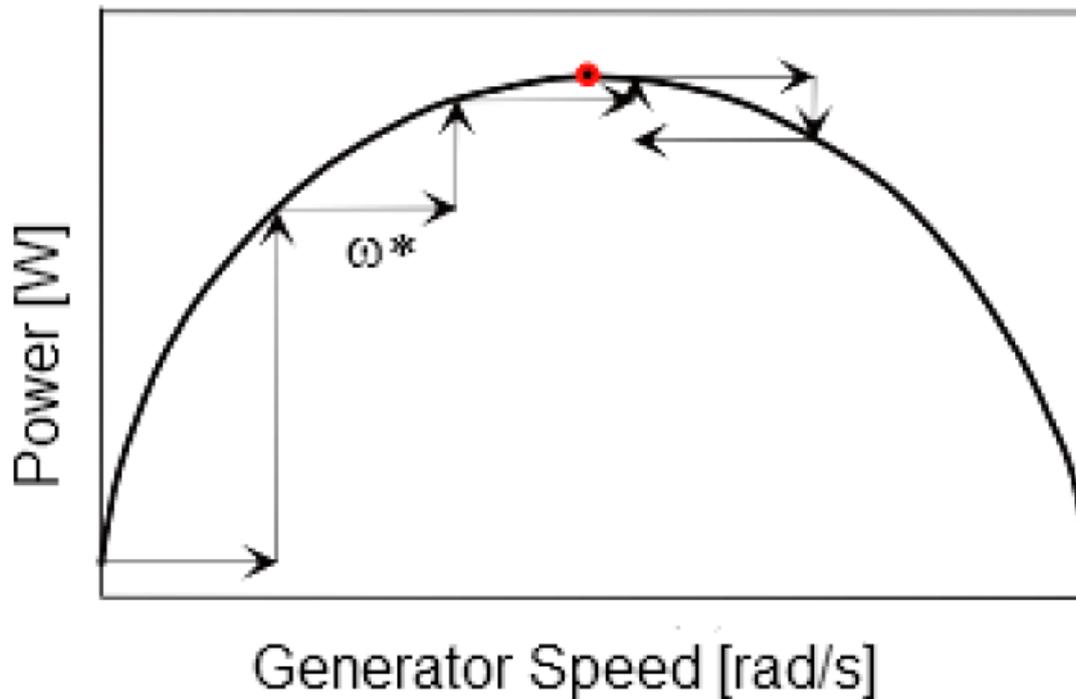


Figura 4. 5 Funzionamento algoritmo MPPT

L'algoritmo P &O soffre tuttavia di un calo di efficienza in presenza di veloci cambiamenti delle condizioni atmosferiche, come descritto in figura. Supponendo di aver raggiunto l'MPP nel punto A, se le condizioni atmosferiche si mantengono costanti, la successiva variazione provocata dalle oscillazioni sposterà il punto di lavoro in B, causando un calo della potenza estratta e una conseguente inversione di segno della successiva perturbazione. Tuttavia, se si presentasse una variazione di ventosità nell'intervallo di esecuzione dell'algoritmo e la curva di riferimento passasse da quella relativa alla velocità V_1 a quella relativa alla velocità V_2 , il punto operativo si sposterebbe in C anziché in B con un conseguente aumento di potenza. La successiva perturbazione manterrebbe quindi il segno positivo portando ad una maggiore divergenza del punto operativo rispetto all'MPP, che in questo caso è il punto A'. Si è quindi preferito attribuire un algoritmo che individui il punto di massimo in maniera continua.

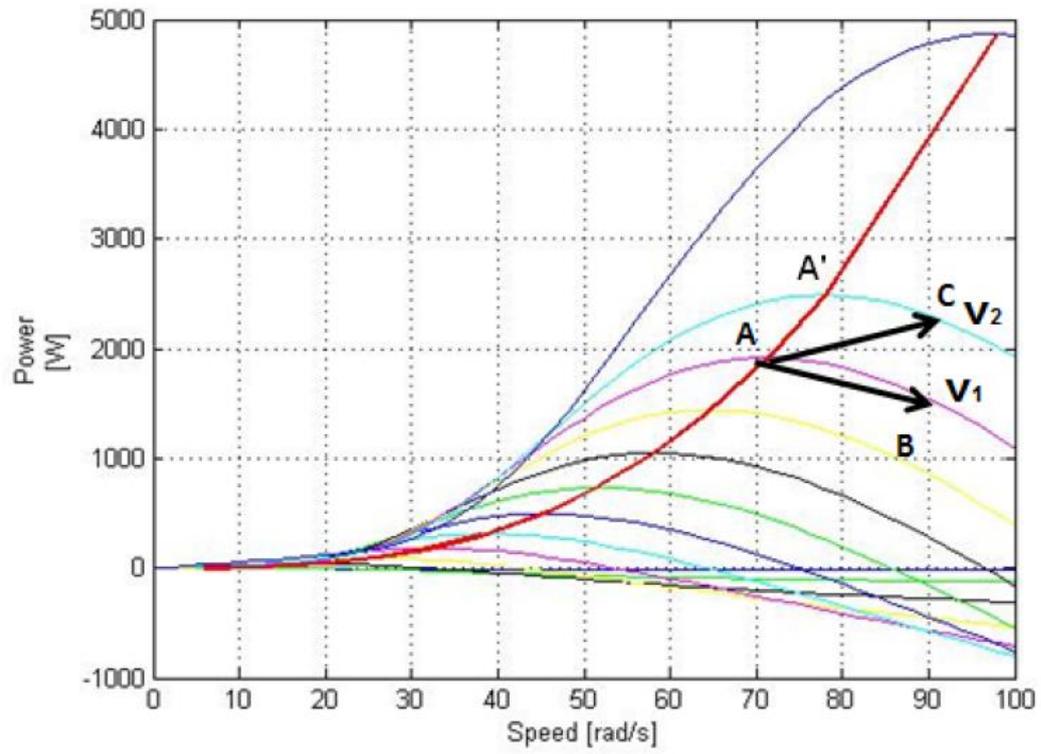


Figura 4. 6 Malfunzionamento algoritmo MPPT

Capitolo 5

IL CONTROLLO DEL GENERATORE DOMESTICO

INTRODUZIONE

Considerando differenti scelte strutturali nella scelta delle turbine destinate al microeolico si può considerare un'analisi economica in base ai costi del generatore, del sistema di potenza e di quello meccanico. La scelta migliore per quel che riguarda il generatore cade sul generatore sincrono a magneti permanenti interni (IPM), in grado di raggiungere velocità più alte rispetto all'asincrono potendo sfruttare la regione a flusso indebolito. Comunque si farà un confronto con un generatore a magneti permanenti superficiali (SPM). Si faranno vari casi imponendo certe restrizioni come la massima coppia in input, Volts-Ampere raggiungibili, o imponendo entrambi. Si dimostra come una tale scelta darà un risultato economico conveniente dopo un periodo di circa venti anni.

Utilizzando l'eolico si può ridurre la produzione di energia da combustibili fossili, specialmente nelle zone in cui questa non è conveniente come nelle zone isolate. In particolare si stanno studiando applicazioni di turbine eoliche in ambito urbanistico, e quindi di piccole dimensioni. Soprattutto in questi casi è necessario svolgere un'analisi accurata per trovare la convenienza del sistema in termini di ritorno dell'investimento.

Per aumentare la produzione di energia, è necessario un algoritmo che individui il punto di massima potenza (MPP), dal momento che l'efficienza è fortemente dipendente dalla velocità di rotazione della turbina e del vento. Si possono utilizzare differenti controlli di velocità per guidare le turbine eoliche. Nelle turbine di grandi dimensioni, una volta che la velocità nominale del vento viene raggiunta, si lavora sull'inclinazione delle pale per mantenere costante la potenza e la velocità del rotore. Per ragioni di costo, nelle turbine di piccole dimensioni questa tecnica non viene utilizzata, e si utilizza lo stallo delle pale. Tuttavia non si può andare a considerare un aumento della lunghezza del raggio delle pale per aumentare la potenza ottenuta dal generatore, per motivi di impatto ambientale. Si deve dunque pensare un proprio design per questo tipo di utilizzazione domestica.

In questa tesi si andrà ad analizzare un metodo per massimizzare il profitto per sistemi microeolici utilizzando generatori a magneti permanenti. I costi del generatore sono generalmente proporzionali alla coppia nominale e il costo del convertitore di potenza alla potenza apparente del

sistema. Inoltre sono introdotte solitamente altre limitazioni per ridurre l'investimento iniziale. L'obiettivo da raggiungere è quello di ridurre il tempo di ritorno dell'investimento.

L'approccio utilizzato è quello di aumentare la velocità del rotore quando è raggiunta la massima coppia del generatore. In questo modo è necessario un piccolo sovradimensionamento della turbina. Tuttavia tale sovradimensionamento quasi non va a modificare il costo del nostro sistema. Si mostrerà che l'alternativa di guidare il generatore a velocità costante, e quindi a potenza costante, causa un sovradimensionamento della macchina elettrica, che peggiora il sistema sia in termini di costo sia di peso.

GENERATORE SPM

Il progetto del sistema eolico di potenza è basato sulla massima potenza in uscita della turbina eolica. Questo dipende dalla quantità di vento presente nel sito di installazione e dal tipo di turbine eoliche in termini di lunghezza del raggio e di coefficiente di potenza. Una volta che vengono fissati i due elementi elencati, possono essere utilizzati diversi criteri per il progetto del generatore e del convertitore di potenza. In termine di paragoni possiamo qui analizzare una turbina eolica

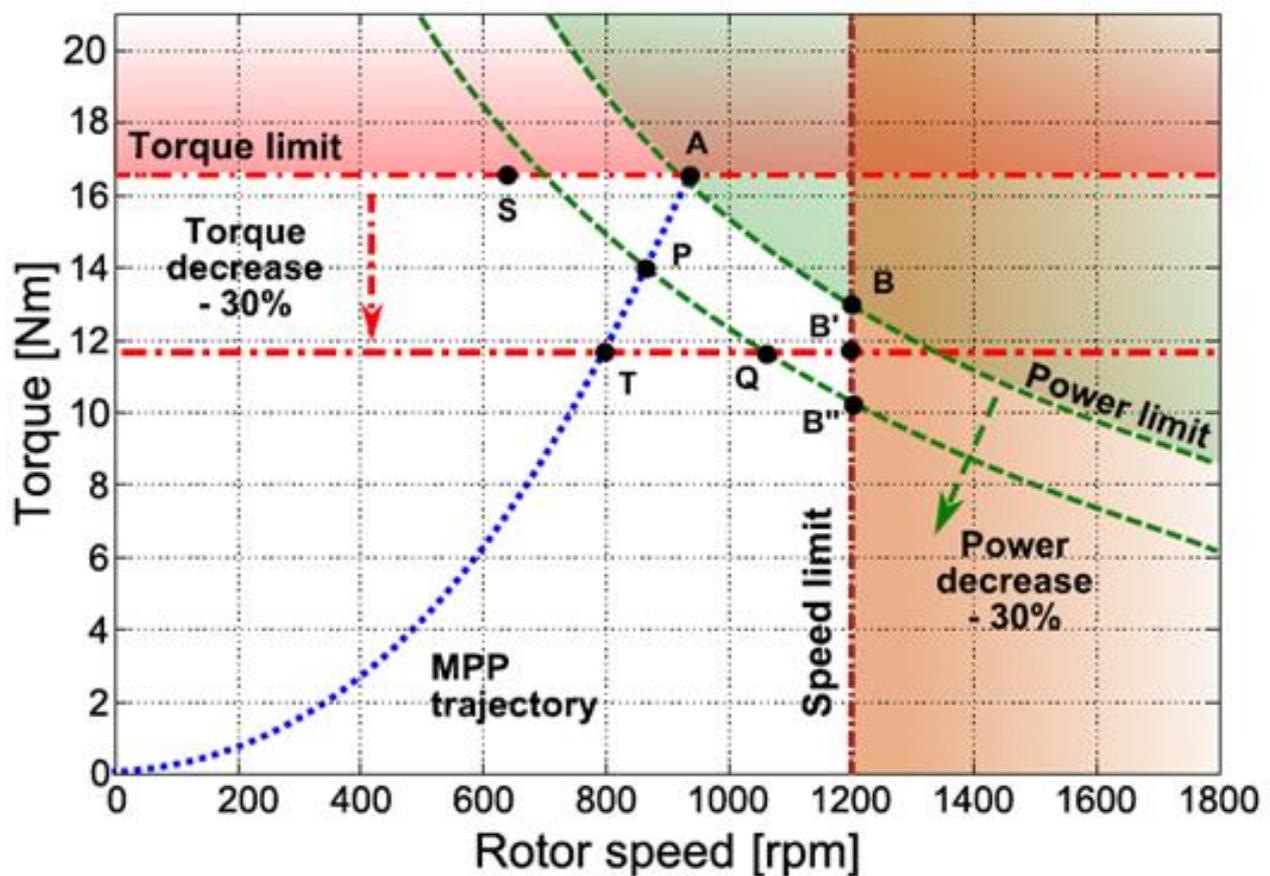


Figura 5. 1 Limiti imposti al motore SPM in coppia

accoppiata a un motore a magneti superficiali (SPM), così che non vengono esibite operazioni a potenza costante.

Si lavora seguendo la traiettoria di MPP fino alla velocità di 12 m/s raggiungendo in questo modo la potenza $P=1600$ W, corrispondente ad una coppia di 16.4 Nm e una velocità di rotazione del rotore

uguale a 930 rpm. Per velocità del vento superiori a 12 m/s si utilizza lo stallo delle pale fino alla velocità di cut-off di 20 m/s. Il caso di riferimento è illustrato nelle figure dalle curve O-T-P-A che rappresenta la traiettoria di MPP. Il punto A indica il punto di lavoro quando la velocità del vento raggiunge i 12 m/s. In accordo con le assunzioni prese in considerazione finora, questo è il punto di massima velocità al quale l'algoritmo MPP può essere applicato.

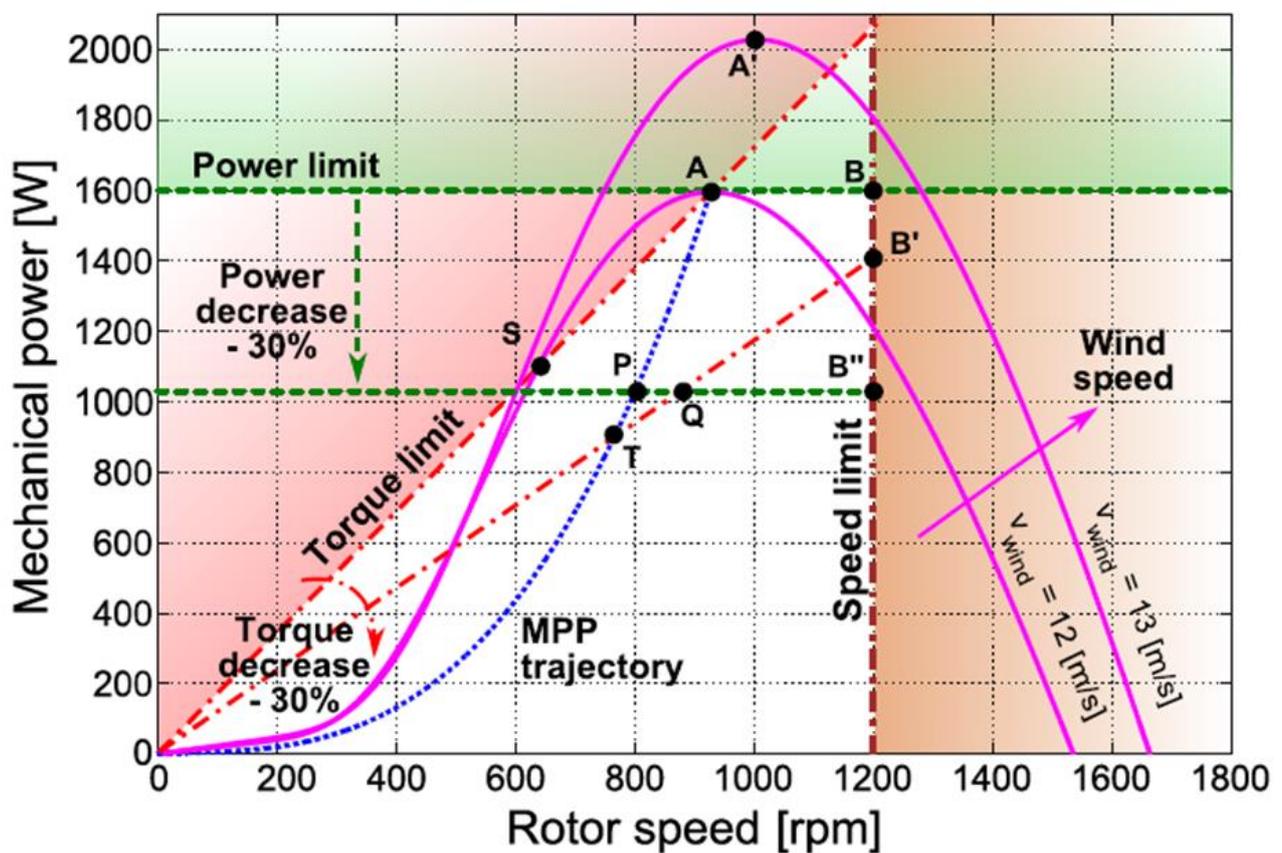


Figura 5. 2 Limiti imposti al motore SPM in potenza

CRITERI DI PROGETTO DEL GENERATORE IPM

Gli aspetti positivi di usare un generatore IPM invece di un generatore SPM sono investigati da qui in avanti in termini di costo dell'impianto, produzione di energia e tempo di ritorno dell'investimento. L'analisi è basata sull'assunzione che i costi del generatore elettrico dipendono dalla coppia nominale, i costi del convertitore di potenza dalla potenza apparente e il costo della turbina dipende dal prodotto della coppia massima e della massima velocità. Il vantaggio di scegliere un generatore IPM è riferito alla possibilità di esibire operazioni a potenza costante, che un motore IPM può esibire sopra la velocità alla quale la potenza nominale è raggiunta. Tuttavia un incremento della velocità della turbina sopra la velocità di riferimento data nella sezione relativa al generatore SPM può essere fattibile. Le strategie di controllo possono essere descritte con l'aiuto delle figure precedenti. Fino alla velocità di 12 m/s il generatore segue la traiettoria di MPP (curva OTPA). Poi da A a B, l'operazione si svilupperà a potenza costante, e questa caratteristica non richiederà costi aggiuntivi al generatore IPM e del convertitore di potenza. Si avrà quindi un costo del sistema simile a quello del caso di riferimento. Per velocità del vento più alte l'algoritmo di controllo procede allo stallo della turbina: la turbina è frenata in modo da raggiungere un nuovo punto di equilibrio a una velocità più bassa. Questo punto è rappresentato da S in figura. Ovviamente la turbina deve essere in grado di sostenere velocità maggiori, al di sopra del punto di massima velocità al quale si giunge all'operazione di stallo. La velocità deve essere limitata per ridurre gli stress meccanici delle pale. Considerando il sistema micro eolico, tale limitazione (quella della velocità) è generalmente elevata per la piccola taglia della turbina. Si fissa una velocità massima di 1200 rpm. Una turbina più veloce porterebbe ad un aumento del costo. Tuttavia un tale sovrapprezzo sarebbe giustificato da una maggiore produttività, visto che si potrebbe lavorare a potenza massima fino ad una velocità maggiore. Tuttavia, la curva di Weibull dimostra come sia più difficile lavorare a velocità maggiori. Dunque un incremento del costo della turbina può non essere giustificato da un incremento della produzione di energia. Questa considerazione suggerisce di investigare l'effetto di diminuire il limite del funzionamento a potenza costante in termini di costo di ogni componente e quindi di un tempo di ritorno dell'investimento più breve. Ad esempio si può esaminare di seguire operazioni lungo la curva O-T-P-Q-B". Questa curva si definirà come "operazioni a potenza costante" nella parte seguente del capitolo. Seguendo questa curva il punto di lavoro a coppia massima si ottiene nel

punto P. Tale coppia influisce decisamente sul costo del generatore e della turbina. Se tale costo supera quello del convertitore di potenza, è preferibile designare il sistema ad una “operazione a coppia costante” invece di una a potenza costante, per esempio lungo la curva O-T-Q-B’ in figura 3 e 4. L’uso di un generatore IPM permette di seguire anche la curva O-T-Q-B”, che consente di unire limiti di potenza e limiti di coppia.

CASI STUDIATI

I criteri di progetto saranno qui descritti riferendoci a tre diversi sistemi di controllo. Il caso di riferimento è sempre fatto riferendoci al generatore SPM descritto precedentemente. Vengono di seguito applicate limitazioni di potenza, di coppia o entrambe e ne vengono valutate e performance ottenute.

- CASO 1: LIMITAZIONE DI POTENZA. Viene posta una limitazione sui Volt-Ampere nominali del convertitore di potenza, che consiste in un limite sulla massima potenza in uscita. Questo ci permette di utilizzare convertitori di potenza meno costosi.
- CASO 2: LIMITE DI COPPIA. Viene posto un limite sulla coppia del generatore così che la macchina può essere progettata riducendo materiali e peso.
- CASO 3: LIMITI DI COPPIA E POTENZA. Entrambi i limiti di coppia e potenza sono introdotti.

Iniziamo ora ad analizzare i vari casi nel dettaglio.

Caso 1: Limitazione di potenza.

In questo caso viene introdotto un limite di potenza, dovuto al massimo volt-ampere nominale del convertitore di potenza. La potenza è ridotta di circa il 30% rispetto al caso di riferimento e quindi viene fissa a $P_{n1}=1150$ W. Conseguentemente, la massima coppia è $T_{n1}=13$ Nm, utilizzata come la coppia nominale per progettare il generatore. La limitazione di potenza inizia quando la velocità del vento è maggiore di 10.7 m/s, per velocità del vento più alte il punto operativo si sposta lungo la curva P-B'' della figura. La coppia massima è raggiunta quando il limite di potenza incontra la traiettoria MPP (punto P), mostrato anch'esso in figura.

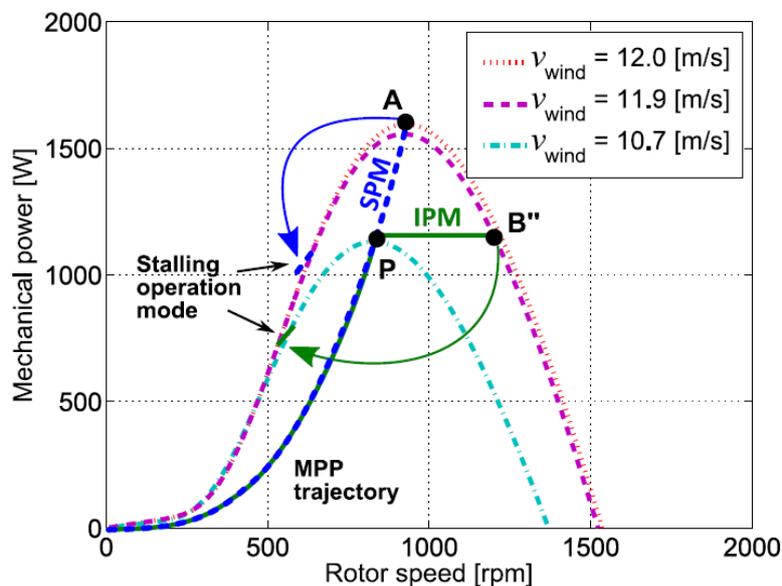


Figura 5. 3 Limiti di potenza

Caso 2: limitazione di coppia.

In questo caso, è introdotta solo una limitazione di coppia. Si assume che il generatore sia progettato con una coppia ridotta rispetto al caso di riferimento. Si riduce la coppia di circa il 30% rispetto al caso di riferimento. Dunque la coppia nominale scelta è $T_{n2}= 11.5$ Nm. La limitazione inizia quando la velocità del vento supera i 10.1 m/s. Per velocità più elevate il punto di lavoro non si muoverà più sulla traiettoria MPP ma segue la curva T-B', ossia la caratteristica a coppia costante. La massima potenza in uscita è raggiunta nel punto B', come mostrato in figura 6. La potenza massima in questo punto è $P_{n2}=1450$ W a una velocità di rotazione $n_m=1200$ rpm. La velocità del vento in tale punto è di 12.4 m/s.

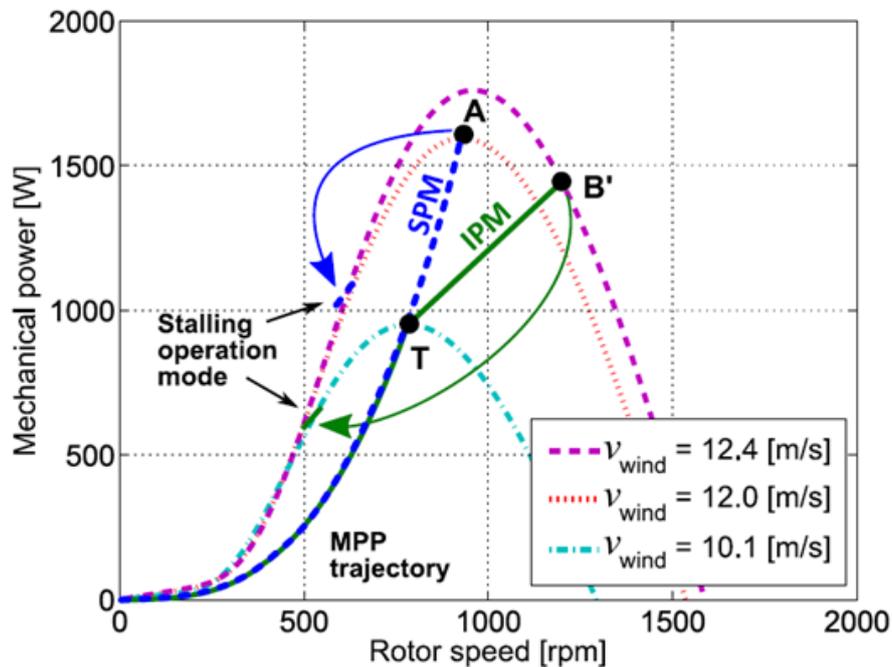


Figura 5. 4 Limiti di coppia

Caso 3: limitazione di coppia e di potenza.

In questo caso vengono poste sia limitazioni di coppia sia di potenza. Questo caso è la combinazione dei due casi precedenti. Viene preso in considerazione lo stesso generatore del caso numero 2, quello a coppia costante, e il convertitore di potenza del primo caso, a potenza costante. Si ha quindi una riduzione del 30% sia in termini di coppia sia in termini di potenza rispetto al caso di riferimento. Il limite di potenza è $P_{n3} = 1150$ W e quello di coppia è $T_{n3} = 11.5$ Nm. La massima velocità è 1200 rpm, come rappresentato in figura. La limitazione di coppia inizia quando la velocità del vento è

maggiore di 10.1 m/s (punto T), mentre le limitazioni di potenza iniziano quando la velocità è maggiore di 10.9 m/s (punto Q).

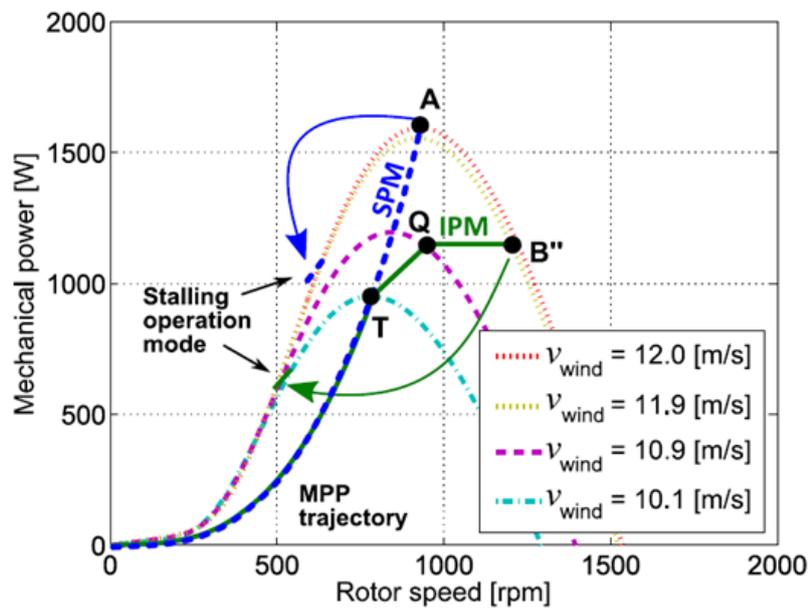


Figura 5. 5 Limiti di coppia e potenza

PRODUTTIVITA' DI ENERGIA E COSTO

Ogni caso studiato presenta un aumento in termini di costo del sistema, comparato con quello del caso di riferimento. Tuttavia, c'è una perdita di produzione di energia, causata dalla riduzione di

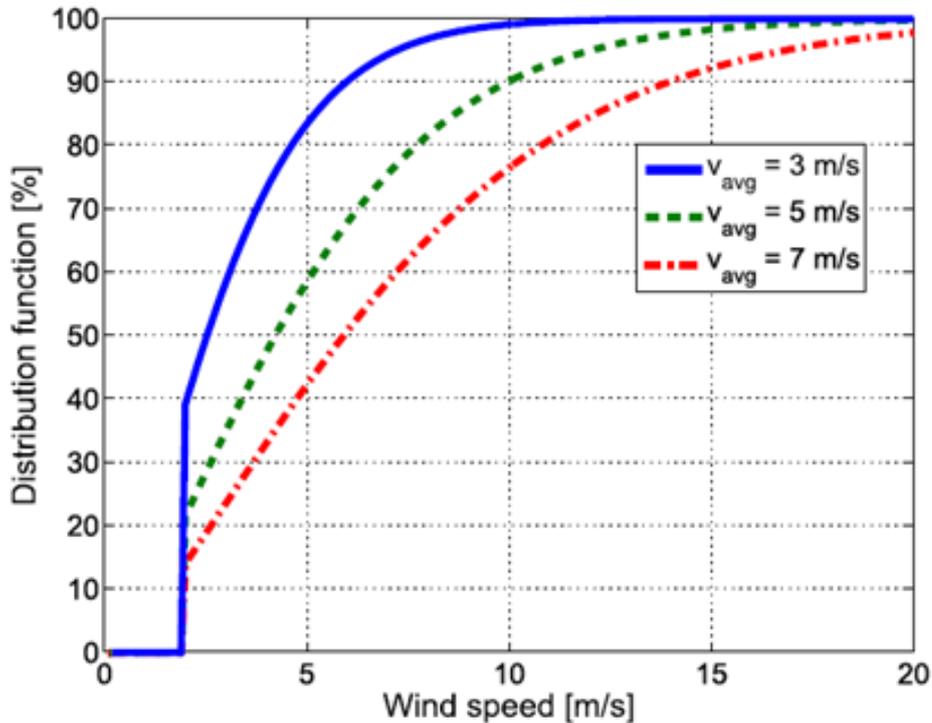


Figura 5.6 Probabilità differenziale del vento durante l'anno per diverse velocità

potenza o coppia, o di entrambe. Per valutare i vantaggi reali dei limiti introdotti, bisogna svolgere un'analisi dei costi. Per fare questo, viene calcolata l'energia totale ottenuta dal vento durante un anno. Viene considerata ogni velocità del vento insieme alla probabilità differenziale durante l'anno, come indicato in figura. L'energia totale in Wh ottenuta dal vento durante un anno è:

$$E_{tot} = \sum_{v_{cut-in}}^{v_{cut-off}} P_m(v_{windi}) P_d(v_{windi}) h_{year} \quad (5.1)$$

dove v_{cut-in} è la velocità alla quale inizia la produzione di energia, posta a 2 m/s; $v_{cut-off}$ è la velocità di cut-off posta a 20 m/s, h_{year} è il numero totale di ore in un anno.

Anche se il riferimento è a un sito nel sud Italia, il risultato può essere applicato a qualsiasi altro luogo. La procedura per scegliere il sistema ottimale di produzione di energia eolica con poche perdite e un ridotto investimento iniziale, è applicabile a ogni sito. La totale produzione di energia è considerata ad essere remunerata per un numero di anni $y_n = 20$ anni. Il prezzo è fissato a $p_e = 0.3$ €/kWh. Per quanto riguarda i costi del convertitore di potenza, il generatore e le componenti meccaniche, si fissa un costo $c_{el} = 0.65$ €/W, di $c_{gen} = 25$ €/Nm per il generatore, mentre $c_{mec} = 0.045$ €/(Nm*rpm) per le parti meccaniche.

Per l'analisi del ritorno dell'investimento (ROI) si considera un diametro costante della turbina. Il costo iniziale della turbina eolica, $C_{initial}$, è determinato come:

$$C_{initial} = c_{gen}T_{max} + c_{el}P_{max} + c_{max}T_{MPP}n_{max} \quad (5.2)$$

dove T_{max} è la massima coppia, P_{max} è la massima potenza, T_{MPP} è il valore di coppia più alto e n_{max} è la massima velocità di rotazione del generatore. Dal momento in cui il generatore viene comprato, una riduzione nel profitto del 5% per ogni anno viene considerata. Il prezzo medio elettrico, p_{eavg} , è determinato come:

$$p_{eavg} = \frac{p_e \cdot y_{index}}{y_n} \quad (5.3)$$

Dove y_n è il numero di anni e y_{index} è determinato come:

$$y_{index} = \frac{\sum_{i=1}^{y_n} 1.05^{i-1}}{1.05^{y_n}} \quad (5.4)$$

Il tempo di ritorno dell'investimento, t_{pb} , è calcolato come:

$$t_{pb} = \frac{C_{initial}}{p_{eavg}E_{tot}} \quad (5.5)$$

Il profitto effettivo, P_{actual} , è espresso come:

$$P_{actual} = p_{eavg}E_{tot}y_n - C_{initial} \quad (5.6)$$

OTTIMIZZAZIONE

La turbina ottimale, usando un generatore SPM (caso di riferimento) è inizialmente analizzato da un punto di vista economico, utilizzando tre velocità del vento medie: 3, 5, e 7 m/s. Le formule presentate nella sezione precedente ci permettono di calcolare il profitto in 20 anni, i costi del sistema e il tempo di ritorno dell'investimento. Sono poi studiati altri due casi di turbina, una più veloce e una più lenta rispetto al caso di riferimento. Si assume che l'efficienza aerodinamica delle turbine eoliche non cambia se si tiene costante la massima potenza, 1600 W, anche se la velocità del rotore è cambiata al 70% e 130% rispetto alla massima velocità del caso di riferimento, 930 rpm. I risultati dell'analisi sono riportati in figura.

REFERENCE CASE COMPARISONS (SPM GENERATORS) WITH T_n , P_n , AND n_m FOR THREE TYPES OF TURBINE (SLOW, NORMAL AND FAST).

v_{avg}		C_p slow	C_p normal	C_p fast
	n_m [rpm]	650	930	1200
3 m/s	$C_{initial}$ [€]	2300	2100	2000
	P_{actual} [€]	300	500	600
	t_{pb} [years]	17.8	16.2	15.7
5 m/s	$C_{initial}$ [€]	2300	2100	2000
	P_{actual} [€]	5800	6200	6600
	t_{pb} [years]	5.7	5.1	4.7
7 m/s	$C_{initial}$ [€]	2300	2100	2000
	P_{actual} [€]	10300	11200	12000
	t_{pb} [years]	3.7	3.2	2.9

tabella 1 Costi per diverse velocità del vento

Si nota che le turbine eoliche veloci (C_p veloce) sono più convenienti rispetto a quelle lente, per il costo più basso, il profitto maggiore e il tempo di ritorno dell'investimento più breve. Il risultato è valido per qualsiasi velocità del vento. Più è alta la velocità media del vento, più è alto il profitto. Tuttavia il profitto non è proporzionale alla velocità del vento, ma inizia al di sopra di una certa

velocità del vento e poi cresce rapidamente. Per trovare la taglia ottimale, si procede con una variazione della potenza e della coppia da 0 a 200% rispetto al caso di riferimento. Si estrae quindi il profitto dopo 20 anni e il tempo di ritorno. Per semplificazione nella ricerca dell'ottimo si utilizzano risultati in p.u. con riferimento al caso iniziale. Da questa analisi, viene creata una mappa a profitto

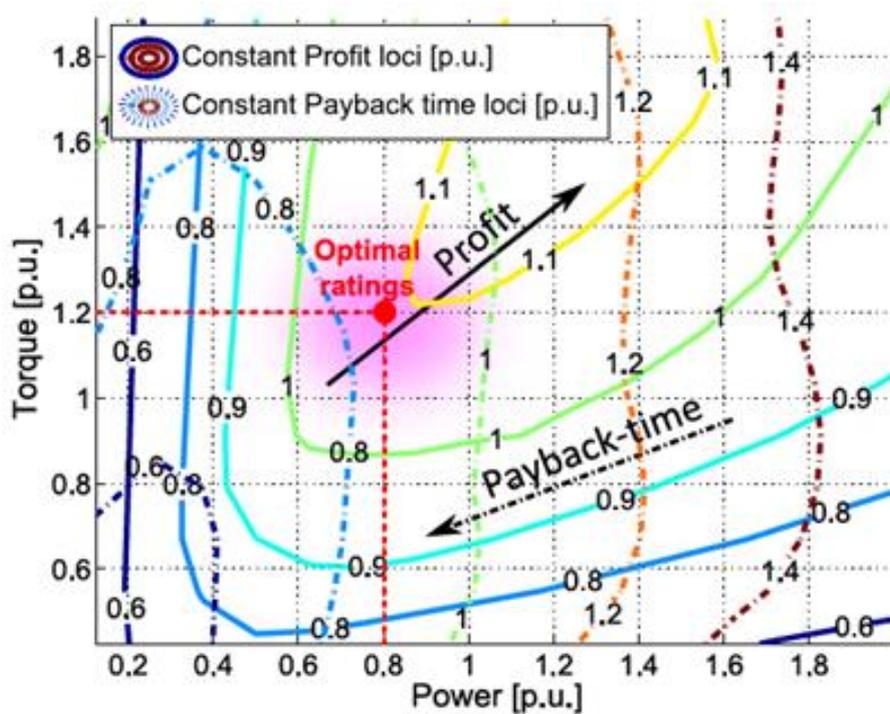


Figura 5. 7 Tempo di ritorno dell'investimento

costante e a tempo di ritorno costante, come riportato in figura. In tale figure le curve a profitto costante sono caratterizzate da una linea continua, quelle a tempo di ritorno costante con linea e punto.

La taglia ottima della turbina viene raggiunta quando il tempo di ritorno dell'investimento è ridotto senza penalizzare il profitto, rispetto al caso di riferimento. In altre parole, il unto di ottimo per progettare la turbina corrisponde al punto in cui è massima P_{actual}/t_{pb} . In accordo alle mappe mostrate in figura, si ha un andamento ottimo per $P_{opt}=0.8 \cdot P_n$ e $T_{opt}=1.2 \cdot T_n$, che consiste in un ottimo compromesso tra tempo di ritorno e profitto. Utilizzando questi dati, le seguenti figure ci mostrano come si muove il punto di lavoro del generatore IPM per diverse velocità del vento. Quando si raggiunge la potenza scelta (alla velocità di 11.1 m/s), il punto operativo si muove su una curva a potenza costante, fino alla velocità massima della turbina (velocità del vento di 12.1 m/s). A velocità del vento più alte inizia lo stallo, spostando in questo modo il punto operativo a una

velocità più bassa, sulla parte ea coppia più alta della traiettoria a potenza costante. Ciò significa che si raggiunge potenza massima a tutte le velocità superiori a 11.1 m/s fino a 20 m/s, considerata la velocità massima.

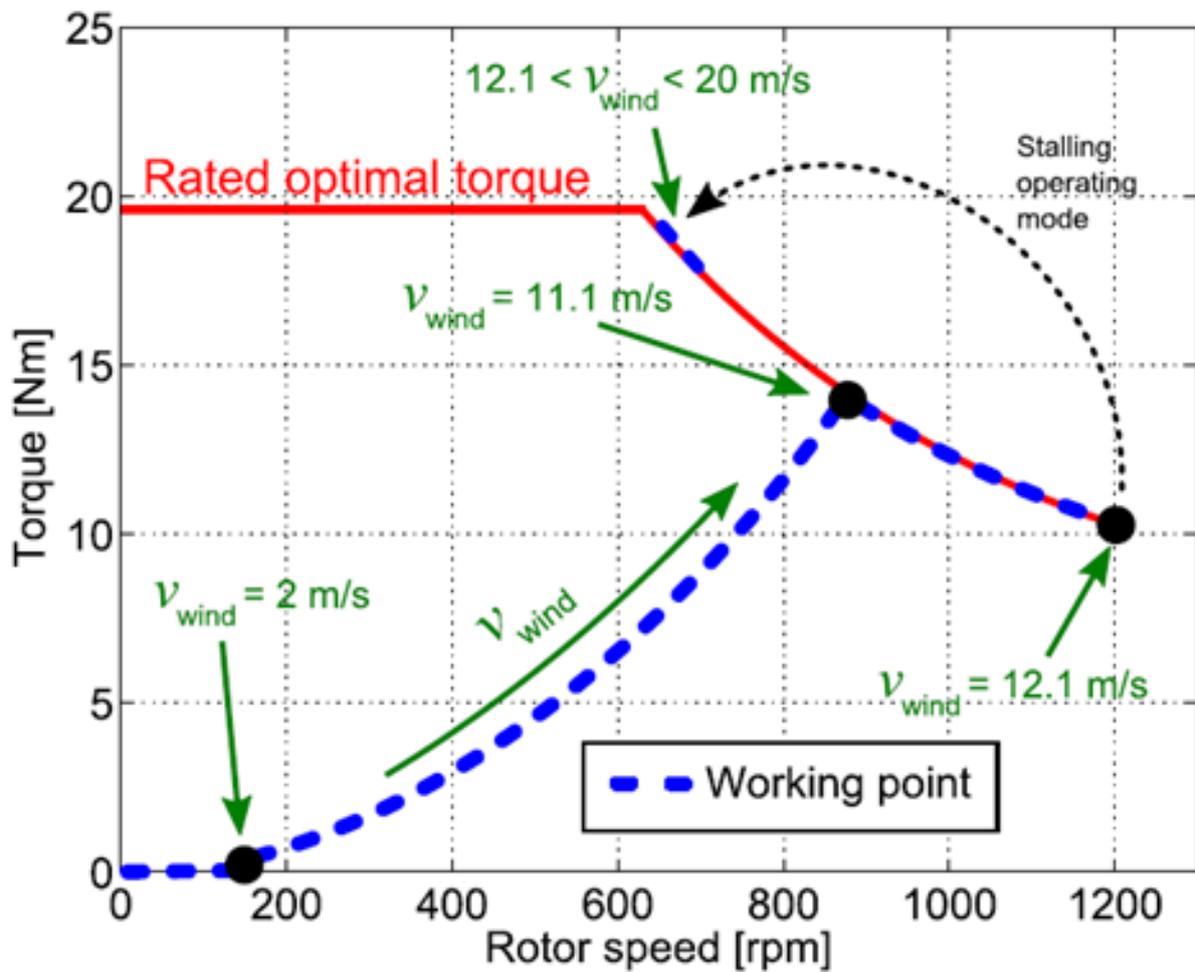


Figura 5. 8 Limiti di coppia per il motore SPM

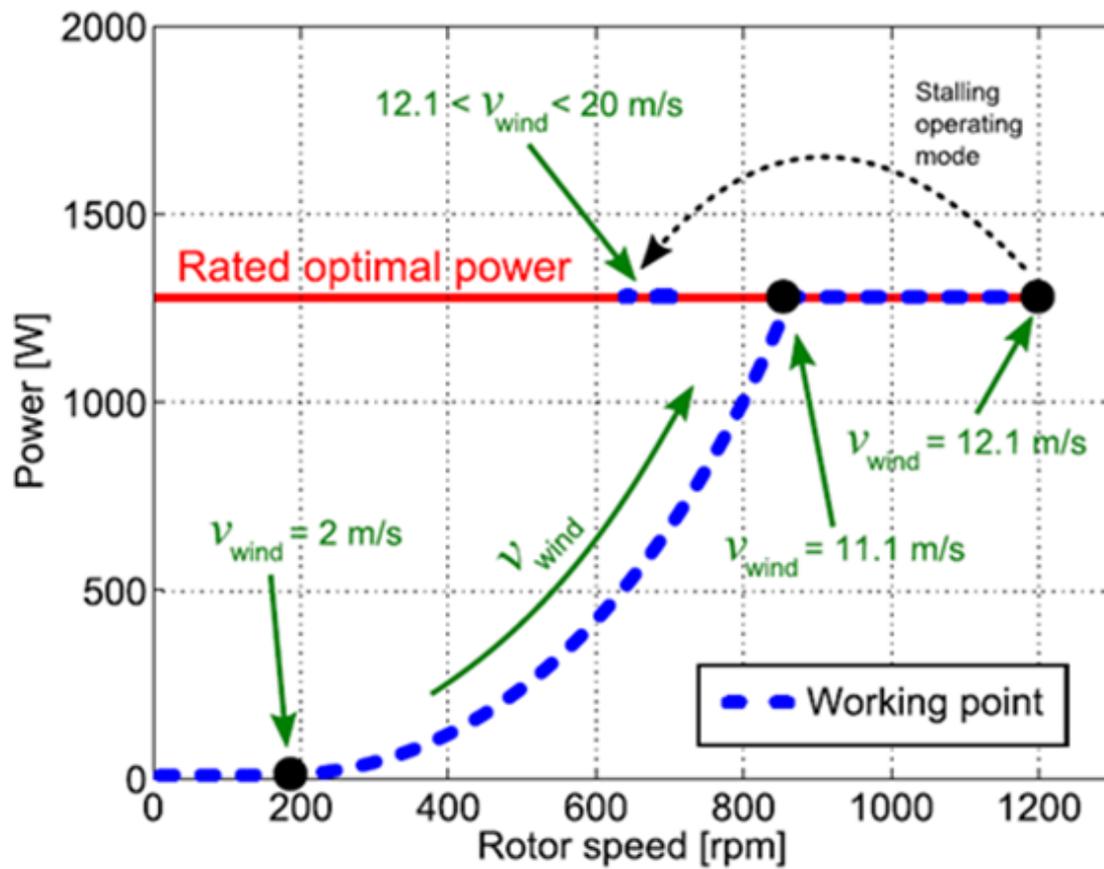


Figura 5. 9 Limiti di potenza per il motore SPM

Questa procedura di cercare i valori ottimali della turbina è riportato per diversi C_p e diversi v_{avg} . I risultati delle analisi sono riportati nella figura seguente.

TABLE III
OPTIMIZATION COMPARISONS (IPM GENERATORS) WITH $n_{max}= 130\%$
OF n_m , T_{opt} AND P_{opt} ARE THE OPTIMAL VALUE RESPECT THE NOMINAL
ONES.

v_{avg}		C_p slow	C_p normal	C_p fast
	n_m [rpm]	650	930	1200
3 m/s	T_{opt} [%]	50	60	70
	P_{opt} [%]	40	40	30
	$C_{initial}$ [€]	1000	1000	800
	P_{actual} [€]	1400	1400	1500
	t_{pb} [years]	8.5	7.9	6.5
5 m/s	T_{opt} [%]	110	120	130
	P_{opt} [%]	70	80	80
	$C_{initial}$ [€]	1900	1900	1800
	P_{actual} [€]	6200	6800	6900
	t_{pb} [years]	4.6	4.4	4.1
7 m/s	T_{opt} [%]	120	120	140
	P_{opt} [%]	80	100	110
	$C_{initial}$ [€]	2100	2200	2300
	P_{actual} [€]	11700	13000	14200
	t_{pb} [years]	3.0	2.8	2.8

Tabella 2 Costi del motore IPM

Si

nota come rispetto a una macchina SPM, il generatore IPM ha in ogni caso vantaggi economici: costi più bassi, profitto più elevato e minor tempo di ritorno. Questi vantaggi sono più evidenti quando la velocità media del vento è bassa, ad esempio 3 m/s: in questo caso il costo iniziale del complesso è due volte e mezza più basso, mentre il profitto due volte e mezza più alto. In siti caratterizzati da velocità del vento medie più elevate, il vantaggio di utilizzare un generatore IPM rimane, ma si diminuisce il gap.

In definitiva si cercherà di costruire un sistema contenente una turbina in grado di erogare le caratteristiche di coppia e potenza relative a varie velocità del vento. Tale turbina sarà accoppiata ad un motore IPM, il quale sarà controllato prima per seguire la traiettoria MPP, poi con una coppia costante, ed infine con una potenza costante. Le caratteristiche di riferimento sono quindi quelle riportate nelle figure seguenti.

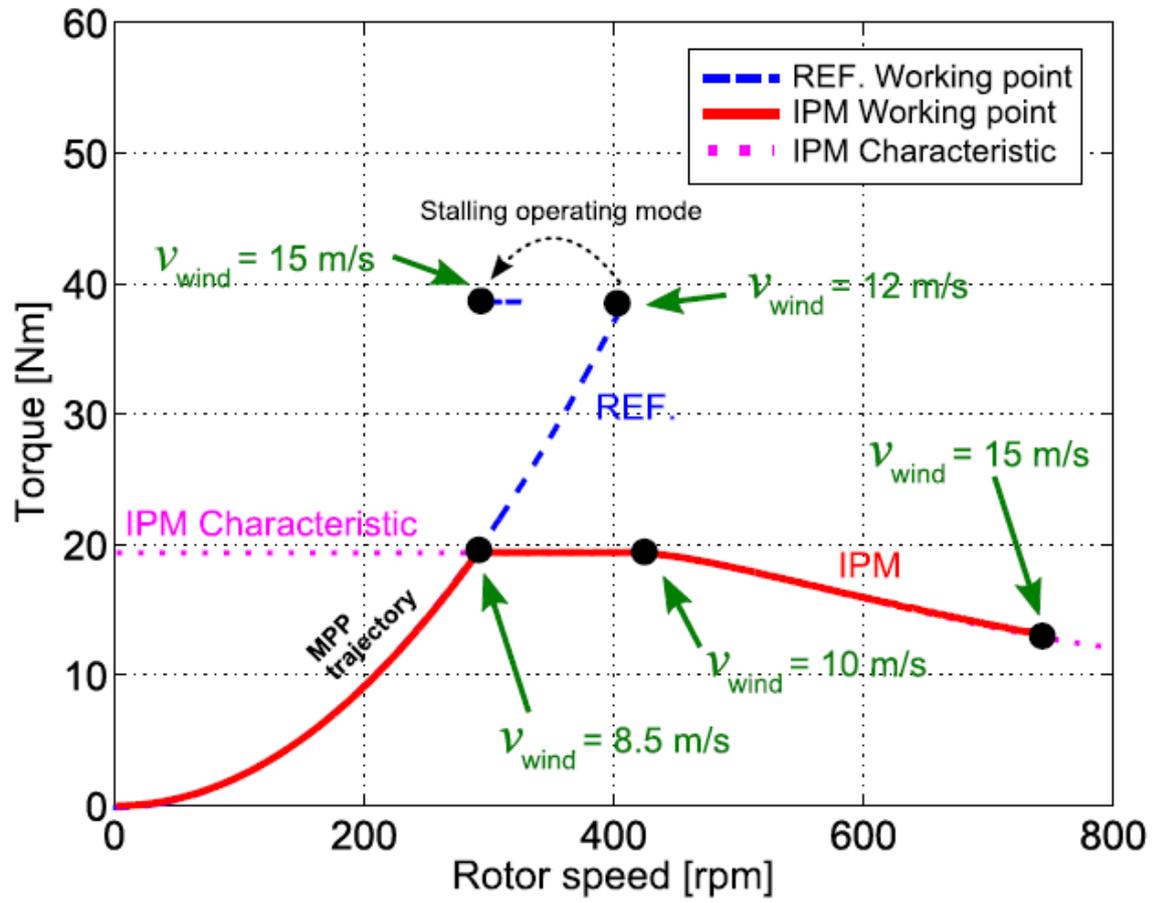


Figura 5. 10 Caratteristica della coppia del motore IPM

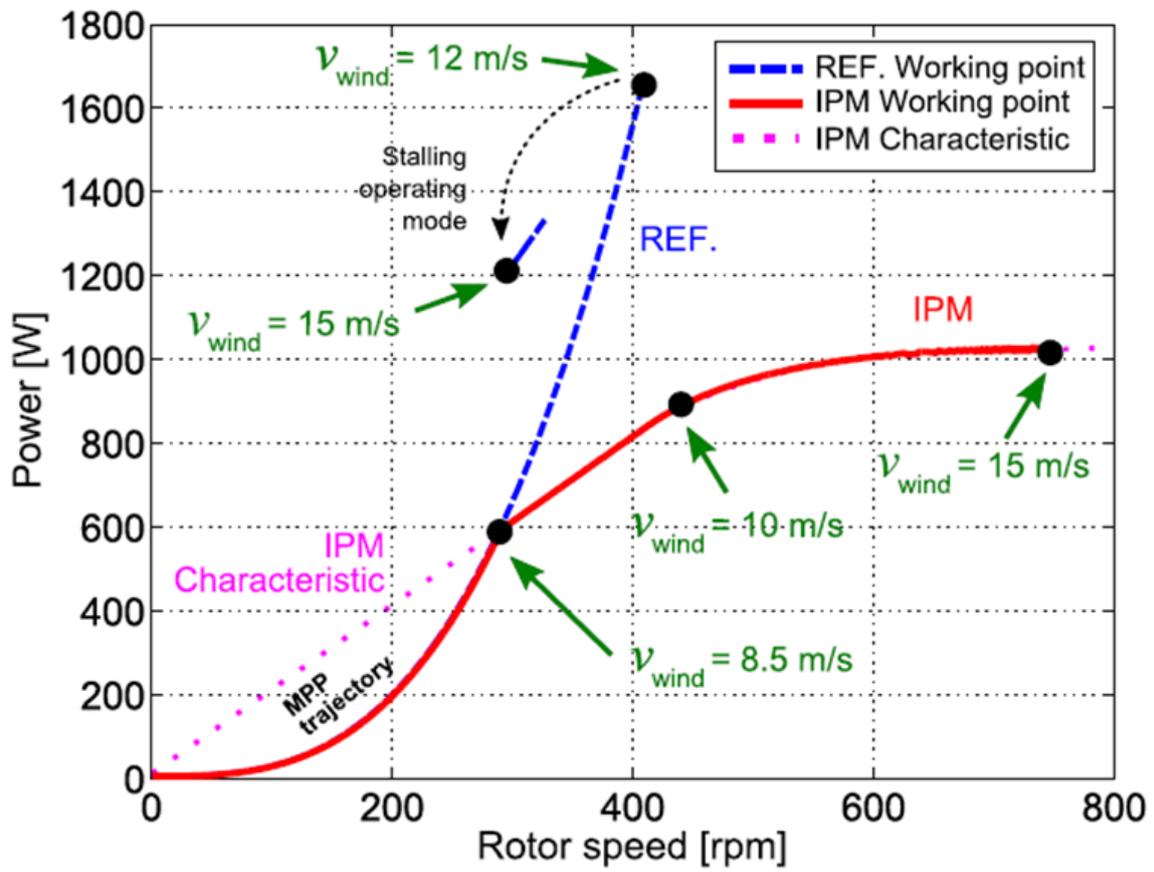


Figura 5. 11 Caratteristica della potenza del motore IPM

Capitolo 6

SIMULAZIONI

Le considerazioni tratte dall'articolo precedente sono di seguito riprodotte in Matlab, nell'ambiente Simulink. Per prima cosa si è proceduto con la riproduzione di una turbina adatta al microeolico tramite un modello Simulink che permettesse di riprodurre le espressioni:

$$C_p = c_1(c_2\lambda_i^{-1} - c_3\beta - c_4)e^{-c_5\lambda_i^{-1}} + c_6\lambda \quad (5.1)$$

$$\lambda_i^{-1} = (\lambda + 0.008\beta)^{-1} - 0.035(\beta^3 + 1)^{-1} \quad (5.2)$$

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho S v_{wind}^3 \quad (5.3)$$

C_p è il coefficiente di potenza;

ρ è la densità dell'aria [kg/m^3];

S è la cross section area [m^2];

v_{wind} è la velocità del vento;

I valori delle costanti da attribuire sono riportati in tabella.

R_t	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6
1	0,518	116	0,4	5	21	0,0068

Tabella 3 Valori delle costanti

Riportato in un Subsystem chiamato turbina, questo modello ci permette di avere in uscita i valori di coppia, potenza e C_p al variare della velocità del vento e della velocità di rotazione della turbina. Nella nostra simulazione principale verrà utilizzata una velocità del vento che cresce con un andamento lineare. Si immagina di partire da una velocità del vento pari a 0.5 m/s fino a una velocità

di 13.5 m/s. Di fondamentale importanza è l'osservazione dello scope relativo al C_p che deve mantenere il valore ottimale di 0.48 finché si segue l'MPPT, quando invece il controllo della turbina passerà prima in coppia poi in potenza il valore calerà sicuramente.

Il modello Simulink nella sua totalità presenterà un blocchetto che avrà la funzione di riprodurre coppia e potenza prodotte dalla turbina al crescere della velocità del vento. In ingresso si hanno velocità di rotazione del sistema generatore-turbina e la velocità del vento. L'uscita in termini di coppia di questo blocco verrà poi confrontata con quella in uscita con quella dal motore, al quale viene dedicata una parte consistente del modello. Su di esso si farà uno zoom nelle pagine successive.

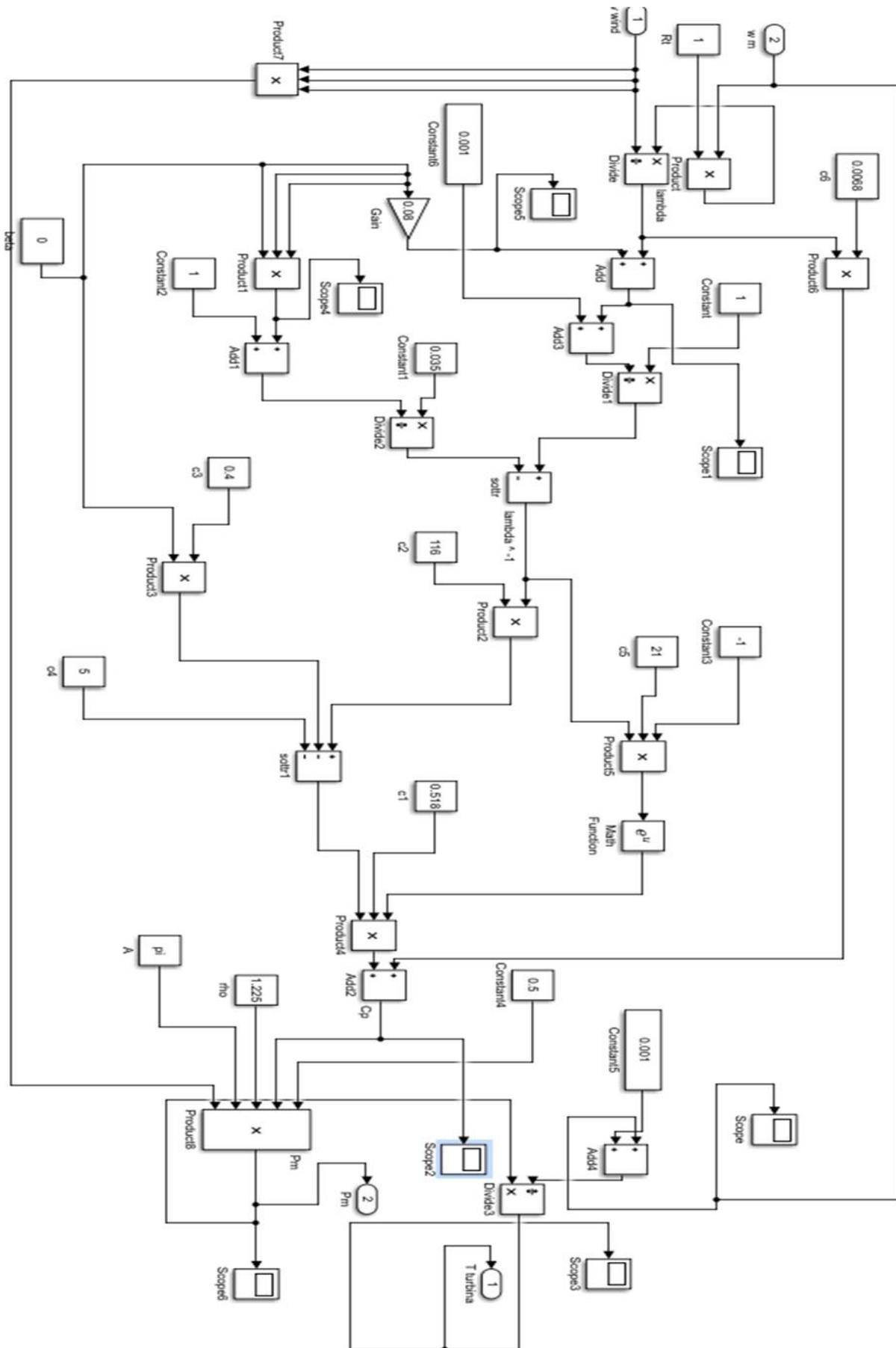


Figura 6. 1 Modello della turbina

Sono riportati in seguito gli andamenti della coppia e della potenza a velocità del vento imposte e variabili, ottenute, secondo i parametri che abbiamo a disposizione, attraverso un m.file. Si lavora con un andamento della velocità del motore crescente a rampa.

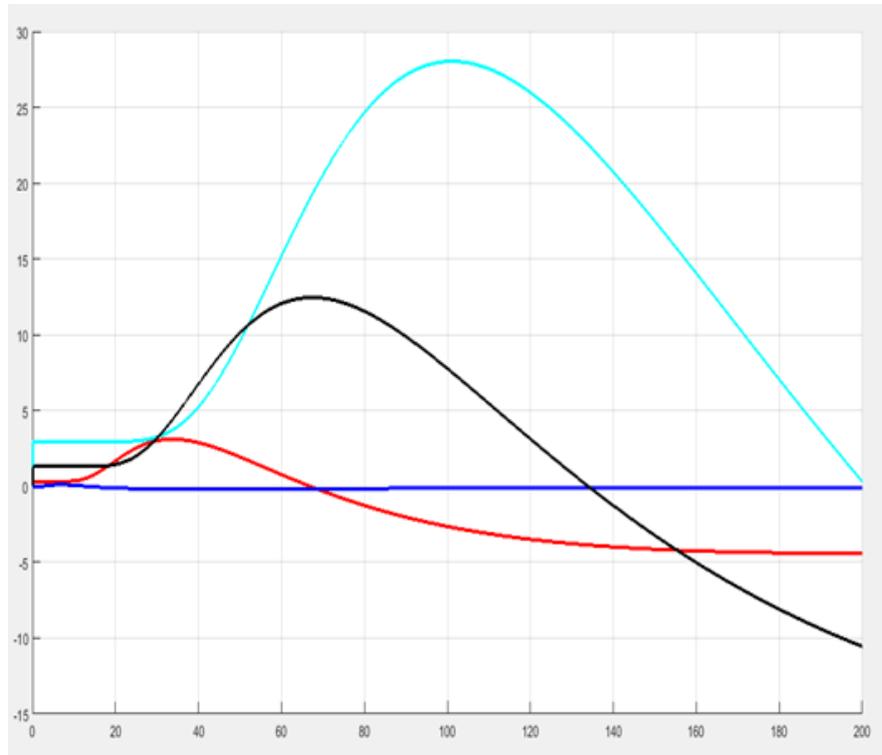


Figura 6. 2 Caratteristiche della coppia per velocità del vento pari a 2 m/s, 5 m/s, 12 m/s, 20m/s

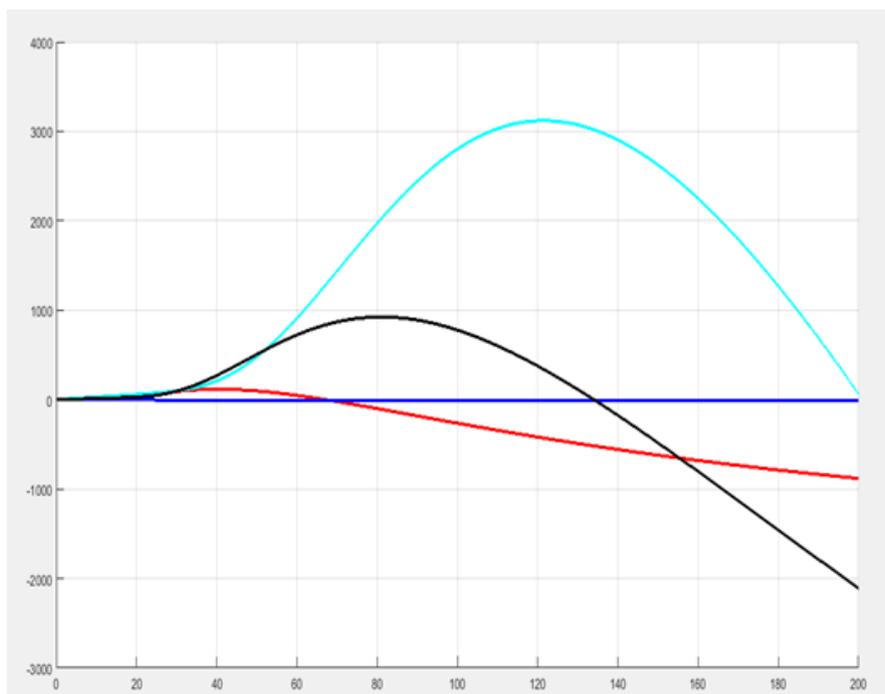


Figura 6. 3 Caratteristiche di potenza per velocità del vento pari a 2 m/s, 5 m/s, 12 m/s, 20 m/s

Come predisposto dallo studio condotto, si è posto un limite di coppia e un limite di potenza. Il limite di coppia è stato posto a 10 Nm, mentre quello di potenza a 1000 W. Questo permette al sistema di seguire l'algoritmo di MPPT fino a che non viene raggiunto il limite di coppia. L'algoritmo che permette di lavorare sul punto di massima potenza al variare della velocità del vento parte misurando la variazione di velocità reale del motore, misurando nello stesso verso la variazione di potenza in uscita dalla turbina. Se aumentando la velocità aumenta contestualmente anche la potenza la velocità verrà aumentata, in caso contrario essa viene diminuita. Si è scelto di seguire l'algoritmo di MPPT in modo continuo. In questo modo si lavora sul punto di massima potenza di ogni caratteristica di potenza all'aumentare della velocità del vento fino a che la coppia non raggiunge il valore limite, ossia 10 Nm.

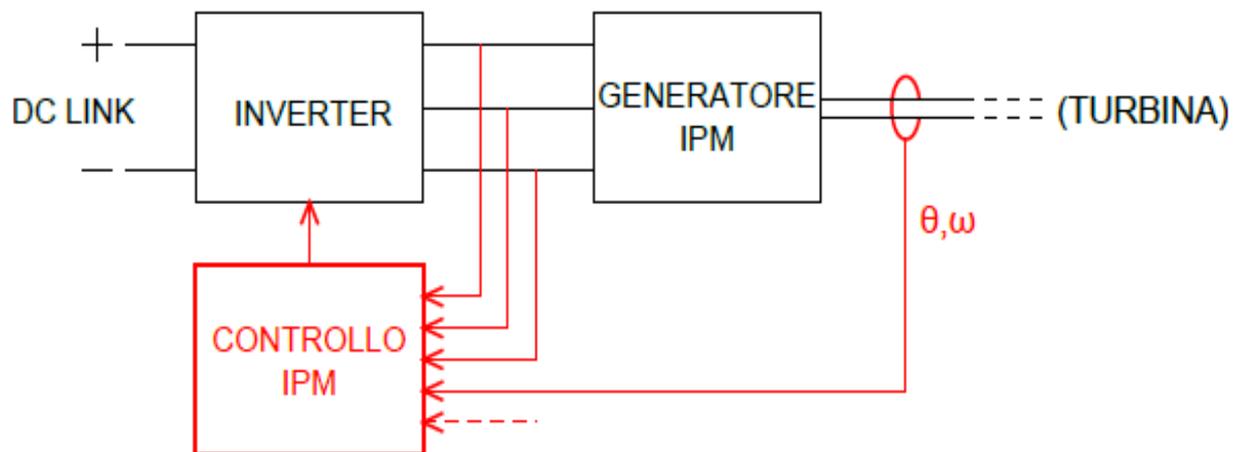


Figura 6. 4 Controllo del motore IPM

L'algoritmo MTTP è stato svolto ponendo in ingresso la potenza uscente dalla turbina e la velocità vera del sistema. Si controlla il valore istantaneo con il valore ottenuto in precedenza e a questo punto si valuta con che segno applicare lo step di velocità. Nel modello è stato scelto uno step di 5 rad/s. Tale step viene poi sommato alla velocità vera e andrà a costituire la velocità di riferimento.

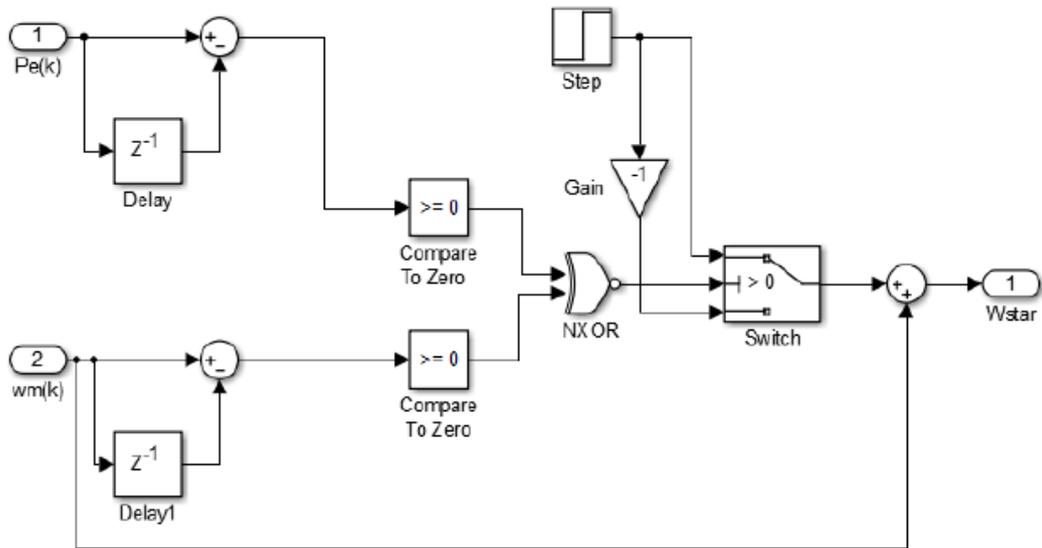


Figura 6. 5 Modello MPPT

Questo algoritmo andrà a controllare la velocità fino al raggiungimento della coppia del valore posto come limite, 10 Nm. Dunque si andrà a lavorare idealmente come in figura all’aumentare della velocità.

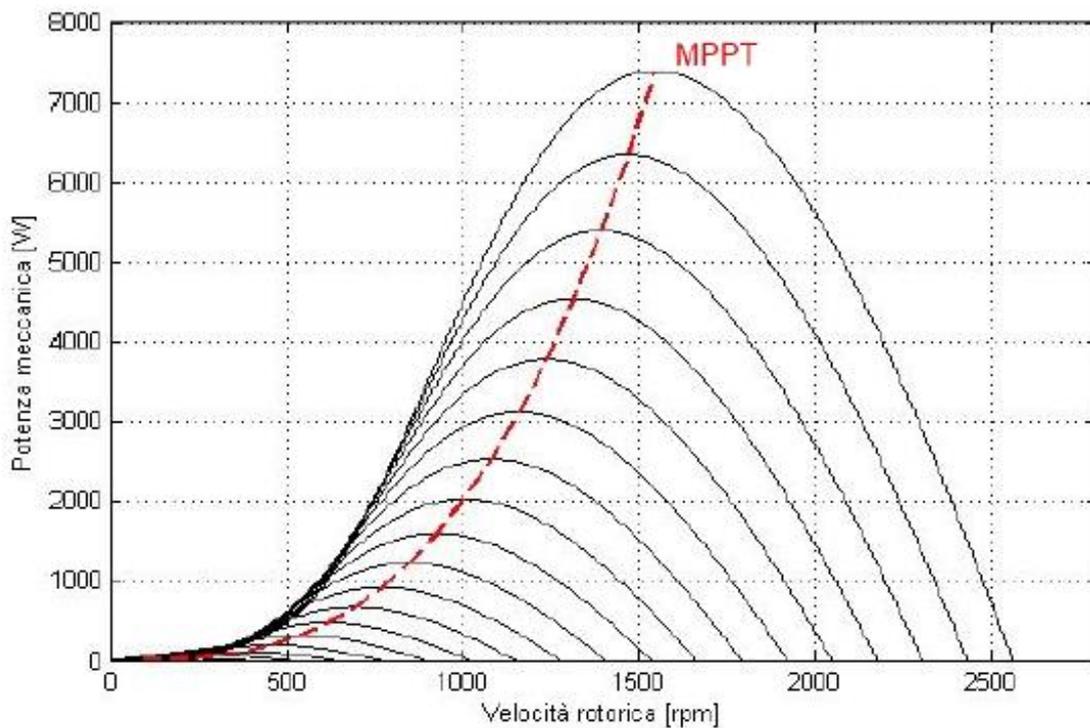


Figura 6. 6 Caratteristica MPPT

se si dispone di tutte le caratteristiche della turbina si può facilmente ottenere una caratteristica P_m/n . Interpolando i punti di massimo si ottiene l'equazione della curva dell'MPPT. Si è utilizzata la funzione polyfit di Matlab la quale richiede le due serie di dati e il grado del polinomio di interpolazione. In tabella vengono riportate le due serie di dati riferiti al modello di turbina in esame che corrispondono alla potenza meccanica e alla velocità rotorica. Per completezza viene riportata anche la velocità del vento alla quale si ottengono i suddetti parametri.

Potenza meccanica [W]	Velocità rotorica [rpm]	Velocità del vento [m/s]
0.92	77.44	1
7.39	154.79	2
24.96	232.14	3
59.15	309.49	4
115.54	386.84	5
199.65	464.19	6
317.03	541.54	7
473.23	618.89	8
673.80	696.24	9
924.28	773.59	10
1230.22	850.94	11
1597.16	928.29	12
2030.65	1005.64	13
2536.23	1082.99	14
3119.46	1160.34	15
3785.86	1237.68	16
4541.00	1315.03	17
5390.42	1392.38	18
6339.66	1469.73	19
7394.26	1547.08	20

Tabella 4 Valori calcolati per MPPT

Si ottiene una buona interpolazione con un polinomio di terzo grado, la cui equazione vale:

$$P_m = (0.1997\omega_m^3 - 0.0572\omega_m^2 + 0.0055\omega_m)(1.0E - 05) \quad (5.4)$$

Come già detto i punti del luogo di questa equazione rappresentano la curva dell'MPPT ovvero i punti di massima potenza meccanica prodotta ad una determinata velocità del vento. Dalla conoscenza di questa curva unita alla conoscenza della velocità del vento risulta semplice controllare il generatore per far sì che il punto di lavoro si muova lungo l'MPPT. Difatti ad una certa velocità del vento il punto di massima potenza corrisponde ad una velocità rotorica ben definita. Andando quindi a determinare l'andamento di questa curva, lo si può paragonare a quello in uscita dalla simulazione in modo da mostrare come il sistema segua tale andamento, ma solo fino a che non entra in gioco il controllo di coppia.

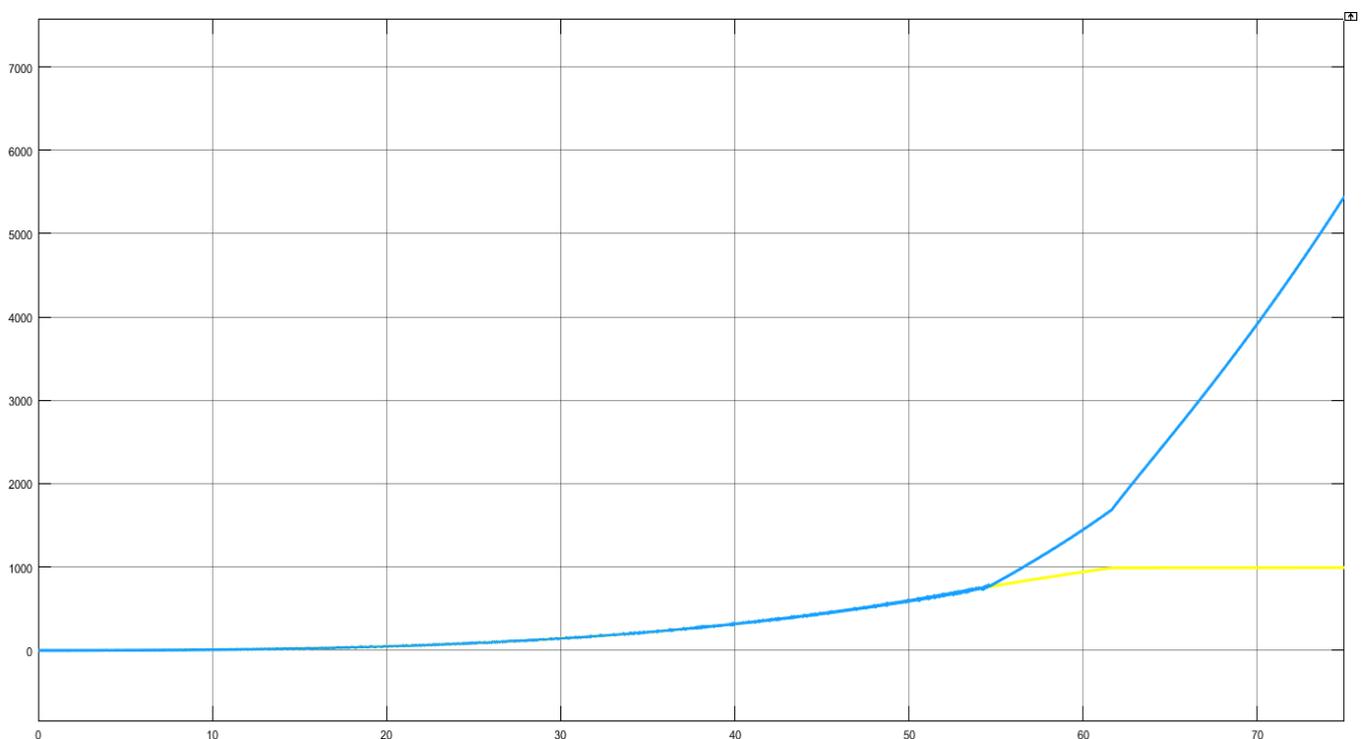


Figura 6. 7 Confronto tra caratteristica MPPT reale (in giallo) e ideale (in blu)

A questo punto il controllo viene fatto mantenendo la coppia costante. Tale controllo si effettua limitando la coppia di riferimento. Sempre controllando tale coppia si va anche a fare il successivo controllo in potenza. Si va infatti a porre il limite di potenza, che diviso per la velocità reale del

motore mi darà il valore della coppia che permette di giungere al valore della potenza limite desiderata, attraerso due blocchetti *Saturation Dynamic*. Questo controllo interviene solo ad alte velocità, e dunque solo a quel punto interverrà per modificare la coppia di riferimento in uscita dal blocchetto.

Invece per quel che riguarda il controllo a coppia costante, è presente un saturatore con valore massimo di 10 Nm che dunque mi permette di non superare tale limite nella coppia di riferimento da seguire. Riportiamo in seguito i modello attraverso il quale, dati in input la velocità reale del motore e la differenza di velocità tra il riferimento e quella reale, provenienti dall'anello di velocità, si ha in uscita il valore della coppia di riferimento che mi permette poi di individuare i valori I_d e I_q .

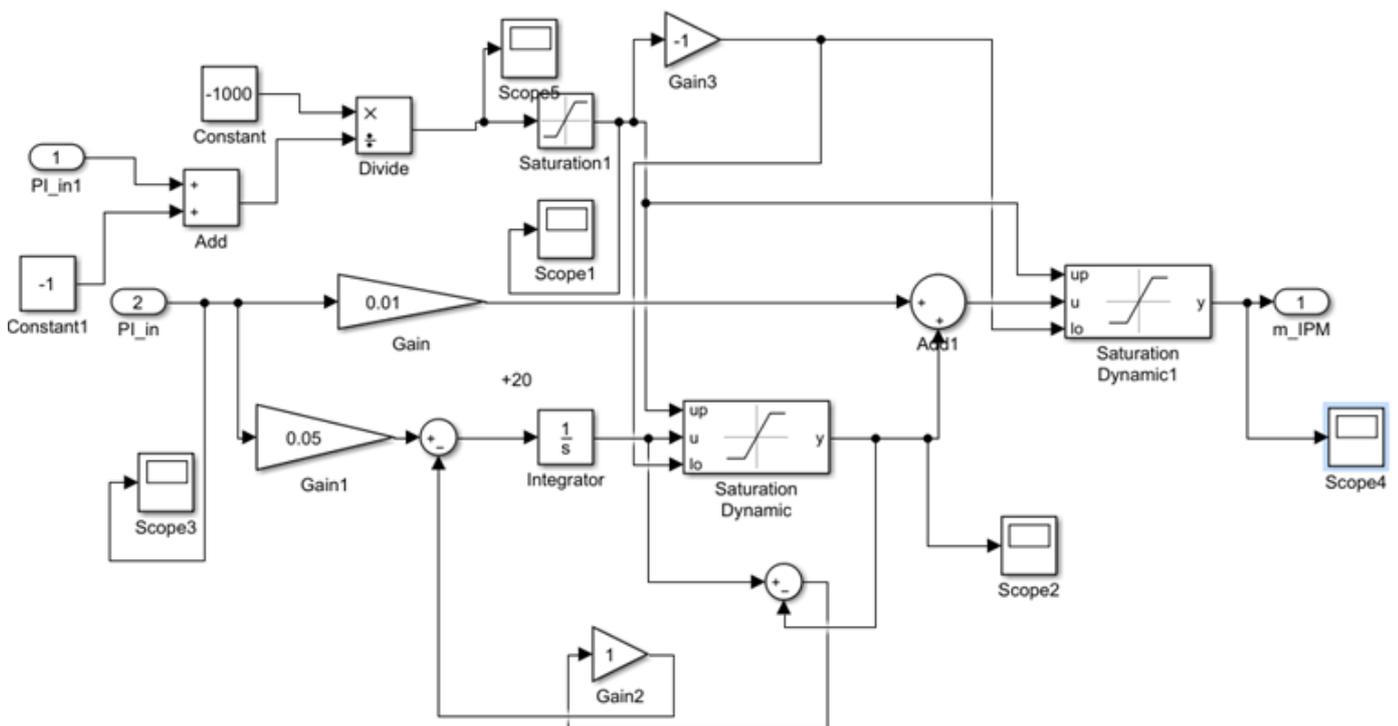


Figura 6. 8 Modello per il controllo di coppia e potenza

In questo modo avrò in uscita un andamento della coppia di riferimento, m_{ref} , indicata in figura.

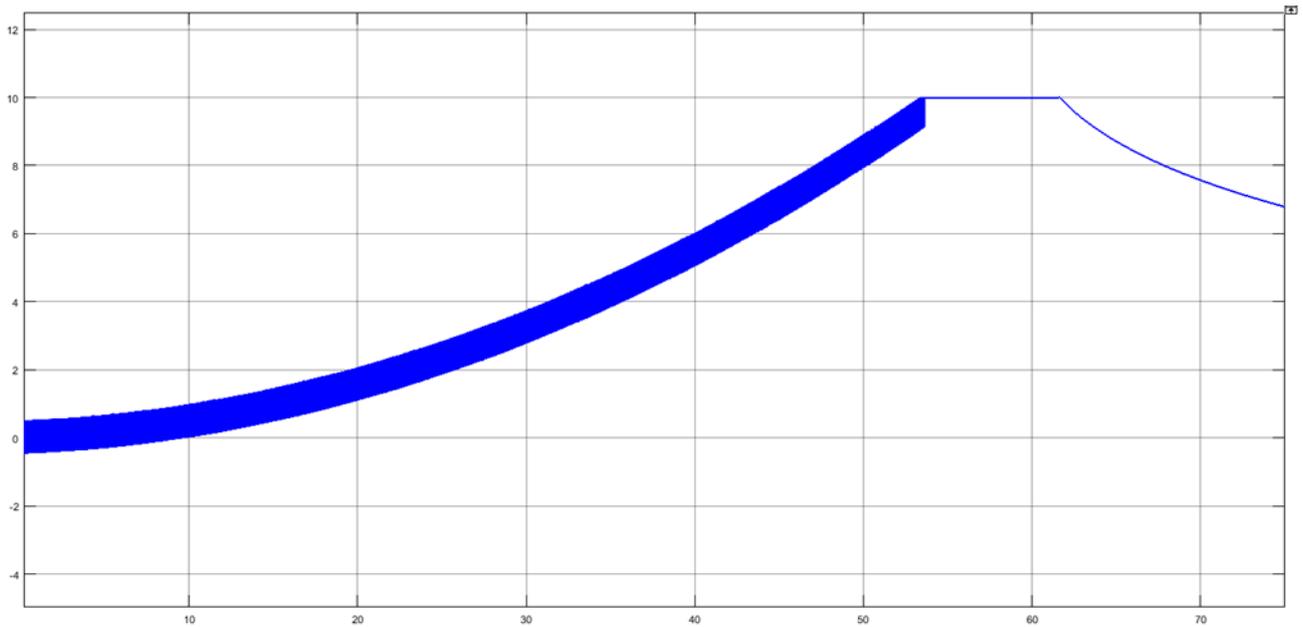


Figura 6. 9 Andamento della coppia di riferimento

I parametri del motore IPM che si desidera emulare vengono elencati in tabella.

Parametro	Simbolo	Valore	Unità di misura
Induttanza asse d	L_d	0.038	Henry
Induttanza asse q	L_q	0.15	Henry
Flusso magneti	Λ_{mg}	0.317	Wb
Tensione nominale	V_n	240	V
Corrente nominale	I_n	5	A
Coppia nominale	T_n	30	Nm
Resistenza statorica	R	0.5	Ω

Tabella 5 Valori del motore IPM

Si consideri il motore IPM da emulare.

Per calcolare la velocità base si parte dal calcolo della corrente I_d , secondo i parametri del motore e si ottiene

$$\begin{cases} I_{d1} = -2.8 \\ I_{d2} = 4.459 \end{cases} \quad (5.5)$$

La soluzione corretta è la prima poiché la corrente di asse diretto nel luogo dell'MTPA assume solo valori negativi. La corrente di asse in quadratura è facilmente calcolabile dalla prima equazione del sistema e vale

$$I_q = \sqrt{I_N^2 - I_d^2} = 4.14 \quad (5.6)$$

Si può dunque calcolare la velocità base ottenendo:

$$\Omega_B = 355.5[\text{rad/s}] \quad (5.7)$$

La velocità meccanica corrispondente alla velocità base meccanica elettrica ottenuta vale:

$$\Omega_{Bmecc} = \frac{\Omega_B}{p} = 44.44 [\text{rad/s}] \quad (5.8)$$

Dalle equazioni del motore IPM si trovano infine le coordinate del centro delle ellissi limite di tensione e l'asintoto verticale delle parabole isocoppia che valgono:

$$\begin{cases} I_d = -9.793 [A] \\ I_d = 0 [A] \\ I_d = 3.3125 [A] \end{cases} \quad (5.9)$$

Si possono dunque rappresentare i limiti di funzionamento del motore IPM.

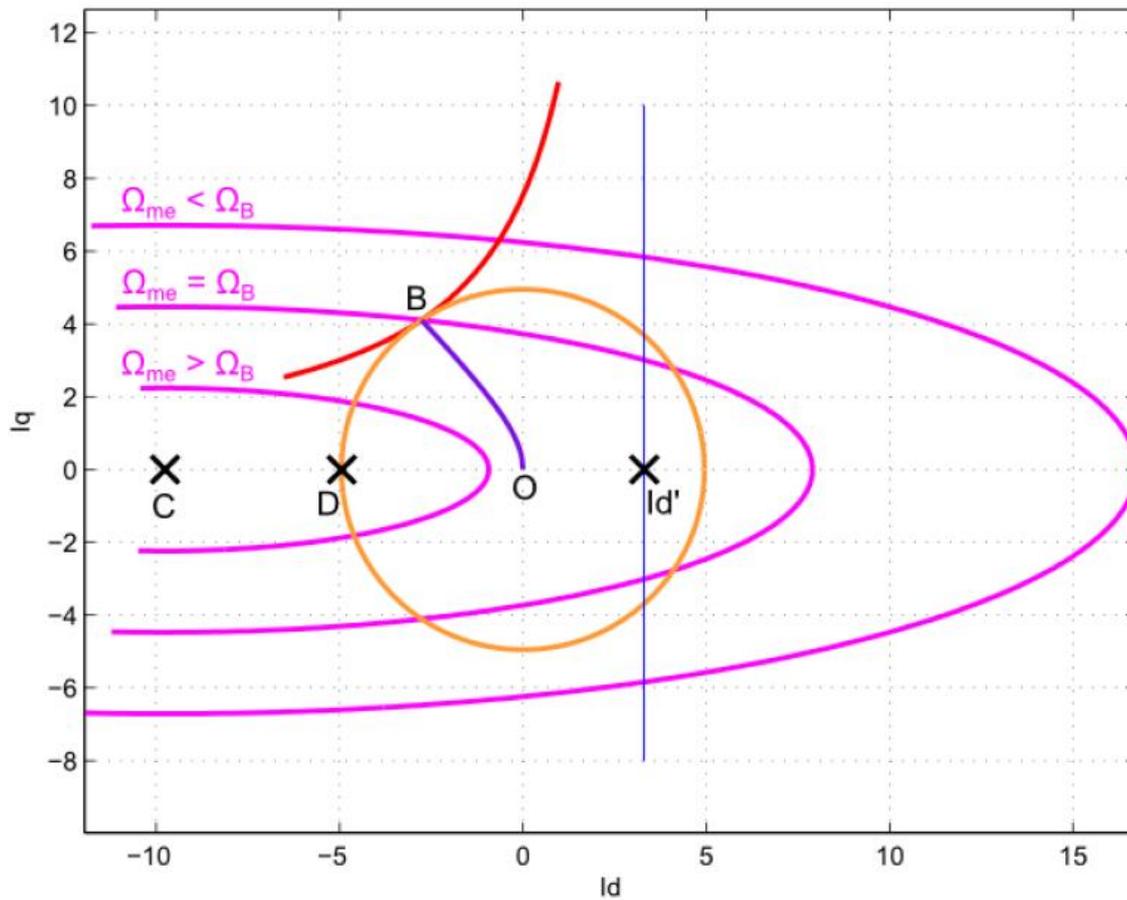


Figura 6. 10 Caratteristiche MTPA e dei limiti per il motore IPM

Figura 6. 11 Curva di MTPA **Figura 6. 12** Caratteristiche MTPA e dei limiti per il motore IPM

L'algoritmo di MTPA considerando i valori di coppia di riferimento da produrre indicherà i valori di $I_{d,ref}$ e $I_{q,ref}$ di riferimento per le correnti.

La corrente di riferimento lato IPM è stata ricavata a partire da un riferimento di velocità che si vuole dare al motore. Dalla corrente totale si sono ricavate le componenti di asse diretto e in quadratura sfruttando il principio di massima coppia a parità di corrente ovvero l'importante tecnica dell'MTPA.

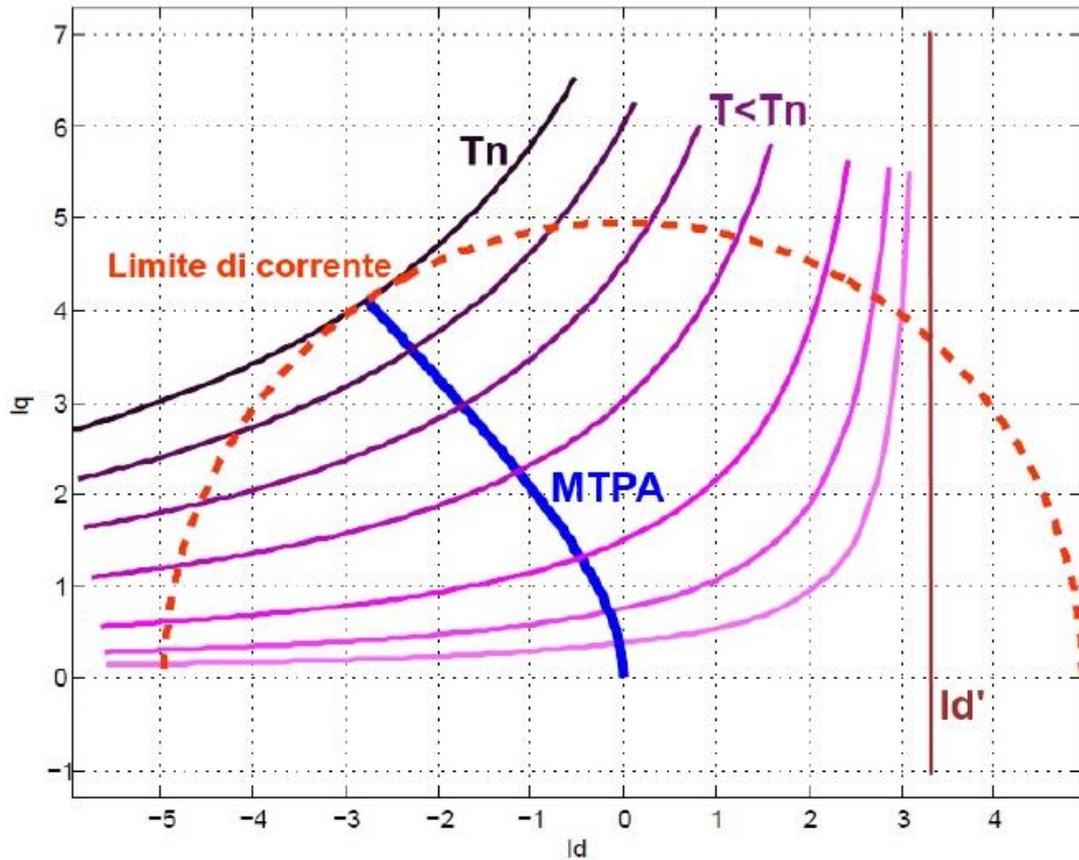


Figura 6. 13 Curva di MTPA

Attraverso due look up table si producono in uscita le correnti di asse diretto e in quadratura che ci permettono di percorrere la caratteristica dell'MTPA al variare della coppia.

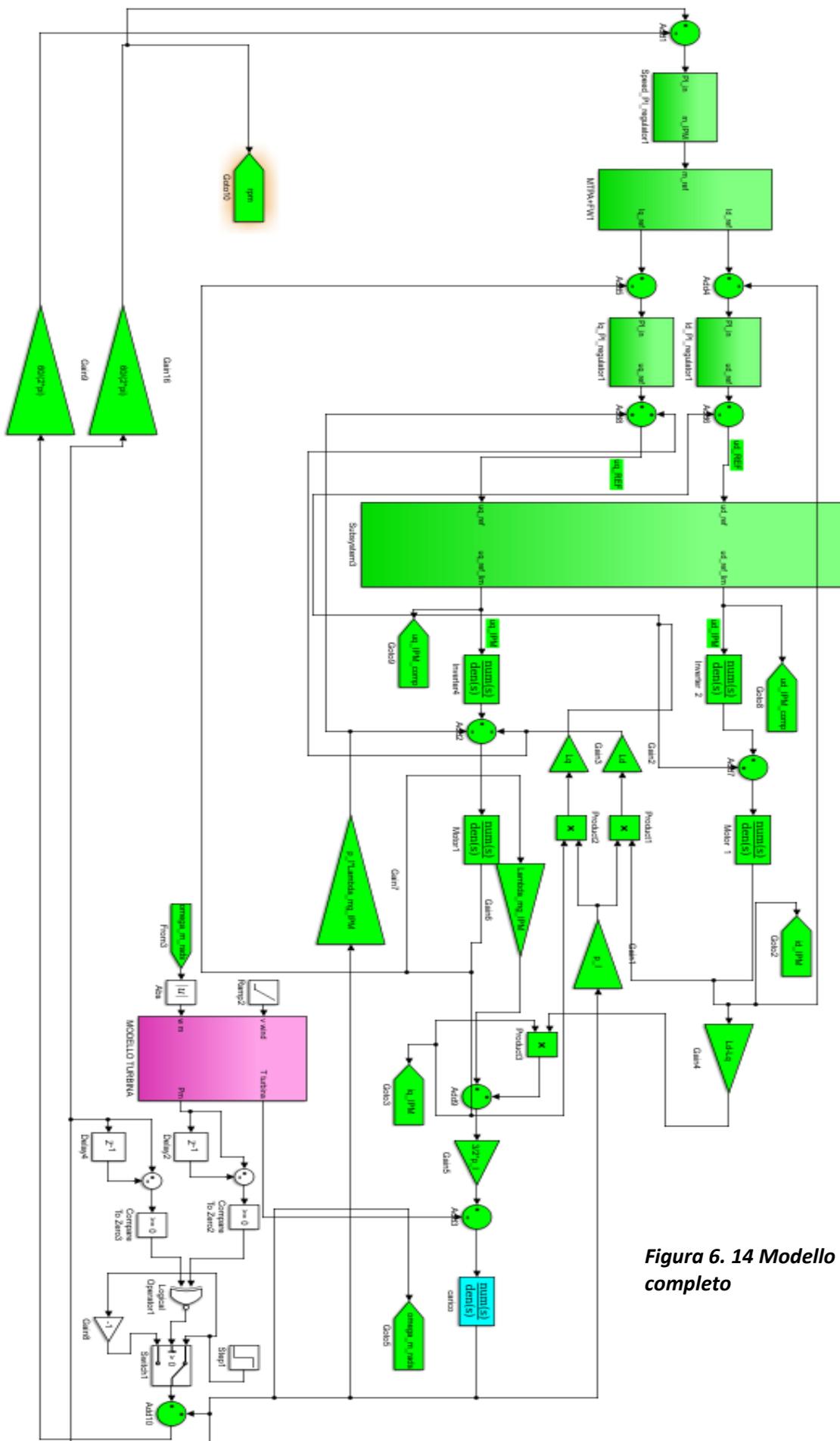


Figura 6. 14 Modello completo

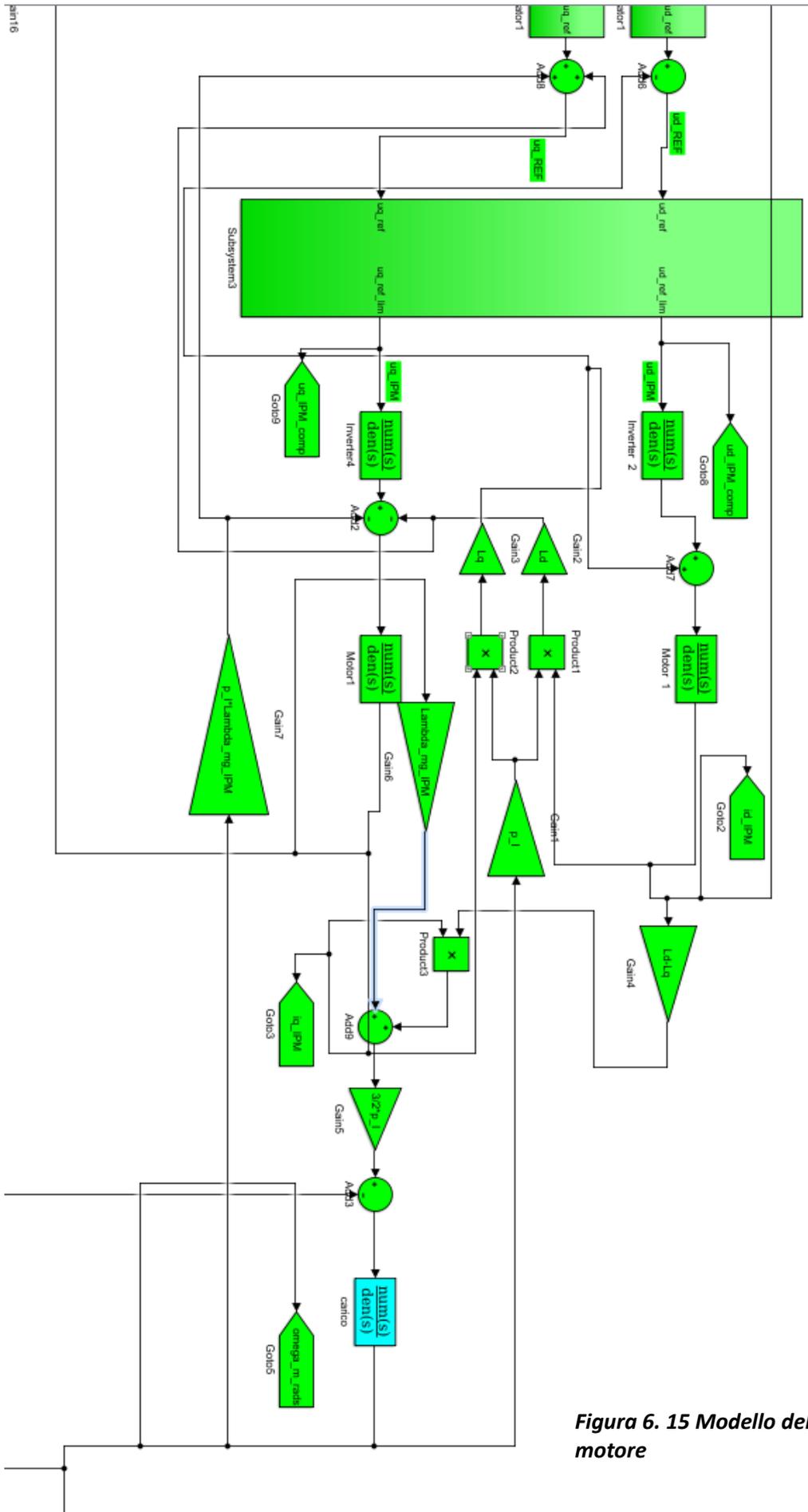


Figura 6. 15 Modello del motore

Dopo aver mostrato il sistema nella sua totalità e nel particolare nella parte relativa al motore, che non era stata evidenziata in precedenza, si procede mostrando il modo in cui il sistema ai riferimenti di corrente.

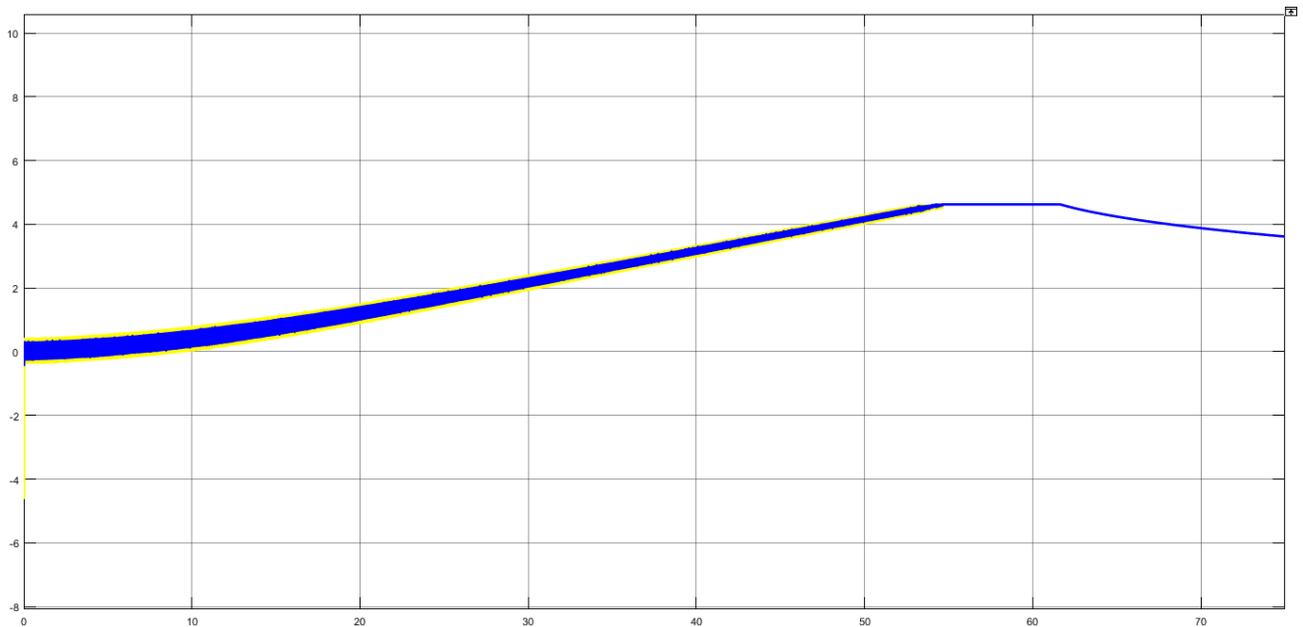


Figura 6. 16 Confronto tra la corrente di riferimento e reale, per l'asse d

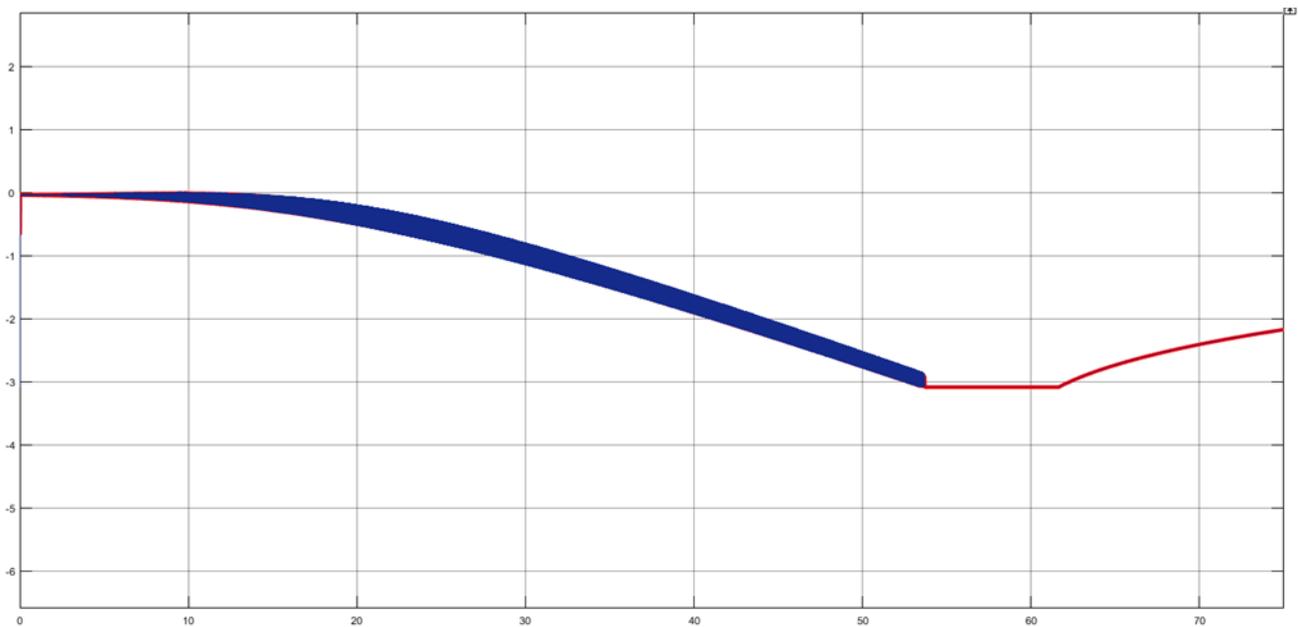


Figura 6. 17 Confronto tra la corrente di riferimento e reale, per l'asse q

Se si considerano le uscite della turbina, si andranno ora a vedere i risultati che si desideravano. Si vede infatti che gli andamenti della coppia e della potenza della turbina, che andranno poi a condizionare anche il sistema complessivo il motore, che lavora da generatore, hanno le caratteristiche riportate in figura.

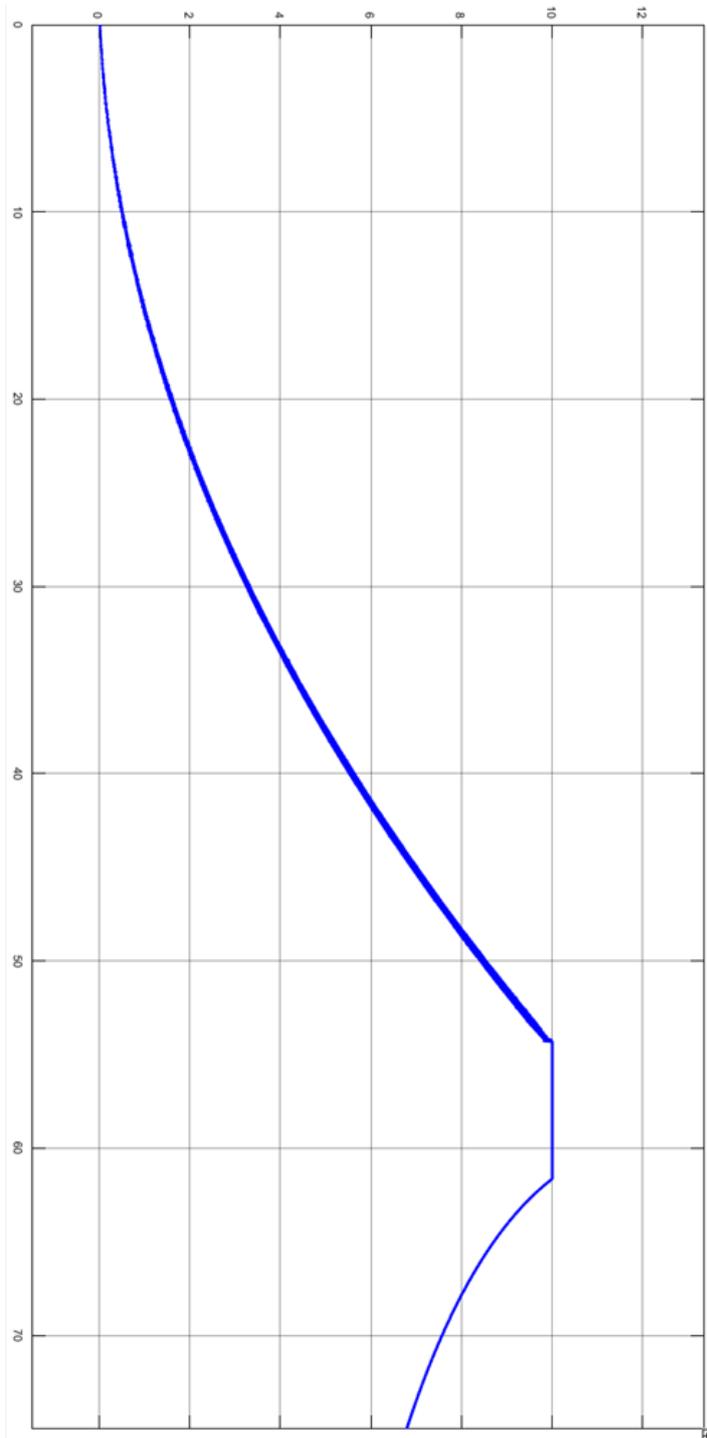


Figura 6. 18 Coppia in uscita dalla turbina

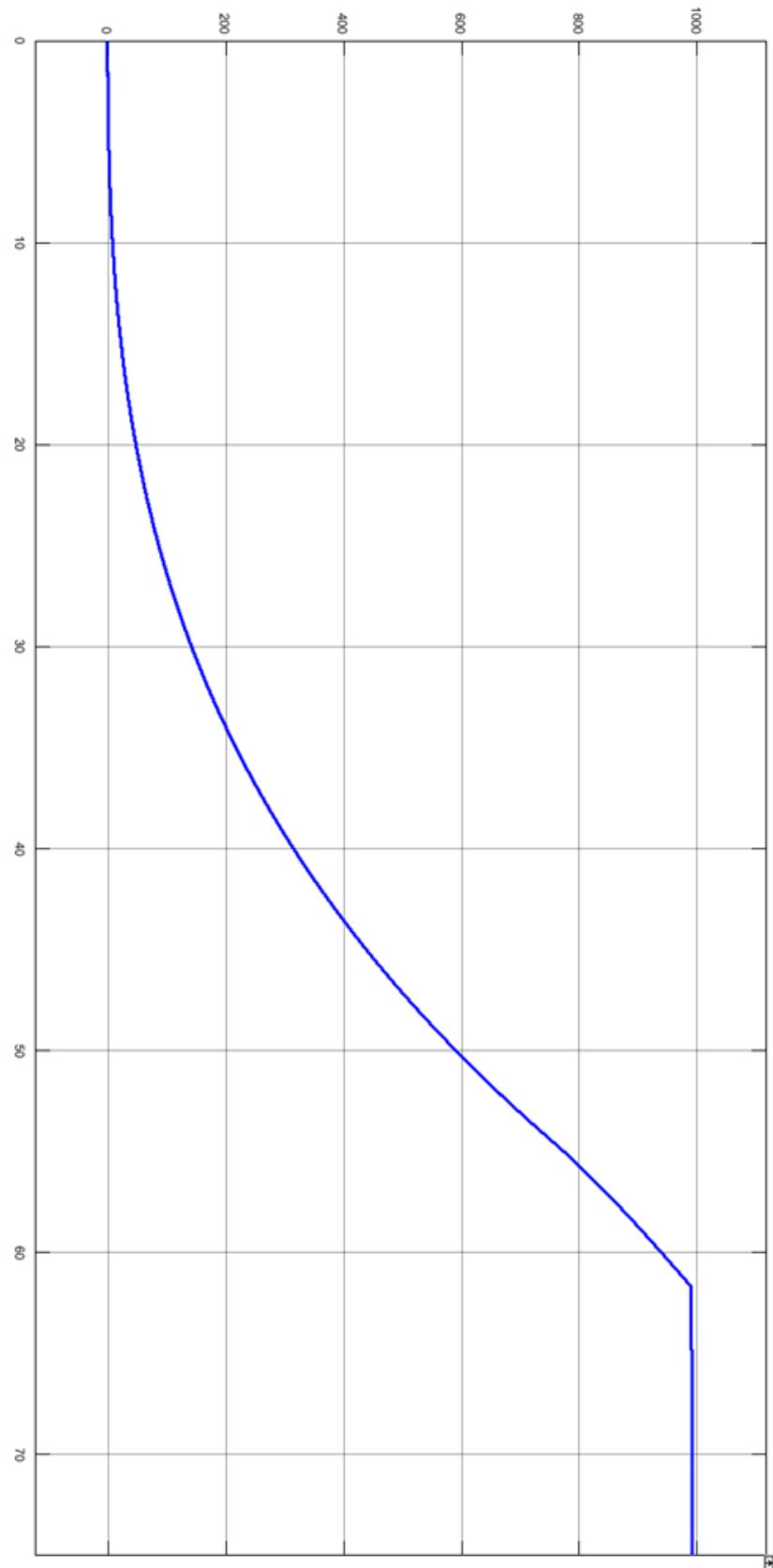


Figura 6. 19 Potenza in uscita dalla turbina

La coppia della turbina cresce seguendo il punto di massima coppia di ogni caratteristica al variare della velocità del vento, comandata dall'algoritmo MTTP. Quando il sistema raggiunge la coppia di 10Nm essa si stabilizza e mantiene il valore di coppia scelto fino a che la potenza non raggiunge il valore di 1000 W. Tale valore è stato scelto infatti come potenza massima raggiungibile dal sistema, e dunque la coppia in tale tratto andrà calando.

Studiando l'andamento della potenza si vede come finché agisce l'algoritmo MTTP, essa cresce. Quando la coppia è costante la crescita sarà lineare e infine si stabilizzerà di poco sotto i 1000 W, a causa delle piccole perdite del sistema turbina-motore.

La coppia del motore è rappresentata in figura ed è praticamente identica a quella della turbina.

Si nota come nel tratto iniziale, quello in cui funziona l'algoritmo MPPT, si ha una continua oscillazione data dalla ricerca dell'algoritmo del punto di massima potenza. Infatti le caratteristiche sulle quali si va a lavorare cambiano continuamente, poiché la velocità del vento cresce continuamente. Quando invece si raggiunge la coppia di 10 Nm non si lavorerà più sul punto di massimo ma la caratteristica si scosta e segue l'andamento desiderato.

Anche la velocità del motore aumenta quasi linearmente con pendenze che variano con pendenze diverse a seconda dell'algoritmo di controllo utilizzato. Si nota che tale andamento viene ribaltato perché nella realtà il valore sarebbe negativo, poiché il funzionamento è da generatore.

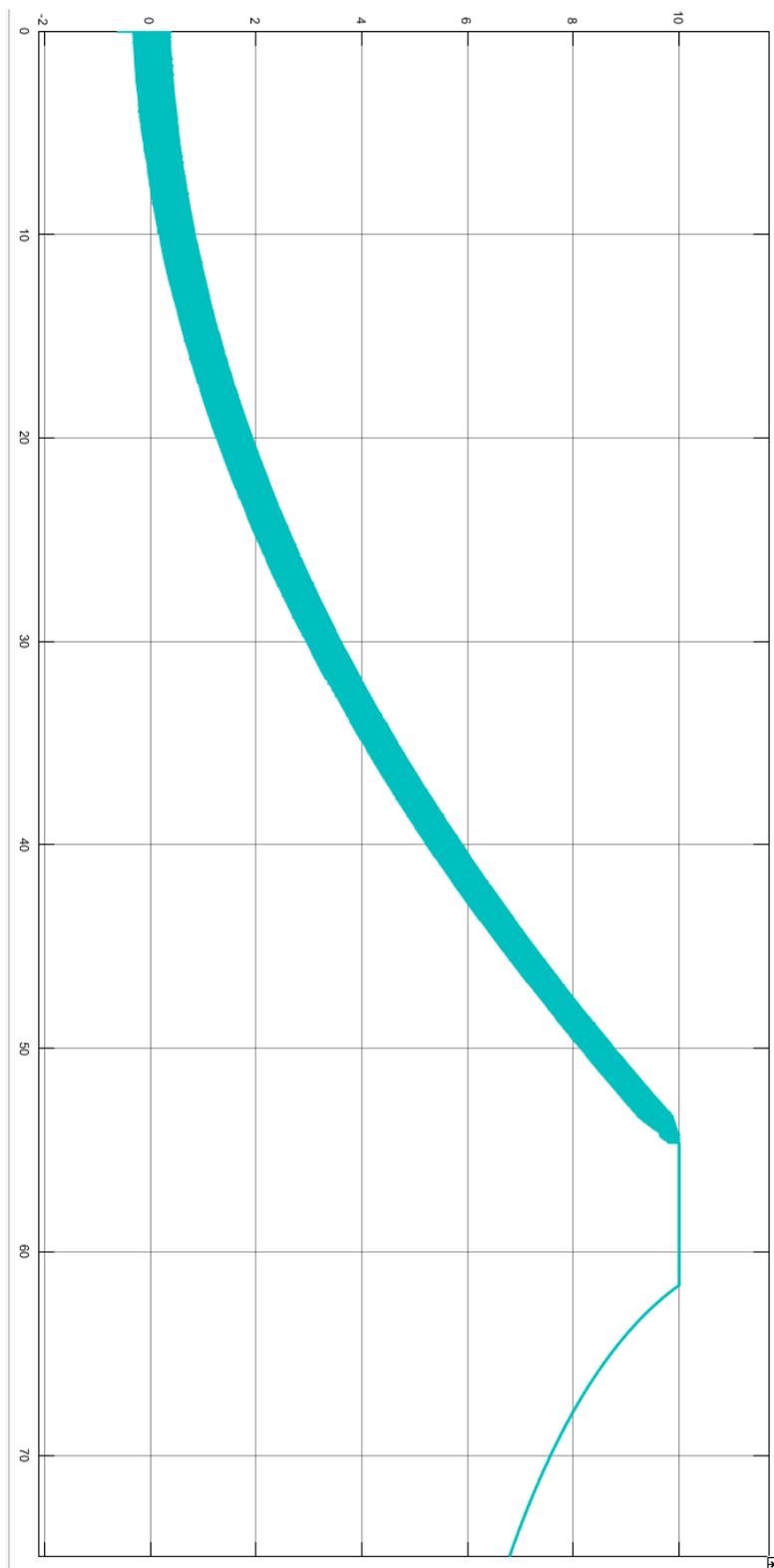


Figura 6. 20 Coppia del motore

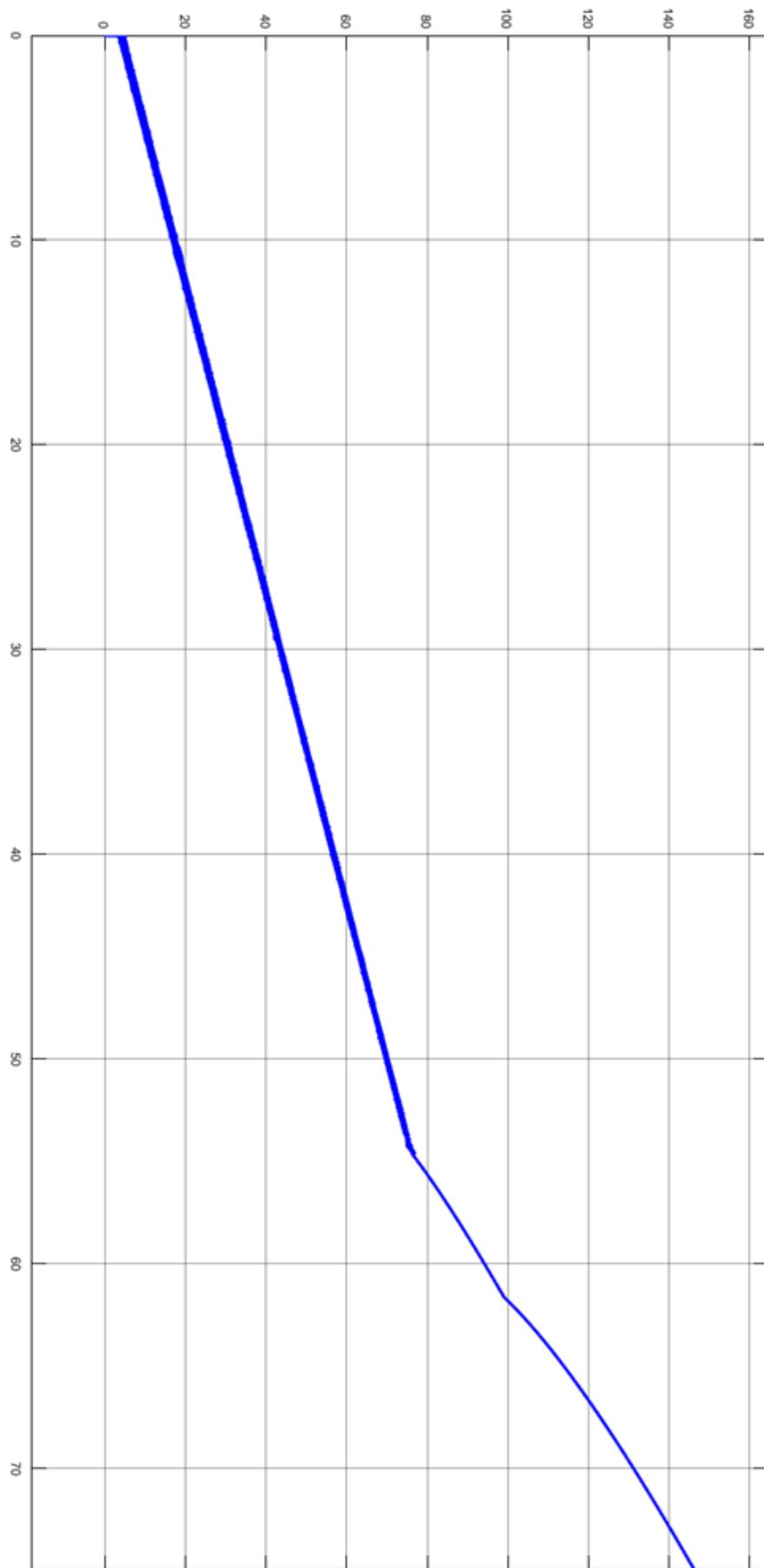


Figura 6. 21 Velocità del motore in rad/s

Infine si pone attenzione sul valore di C_p . Il valore ottimale è di 0.48, e si nota come, escluso un intervallo di stabilizzazione iniziale il valore si mantenga su un valore molto simile al valore desiderato. Ciò accade finchè non entra in gioco il controllo in coppia prima, e in potenza dopo. In effetti non si andrà più a lavorare sul picco della caratteristica, ma si lavorerà lungo una caratteristica delimitata dai limiti di coppia e tensione imposti.

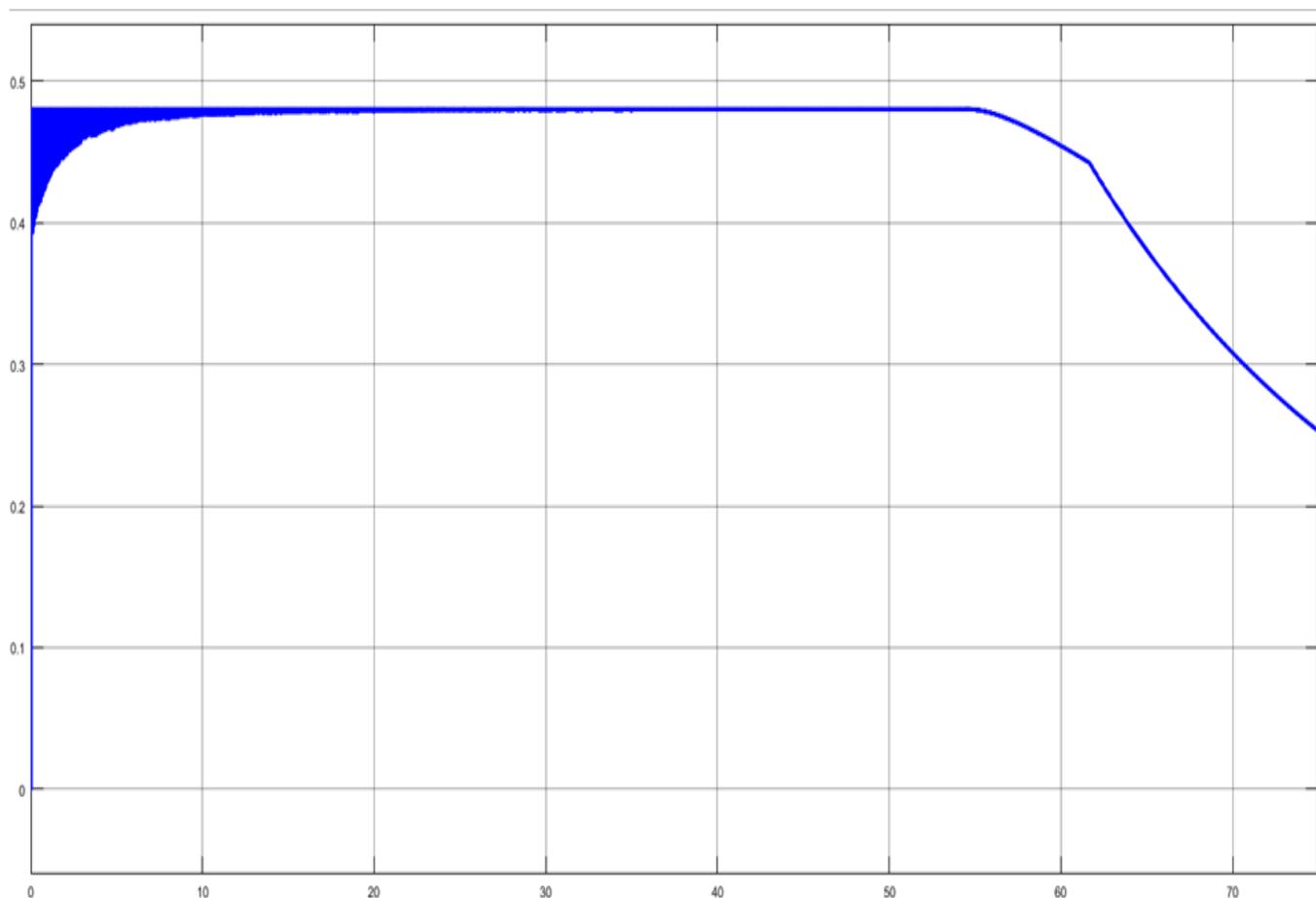


Figura 6. 22 Caratteristica del C_p della turbina

Conclusioni

L'obiettivo di questa tesi è stato lo sviluppo di un sistema di controllo che rispettasse le certificazioni di dimensionamento derivanti da uno studio basato sul ritorno dell'investimento. Si è infatti notato che non conviene dimensionare per grandi potenze e coppie le turbine destinate all'eolico domestico. Questo perché valori elevati del vento si avranno solo per un periodo limitato durante l'anno. Si è preferito quindi dimensionare la turbina per valori inferiori a quelli nominali, sia in termini di coppia che in termini di potenza. Questo ha permesso di ridurre notevolmente l'investimento iniziale e di ottenere comunque una buona efficienza. Finché si lavora con velocità del vento limitate si andrà a lavorare sul Maximum Power Point (MPP). Quando invece le velocità del vento producono caratteristiche che superano i livelli imposti come limite interverranno prima il controllo in coppia, poi quello in potenza. Si è inoltre riusciti a creare un sistema adatto ad ogni tipo di turbina, indipendentemente dalle sue caratteristiche. Questo era un obiettivo che ci si era prefissati in modo da svincolare l'utente dal conoscere le caratteristiche della turbina.

Ringraziamenti

Volevo inoltre porgere un particolare ringraziamento al Prof. Silverio Bognani, che si è sempre dimostrato disponibile e pronto a rispondere chiaramente ad ogni mio dubbio

Bibliografia

- [1] S. Bolognani, appunti del corso di “Azionamenti Elettrici”, 2015
- [2] Nicola Bianchi, Silverio Bolognani, Emanuele Fornasiero, Mattia Morandin and Giorgio Pavesi, “Optmal drive and machine sizing for a self starting, vertical axis, low power wind generator”, 2012
- [3] Mattia Morandin, Emanuele Fornasiero, Silverio Bolognani, Nicola Bianchi, “Torque/Power rating design of an IPM machine for maximum profit-to-cost ratio in wind power generation”, 2011
- [4] Giulia Maso, tesi di laurea magistrale in Ingegneria dell’Automazione, Università degli studi di Padova, “Studio degli algoritmi di controllo di azionamenti per microgeneratore eolico”, relatore Prof. Silverio Bolognani, anno accademico 2012/2013
- [5] Matteo Papa, tesi di laurea magistrale in Ingegneria Elettrica, Università degli studi di Padova, “Sviluppo di un banco con motori SPM per l’emulazione di turbine eoliche e di generatori IPM per la sperimentazione di algoritmi MPPT