

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI
PADOVA



FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria dell'Automazione

**STUDIO DEGLI ALGORITMI DI
CONTROLLO DI AZIONAMENTI PER
MICROGENERATORE EOLICO**

Laureanda:
Giulia Maso

Relatore:

Ch.mo Prof. Ing. Silverio Bolognani

Correlatore:

Dott. Ing. Mattia Morandin

Anno Accademico 2012/2013

A mia nonna...

*A colui che guarda razionalmente il mondo,
il mondo a sua volta presenta un aspetto razionale. Il rapporto é reciproco.*

— Georg Wilhelm Friedrich Hegel

Indice

1	Introduzione	14
1.1	Sfruttamento dell'energia eolica	14
1.2	Il vento come risorsa energetica	15
2	Il microgeneratore eolico	19
2.1	Principio di funzionamento	19
2.2	Tipologie di aerogeneratori per il microeolico	25
3	L'azionamento elettrico	31
3.1	Il motore sincrono a magneti permanenti interni IPMSM	32
3.1.1	Principio di funzionamento ed equazioni	33
3.1.2	Limiti e regioni di funzionamento	34
3.2	Il sistema di controllo	41
4	Algoritmi di massimizzazione della potenza estratta (MPPT)	45
4.1	Tipologie di algoritmi MPPT	47
4.2	Simulazioni	51
4.2.1	Algoritmo b) - Signal Feedback	52
4.2.2	Algoritmo c) - Perturb&Observe	55
4.2.3	Caso ibrido b) e c)	64
4.2.4	Analisi con velocità del vento variabile	68
4.3	Algoritmi di MPPT avanzati	70
4.3.1	Algoritmi di MPPT per le alte velocità	70
4.3.2	Il problema delle inerzie	88
5	Conclusioni	96

Ringraziamenti	98
Bibliografia	99

Elenco delle figure

1.1	Istogramma della durata percentuale della velocità del vento	17
1.2	Istogramma della frequenza della velocità del vento	17
2.1	Tubo di flusso di Betz	20
2.2	Sezione del tubo di flusso di Betz	21
2.3	Curva $C_p - \lambda$	24
2.4	Sezione di una pala eolica	25
2.5	Profilo alare e forze aerodinamiche	26
2.6	Turbina ad asse orizzontale	28
2.7	Turbina Savonius	29
2.8	Principio di funzionamento di una turbina Savonius	29
2.9	Turbine Darrieus	30
2.10	Turbina Darrieus-Savonius	30
3.1	Schema dell'azionamento elettrico	31
3.2	Schema a blocchi di un motore IPM	35
3.3	Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo	37
3.4	Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo con I_{cc} piccola	39
3.5	Sistema di controllo di un azionamento elettrico	41
3.6	Schema del controllo di un azionamento IPM	42
3.7	Controllori PID sincroni con il rotore	42
3.8	Schema del controllore PI con anti-windup	43
4.1	Curve delle potenze in funzione della velocità rotorica	45
4.2	Curve delle coppie in funzione della velocità rotorica	46
4.3	Schema del controllo Tip Speed Ratio	47

4.4	Schema del controllo Signal Feedback	48
4.5	Schema del controllo Perturba e Osserva	48
4.6	Diagramma di flusso dell' algoritmo Perturba e Osserva	49
4.7	Movimento dell' algoritmo Perturba e Osserva	50
4.8	Malfunzionamento dell' algoritmo Perturba e Osserva	50
4.9	Schema generale delle simulazioni	51
4.10	Tabella dei dati costruttivi della turbina	52
4.11	Tabella dei dati costruttivi del motore	52
4.12	Schema delle simulazioni per l' algoritmo Signal Feedback	53
4.13	Velocità di rotazione	54
4.14	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	54
4.15	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	55
4.16	Coefficiente di potenza	55
4.17	Schema Simulink dell' algoritmo Perturb&Observe	56
4.18	Velocità di rotazione	57
4.19	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	57
4.20	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	58
4.21	Coefficiente di potenza	58
4.22	Velocità di rotazione	59
4.23	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	60
4.24	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	60
4.25	Coefficiente di potenza	61
4.26	Velocità di rotazione	62
4.27	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	62
4.28	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	63
4.29	Coefficiente di potenza	63
4.30	Schema Simulink dell' azionamento	64
4.31	Schema dell' algoritmo MPPT-Look up tables	65
4.32	Schema dell' algoritmo MPPT-Passo di aggiornamento	65
4.33	Velocità di rotazione	66
4.34	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	66

4.35	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	67
4.36	Coefficiente di potenza	67
4.37	Profilo del vento a sinusoidale	69
4.38	Coefficiente di potenza	69
4.39	Profilo del vento di Weibull	70
4.40	Profilo del vento casuale	70
4.41	Coefficiente di potenza	71
4.42	Velocità di rotazione	72
4.43	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	73
4.44	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica	73
4.45	Coefficiente di potenza	74
4.46	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica con basso attrito	74
4.47	Confronto tra potenza meccanica ed elettrica con basso attrito	75
4.48	Caso 1	76
4.49	Caso 2	76
4.50	Caso 3	77
4.51	Schema decisionale per l'applicazione del flux weakenig	78
4.52	Schema a blocchi dell'azionamento con flux weakenig	79
4.53	Limiti di corrente e tensione coincidenti	79
4.54	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	80
4.55	Potenza attiva	80
4.56	Coefficiente di potenza	81
4.57	Tensione di statore	81
4.58	Limite di corrente minore del limite di tensione	82
4.59	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	82
4.60	Potenza attiva	83
4.61	Coefficiente di potenza	83
4.62	Tensione di statore	84
4.63	Limite di tensione minore del limite di corrente	84
4.64	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	85
4.65	Potenza attiva	85

4.66	Coefficiente di potenza	86
4.67	Tensione di statore	86
4.68	Confronto tra coppia meccanica ed elettrica	87
4.69	Potenza attiva	88
4.70	Tensione di statore	88
4.71	Cambiamento di velocità di vento	89
4.72	Grafico della costante di tempo in funzione della velocità del vento	91
4.73	Confronto tra diverse variazioni di velocità del vento	91
4.74	Profilo del vento ad onda quadra	92
4.75	Coefficienti di potenza relativi ai profili del vento ad onda quadra	92
4.76	Profilo del vento a rampa	92
4.77	Coefficienti di potenza relativi al profilo del vento a rampa	93
4.78	Coefficienti di potenza con profilo del vento salita/discesa ($3 - 4m/s$)	93
4.79	Coefficienti di potenza con profilo del vento salita/discesa ($8 - 9m/s$)	94

Sommario

Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili l'energia eolica é sicuramente una tra le piú attraenti nei siti ove vi é una naturale abbondanza, in virtú anche dei bassi costi di mantenimento dei sistemi di produzione installati. Inoltre, negli ultimi anni lo sviluppo tecnologico della turbine eoliche ha portato ad una forte integrazione dei sistemi di microgenerazione all'interno delle aree urbane permettendo cosí di alimentare numerose utenze private e nel contempo di limitare l'impatto acustico e visivo. Scopo di questa tesi é 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. In particolare sono stati studiati differenti algoritmi presenti in letteratura, valutandone le prestazioni in base alle informazioni a disposizione dell'algoritmo come la conoscenza dei parametri della turbina o la velocitá del vento. Infine sono state proposte delle soluzioni di miglioramento degli algoritmi stessi che rispondono ad alcuni problemi riscontrati: in particolare il deficit di efficienza causato dalle inerzie meccaniche ed il controllo del sistema di conversione dell'energia per velocitá del vento elevate. Tutti i test sono stati condotti modellando turbina e azionamento elettrico con l'utilizzo del software Matlab e sono corredati da numerose simulazioni.

Capitolo 1

Introduzione

1.1 Sfruttamento dell'energia eolica

Il ricorso a sistemi in grado di generare energia "pulita" e sostenibile sta avendo in questi ultimi anni un notevole incremento, grazie anche alla spinta emotiva conseguente i problemi climatici e di approvvigionamento delle risorse cui va incontro il nostro pianeta. Nel mondo la produzione di energia elettrica da fonte eolica ha avuto un trend estremamente positivo negli ultimi anni raggiungendo a fine 2010 un valore di potenza installata prossimo ai 200 GW. Le prospettive di sviluppo per i prossimi anni sono ancora piú promettenti, dal momento che si prevede nel 2015 piú del raddoppio della potenza installata nel mondo (450 GW) e, secondo l'Unione Europea, la copertura da fonte eolica in Europa nel 2020 sará di circa il 12% del consumo totale dell'energia elettrica [1]. Lo sviluppo della produzione di energia eolica ha inoltre notevolmente contribuito a ridurre i costi della tecnologia innescando cosí una crescita positiva, sospinta anche dai contributi concessi a questi impianti. In Italia si é avuta una buona diffusione degli impianti eolici, con circa 5800 MW a fine 2010 (terza in Europa, sesta nel mondo) e si prevede che gli impegni assunti dall'Italia in ambito Europeo porteranno, entro il 2020, ad un raddoppio della potenza installata onshore, per ulteriori 6200 MW, ed alla realizzazione di 680 MW di impianti offshore. Tuttavia, nonostante l'elevato interesse per l'energia eolica, il coinvolgimento dell'industria nazionale (in particolare medie e grandi imprese) é stato scarso e anche le attivitá di ricerca e sviluppo nel settore sono risultate modeste. In particolare, accanto agli impianti di media e grossa taglia, vi é un'altro settore di cui spesso vengono

trascurate le potenzialità: il microeolico. Questi impianti eolici di piccolissime dimensioni (da pochi kW fino a $20kW$) trovano applicazioni diverse da quelle tipicamente industriali, come abitazioni private, infrastrutture turistiche, strutture isolate e utenze pubbliche [2]. É bene dunque sottolineare che per la peculiarità delle esigenze a cui devono rispondere, le applicazioni di microeolico richiedono soluzioni semplificate e concepite ad hoc, irripetibili su macchine di taglia differente e costituiscono quindi un settore tecnologicamente distinto e non necessariamente correlato a quello delle macchine di media e grossa taglia. Nel microeolico inoltre, come in tutti gli altri impianti da fonte rinnovabile di piccola taglia, é stata decretata l'assenza di imposizione fiscale per potenze nominali inferiori ai $20 kW$, fatto che rende ancora più incentivante lo studio di nuove soluzioni tecnologiche in questo settore.

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 é 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 é quindi lo spostamento di una massa d'aria più o meno veloce tra zone di diversa pressione; tanto più alta é la differenza di pressione, tanto più veloce sarà lo spostamento d'aria e quindi tanto più forte sarà il vento. Tuttavia é bene sottolineare che il vento non spira nella direzione congiungente il centro dell'alta pressione con quello della bassa pressione ma devia verso l'emisfero boreale circolando attorno ai centri di alta pressione in senso orario e attorno ai centri di bassa pressione in verso opposto. La deviazione 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 é 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 [3]. 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 1.1, è riportata in percentuale la durata per cui la velocità effettiva è superiore a quella indicata.

Dall'istogramma di figura 1.1 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 [3] 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

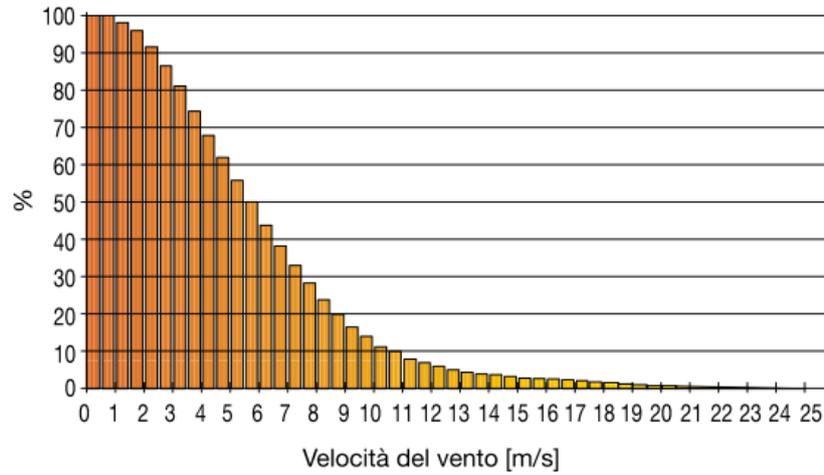


Figura 1.1 *Istogramma della durata percentuale della velocità del vento*

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

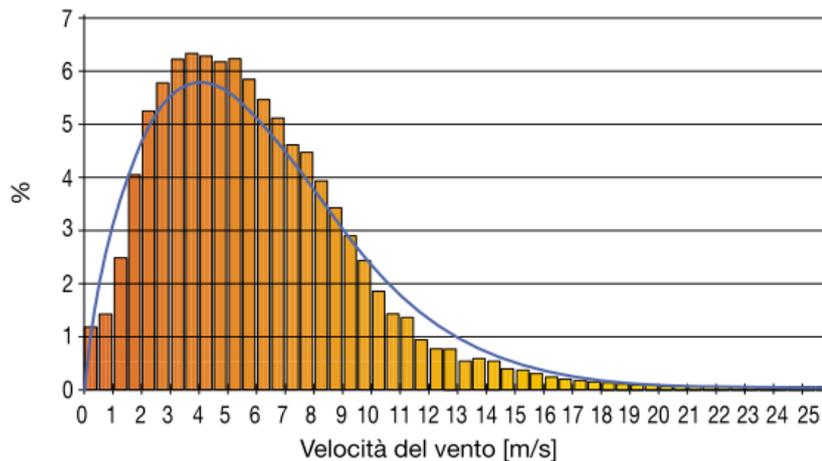


Figura 1.2 *Istogramma della frequenza della velocità del vento*

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

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

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.

Capitolo 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 é data da

$$E_c = \frac{1}{2}m * v_1^2 \quad (2.1)$$

ed essendo la portata della massa d'aria $q = \frac{dm}{dt}$, la potenza prodotta da una massa d'aria di portata q é 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 é il coefficiente di attrito dell'aria ed A é 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 $A = \frac{\pi * D^2}{4}$ dove D é il diametro del rotore mentre, per un rotore ad asse verticale, si ha $A = \frac{2}{3}L * H$ 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.

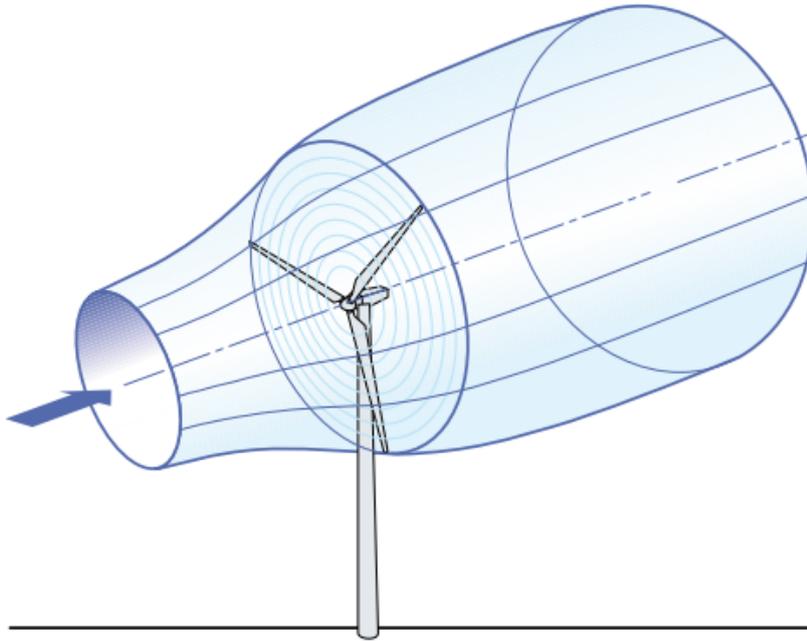


Figura 2.1 *Tubo di flusso di Betz*

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, nè a monte, nè a valle di essa
- Il vento é stazionario e di intensit  costanta con la quota
- Non ci sono effetti rotatori sulla massa d'aria
- Si trascura la comprimibilit  dell'aria, ossia la densit    assunta costante

Tanto maggiore   l'energia cinetica che la turbina riesce ad estrarre dal vento, tanto minore sar  la velocit  del vento che lascia la turbina stessa. Il vento viene di conseguenza frenato e la diminuzione della velocit  della vena fluida in ingresso ed in uscita dal tubo di flusso ha come risultato (considerando portata e densit  costanti) l'aumento della sezione del tubo di flusso stesso. Inoltre, partendo dalla pressione atmosferica in ingresso al tubo, la diminuzione graduale di velocit  lungo il tubo di flusso determina un aumento di pressione, la quale cala bruscamente sul disco per poi ritornare gradualmente alla pressione atmosferica in uscita dal tubo di flusso.

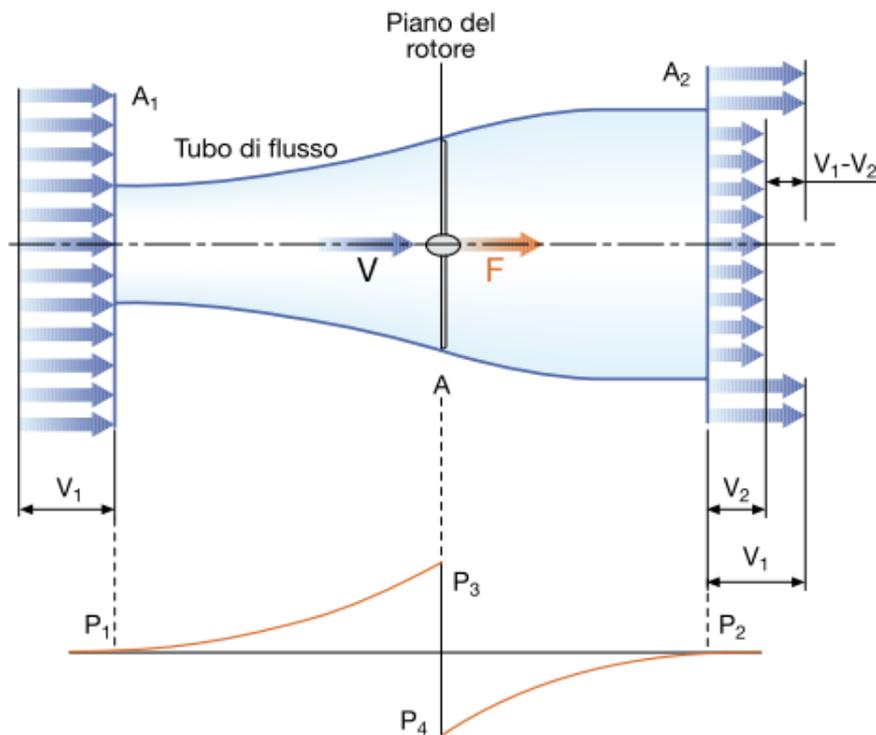


Figura 2.2 *Sezione del tubo di flusso di Betz*

Si consideri dunque la velocit  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 é 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 é conseguenza dell'utilizzo della quantità di moto

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

La seconda espressione é dunque data da

$$P = \rho * A * v * (v_1 - a * v_1) * v = \rho * A * v^2 * (v_1 - a * v_1) \quad (2.7)$$

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

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

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

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

La grandezza riportata tra parentesi quadre prende il nome di *coefficiente di potenza teorico* C_{pt} che, ricordando la formula 2.3, é 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 é pari ad $\frac{1}{3}$.

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 [3].

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 raggiunger 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

$$P_e = \eta_e \eta_m * P \quad (2.12)$$

dove η_e é il rendimento del generatore elettrico e η_m il rendimento meccanico complessivo dell'albero di trasmissione tra turbina e rotore del generatore.

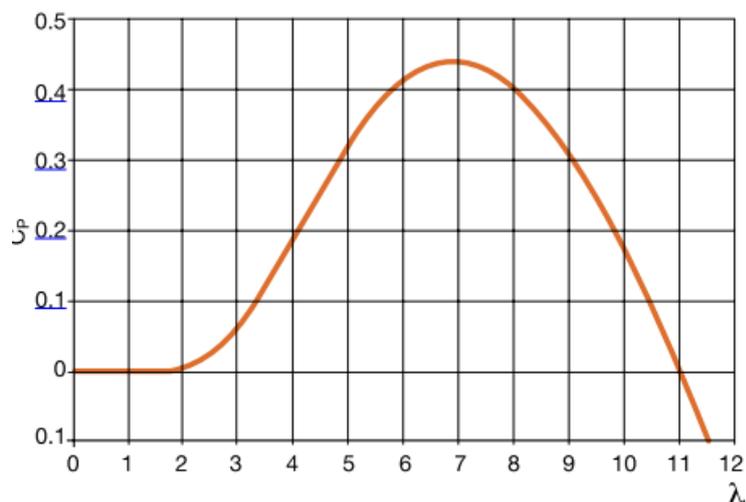


Figura 2.3 Curva $C_p - \lambda$

Le caratteristiche aerodinamiche della pala eolica sono assegnate mediante il legame $TSR - C_p$

Il TSR (Tip Speed Ratio), identificato con il parametro λ , é definito come il rapporto tra la velocità tangenziale all'estremità della pala e la velocità del vento in ingresso al tubo di flusso.

$$\lambda = \frac{\Omega R}{v_1} \quad (2.13)$$

dove R é il raggio del rotore della turbina.

Il legame $\lambda - C_p$ é 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

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda \quad (2.14)$$

dove

$$\lambda_i^{-1} = (\lambda + 0.08\beta)^{-1} - 0.035(\beta^3 + 1)^{-1} \quad (2.15)$$

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 é massima ($C_p = C_{pmax}$ in

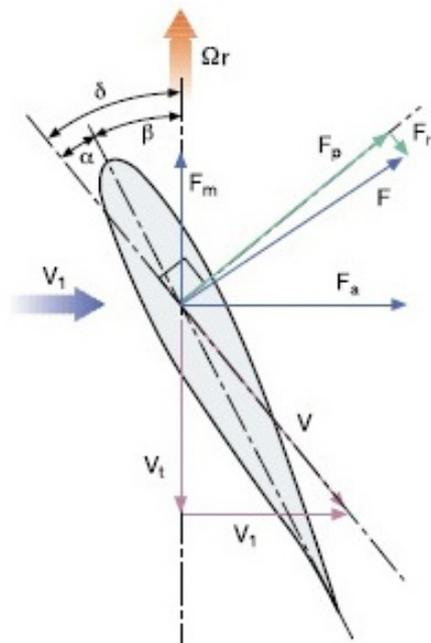


Figura 2.4 Sezione di una pala eolica

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.

2.2 Tipologie di aerogeneratori per il microeolico

Una turbina eolica (o aerogeneratore) 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; poiché 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 e forze aerodinamiche*

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 (assente nel caso di

generatori sincroni a presa diretta), i freni, un'altra parte del sistema di controllo (che deve azionare i freni meccanici in caso di sovraccarico, guasto o per manutenzione), gli attuatori del "pitch control" (controllo del passo) e dello "yaw control" (controllo dell'imbardata). "L'angolo di pitch", o angolo di calettamento, come già detto, é l'angolo che assume la pala rispetto al piano di rotazione del rotore e tramite una sua variazione é possibile regolare l'incidenza del vento sulla pala e di conseguenza effettuare una regolazione attiva della macchina. L'angolo di "yaw" é 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" é 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 orizzotale 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 é 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 possibilitá di utilizzare un rotore flessibile per resistere ai venti forti. Le HAWT possiedono valori di λ piú elevati di tutti gli altri aerogeneratori, variando da 4 a 7 con una media di 5.5. Lavorando con λ cosí elevati hanno la capacitá 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'affidabilitá complessiva degli organi in movimento.

Le turbine ad asse verticale, pur essendo meno note delle precedenti (costituiscono infatti l'1% delle turbine totali installate nel mondo), sono piú 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 piú 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.



Figura 2.6 *Turbina ad asse orizzontale*

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.

La turbina Savonius è una turbina "a resistenza" ed è la tipologia più semplice. È costituita da due o quattro lamiere verticali curvate a semicirconferenza fissate ad un

albero centrale ed in opposizione tra loro.



Figura 2.7 *Turbina Savonius*

Il vento, andando ad impattare su uno dei semicilindri mette in rotazione l'albero. In questo modo mentre un semicilindro vede lentamente ridurre 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.

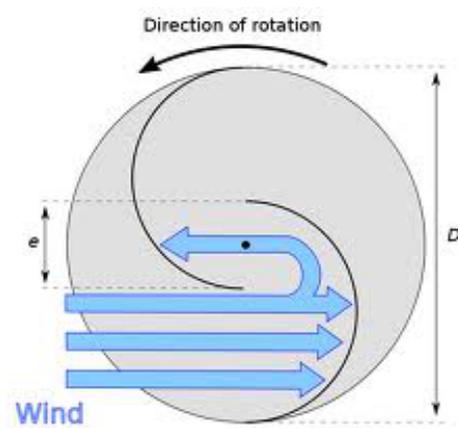


Figura 2.8 *Principio di funzionamento di una turbina Savonius*

Il principale problema di tale tipo di macchine, che ne limita le prestazioni, é di avere un semicilindro che si muove controvento limitando la coppia che puó essere prodotta, però come tutte le macchine verticali non ha bisogno di essere orientato al vento per funzionare in modo ottimale.

Le turbine Darrieus sono turbine ad asse verticale "a portanza" poiché 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. Il nome Darrieus si riferisce a tre classi di turbine ad asse verticale: "eggbeater", "H-type" e Darrieus elicoidale che si differenziano tra di loro solo per la forma delle pale.

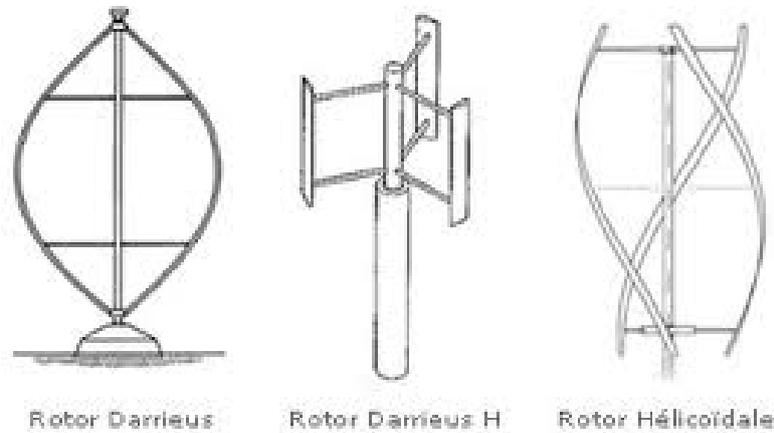


Figura 2.9 *Turbine Darrieus*

Rispetto alla turbina "a resistenza" Savonius, quella Darrieus (e tutte le turbine "a portanza") offrono delle efficienze maggiori perché 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 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.



Figura 2.10 *Turbina Darrieus-Savonius*

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.

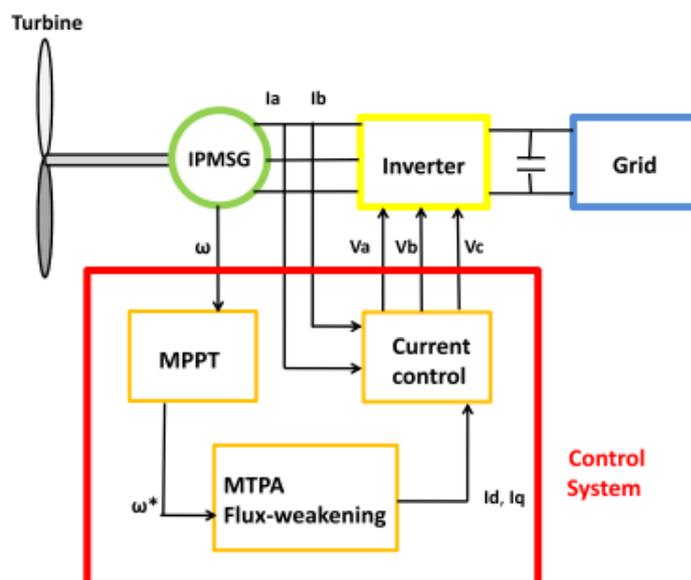


Figura 3.1 Schema dell'azionamento elettrico

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 é il generatore. Attualmente lo scopo principale é 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 piú 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. Ciò ha come conseguenza 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 di questo tipo di motori sta nel maggiore 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 é 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 é scelto di utilizzare come generatore un motore brushless IPM (Interior Permanent Magnet).

3.1.1 Principio di funzionamento ed equazioni

Questo tipo di generatore é formato da una parte fissa detta statore al cui interno ruota una parte cilindrica detta rotore. Nelle cave dello statore é 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

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

dove Λ_{mg} é il massimo flusso concatenato con ciascuna fase per effetto del magnete permanente e θ_{me} é l'angolo tra l'asse della fase a e quella del campo prodotto dal magnete. Quando il rotore é messo in rotazione, il campo magnetico solidale con il rotore é 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.

$$\begin{cases} e_a = \frac{d\lambda_{a,mg}}{dt} \\ e_b = \frac{d\lambda_{b,mg}}{dt} \\ e_c = \frac{d\lambda_{c,mg}}{dt} \end{cases} \quad (3.1)$$

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

$$\begin{cases} \lambda_a = \lambda_{a,mg} + \lambda_{a,i} \\ \lambda_b = \lambda_{b,mg} + \lambda_{b,i} \\ \lambda_c = \lambda_{c,mg} + \lambda_{c,i} \end{cases} \quad (3.2)$$

Le equazioni che legano tensioni e correnti del generatore sono dunque

$$\begin{cases} u_a = Ri_a + L \frac{d\lambda_a}{dt} \\ u_b = Ri_b + L \frac{d\lambda_b}{dt} \\ u_c = Ri_c + L \frac{d\lambda_c}{dt} \end{cases} \quad (3.3)$$

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) [4]

$$\begin{aligned} \bullet \quad u_d &= R_d i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - \omega_{me} L_q i_q \\ \bullet \quad u_q &= R_q i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - \omega_{me} L_d i_d + \omega_{me} \Lambda_{mg} \end{aligned} \quad (3.4)$$

dove L_d e L_q sono le induttanze sincrone dirette e in quadratura ed ω_{me} é 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 é una coppia di tipo resistente T_e .

$$T_e = \frac{3}{2} p \Lambda_{mg} + \frac{3}{2} p (L_d - L_q) i_d i_q \quad (3.5)$$

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

$$T_e = T_m + J \frac{d\omega}{dt} + B\omega \quad (3.6)$$

dove B é 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 limiti, costituiti dai valori di targa del motore e dagli analoghi valori nominali

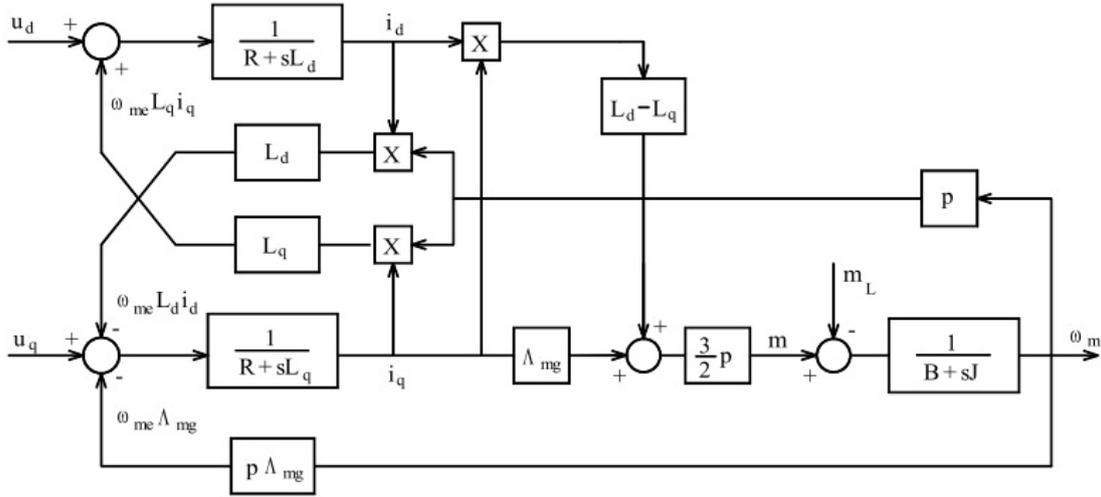


Figura 3.2 Schema a blocchi di un motore IPM

del sistema di alimentazione; tuttavia in questa sede, per un'analisi piú 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 é 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 é 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:

$$I_d^2 + I_q^2 \leq I_N^2 \quad (3.7)$$

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

$$U_d^2 + U_q^2 \leq U_N^2 \quad (3.8)$$

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 (3.4) si riscrivono come

$$\begin{aligned} U_d &= RI_d - \Omega_{me}L_qI_q \\ U_q &= RI_q + \Omega_{me}L_dI_d + \Omega_{me}\Lambda_{mg} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Le (3.9) 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

$$(\Omega_{me}L_qI_q)^2 + (\Omega_{me}L_dI_d + \Omega_{me}\Lambda_{mg})^2 \leq U_N^2 \quad (3.10)$$

Infine la (3.10) si può riordinare come

$$\left(I_d + \frac{\Lambda_{mg}}{L_d}\right)^2 + \left(\frac{L_q}{L_d}I_q\right)^2 \leq \frac{U_N^2}{\Omega_{me}^2} \quad (3.11)$$

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. [4]

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

$$\begin{aligned} I_{cd} &= \frac{-\Lambda_{mg}}{L_d} \\ I_{cq} &= 0 \end{aligned} \quad (3.12)$$

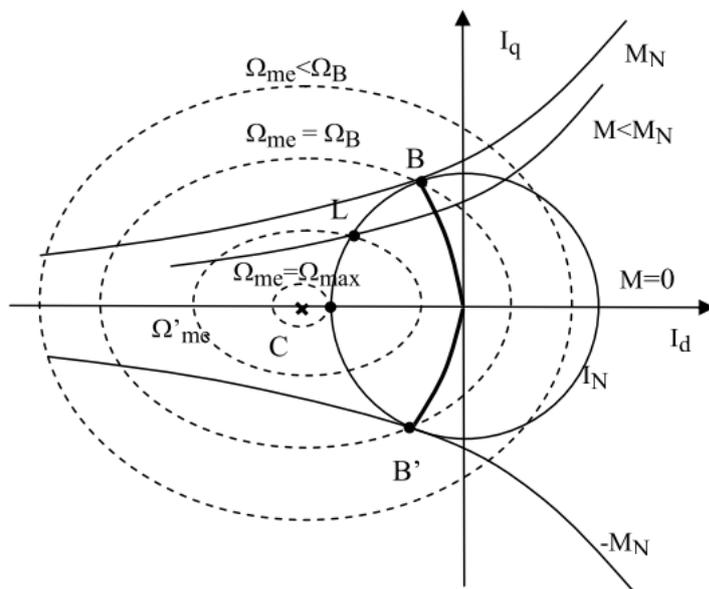


Figura 3.3 Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo

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

$$I_q = \frac{2}{3p} \frac{M}{\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d} \quad (3.13)$$

che é 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 é, ovviamente, quello a sinistra (nel semipiano ove é collocata l'origine del piano) perché consente di ottenere la stessa coppia con minor corrente. Sulla figura (3.3) é 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:

$$\frac{dI_d}{dI_q} = \frac{I_q(L_q - L_d)}{\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d} \quad (3.14)$$

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:

$$I_q = \pm \sqrt{\frac{I_d[\Lambda_{mg} + (L_d - L_q)I_d]}{L_q - L_d}} \quad (3.15)$$

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:

$$\Omega_{max} = \frac{U_N}{\Lambda_{mg} - L_d I_N} \quad (3.16)$$

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)

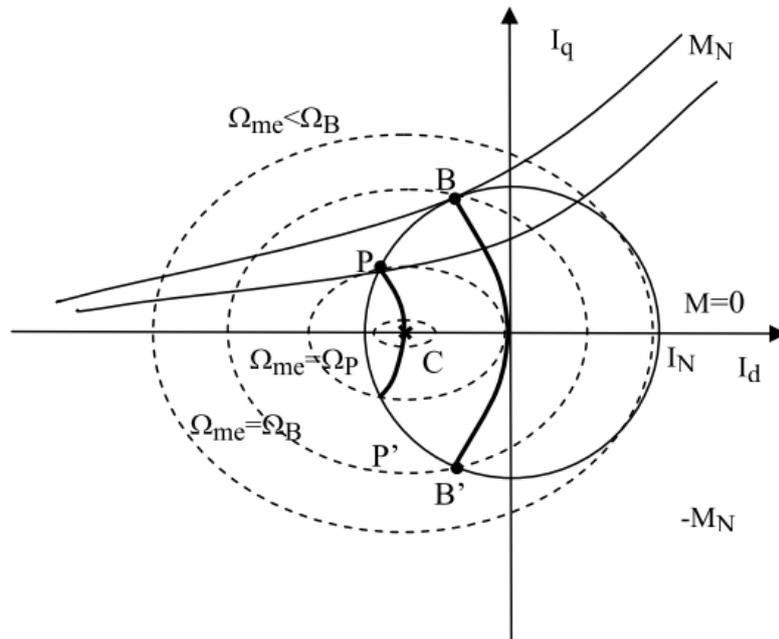


Figura 3.4 *Limiti di funzionamento del motore brushless isotropo con corrente di corto circuito piccola*

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 é 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' , é 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 (traslata) 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:

$$I_q = \pm \frac{L_d}{L_q} \sqrt{\frac{-I_d + \frac{\Lambda mg}{L_d} [\Lambda mg + (L_d - L_q) I_d]}{L_q - L_d}} \quad (3.17)$$

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 é mostrato in figura 3.5

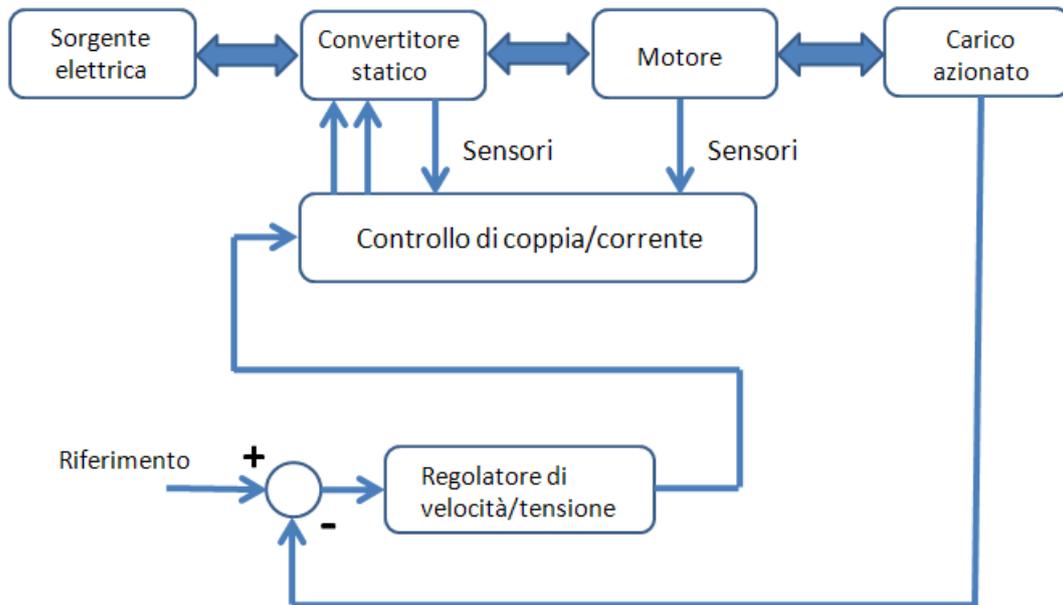


Figura 3.5 *Sistema di controllo di un azionamento elettrico*

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).

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 é 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 $\omega_{me} = \frac{d\theta_{me}}{dt}$ e dove solitamente si fa riferimento a dei tradizionali controllori PID, rappresentati in figura 3.7.

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 é 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 é stata condotta manualmente tenendo conto delle caratteristiche dell'azione proporzionale (aumenta la prontezza del sistema ma con valori alti

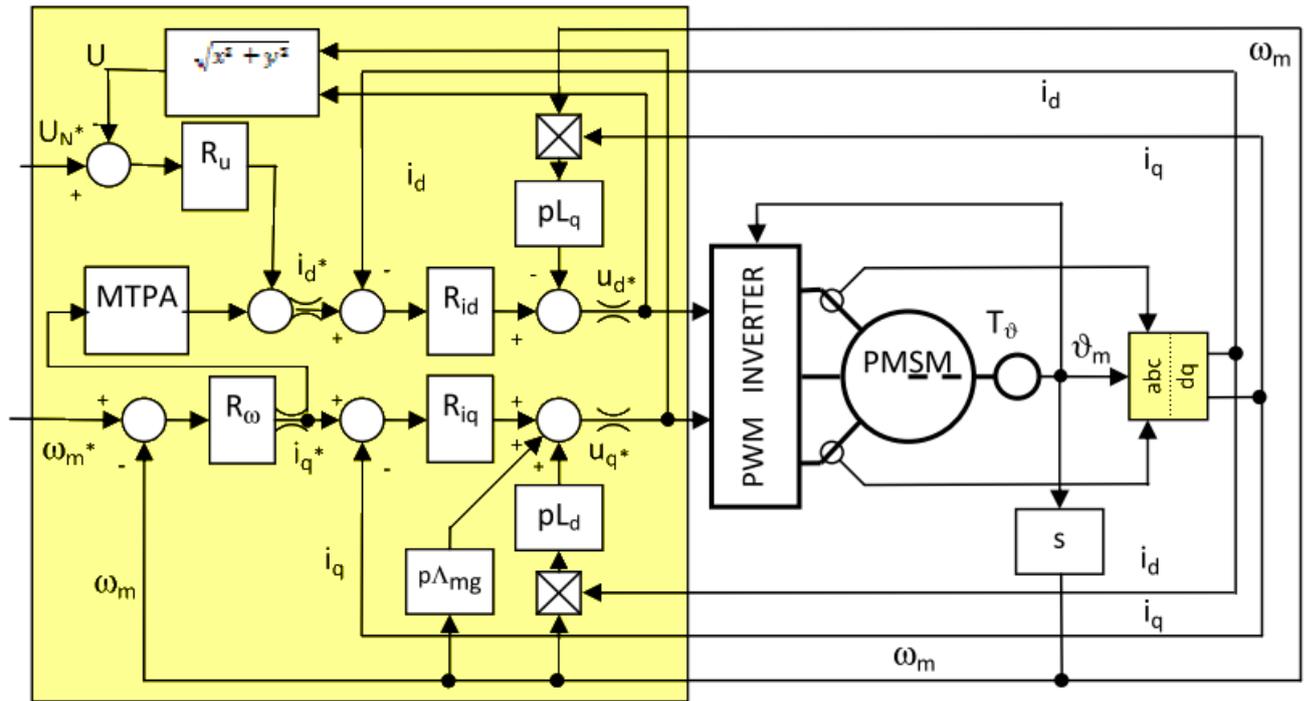


Figura 3.6 Schema del controllo di un azionamento IPM

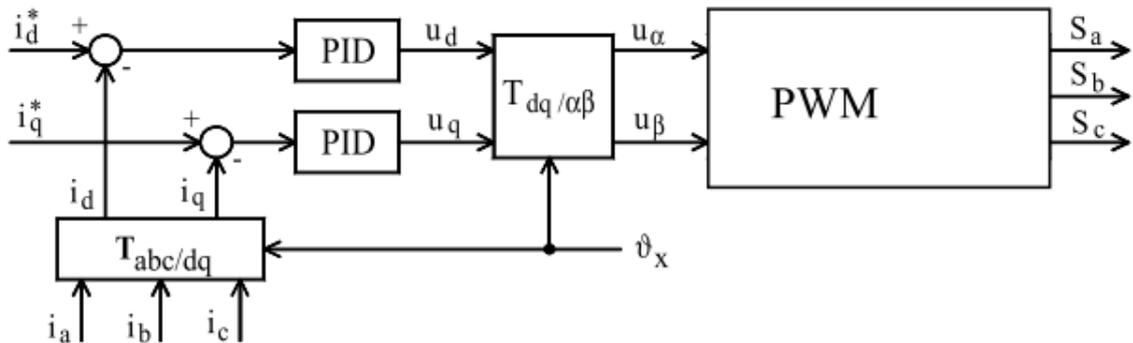


Figura 3.7 Controllori PID sincroni con il rotore

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 sovralongazione 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_i (detta tracking time constant); tale costante può essere posta pari a $T_i = \frac{K_i}{K_p}$ nel caso l'azione derivativa manchi.

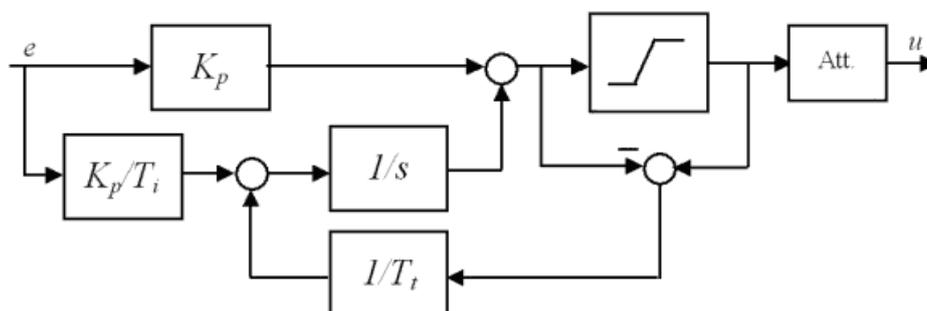


Figura 3.8 Schema del controllore PI con anti-windup

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

$$G_c(s) = \frac{U(s)}{U^*(s)} = \frac{1}{1 + s\tau_c} \quad (3.18)$$

con τ_c legato al periodo di modulazione T_c dell'invertitore ($\tau_c = \frac{T_c}{2}$). 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 pó maggiori della tensione massima accettabile continuativamente dal motore. Per semplicitá i due limitatori a volte applicano limiti fissi predeterminati sui due canali (limitazione rettangolare delle tensioni); in soluzioni piú curate invece si realizza una limitazione circolare dinamica imponendo cioé 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 piú negativi cosí 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 é tra i piú importanti obiettivi da perseguire nel progetto del controllo di una turbina eolica. Nel caso siano noti sia la velocitá del vento, sia i parametri caratteristici della turbina, ció é facilmente attuabile a partire dai grafici 4.1 e 4.2

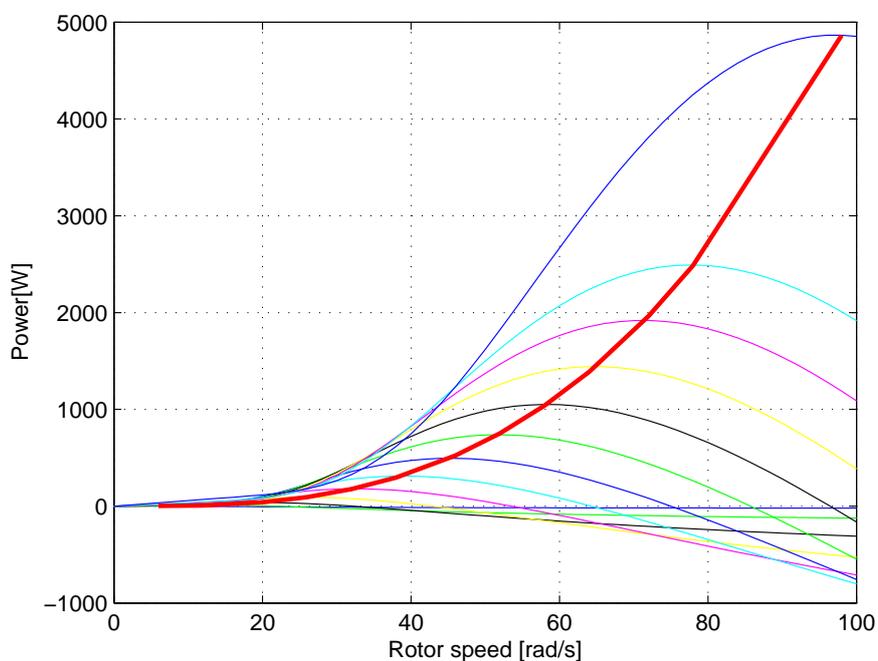


Figura 4.1 *Curve delle potenze in funzione della velocitá rotorica*

che rappresentano le curve della potenza generata e della coppia disponibile

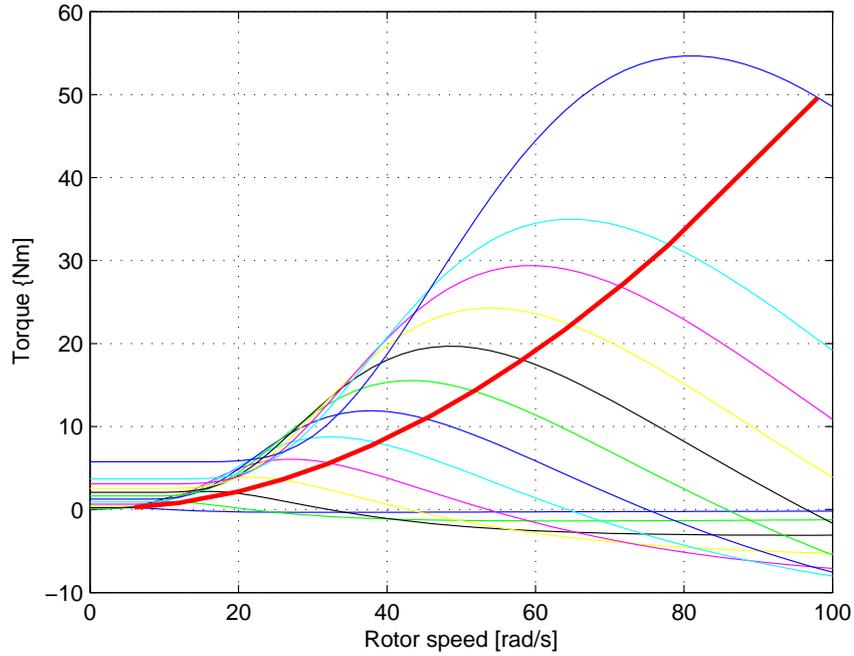


Figura 4.2 *Curve delle coppie in funzione della velocità rotorica*

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

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

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 [5]. 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 [6]: il controllo del Tip Speed Ratio (TSR), il controllo di feedback dei segnali (SF) ed il metodo Perturb & Observe (P&O).

Caso a) Nel controllo del TSR, il cui schema di principio è rappresentato in figura 4.3, l'algoritmo regola la velocità angolare del generatore in modo da mantenere il TSR (λ , 2.13) 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.

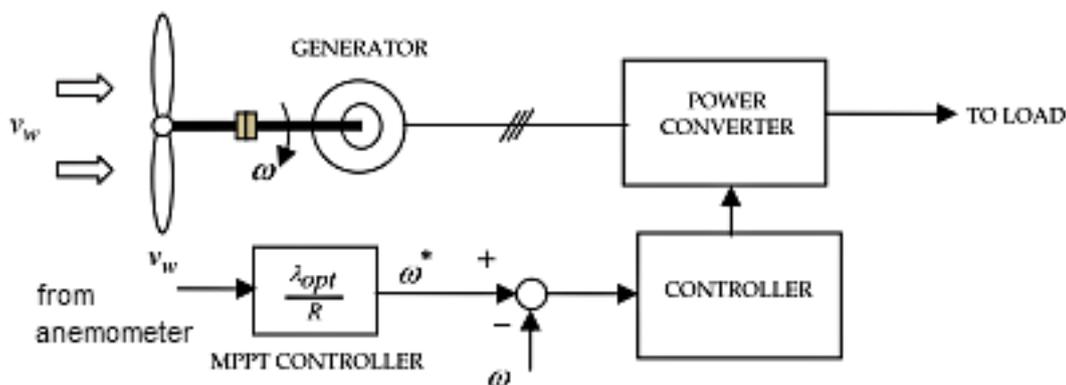


Figura 4.3 Schema del controllo Tip Speed Ratio

Caso b) Nel controllo di feedback dei segnali, figura 4.4 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.

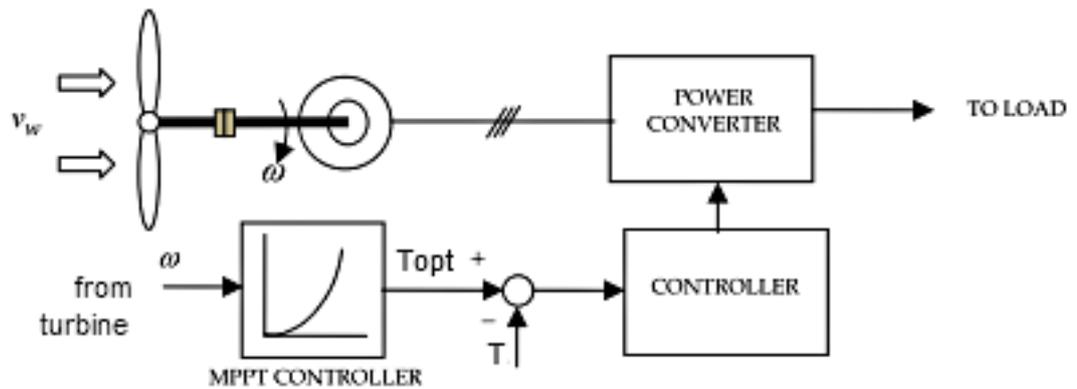


Figura 4.4 *Schema del controllo Signal Feedback*

Caso c) L'algoritmo di controllo Perturba e Osserva (P&O), figura 4.5, 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.

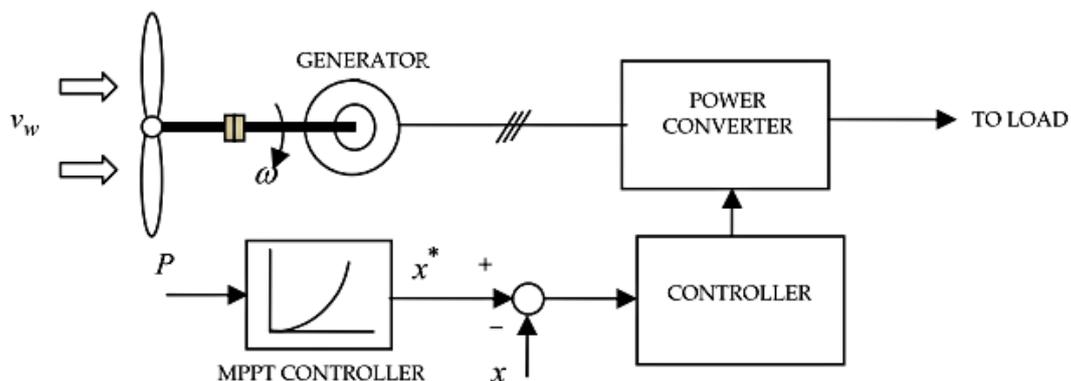


Figura 4.5 *Schema del controllo Perturba e Osserva*

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 é schematizzato nel diagramma di flusso di figura 4.6

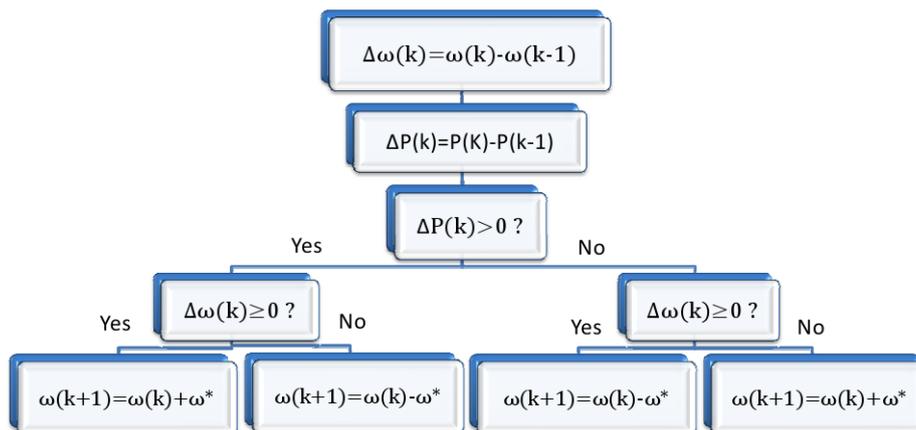


Figura 4.6 Diagramma di flusso dell'algoritmo Perturba e Osserva

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 é 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 é illustrato in figura 4.7.

L'algoritmo P&O soffre tuttavia di un calo di efficienza in presenza di veloci cambiamenti delle condizioni atmosferiche, come descritto in figura 4.8. 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

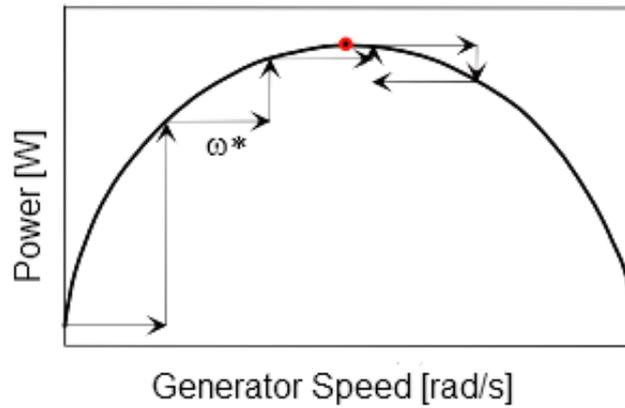


Figura 4.7 Movimento dell'algoritmo Perturba e Osserva

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.

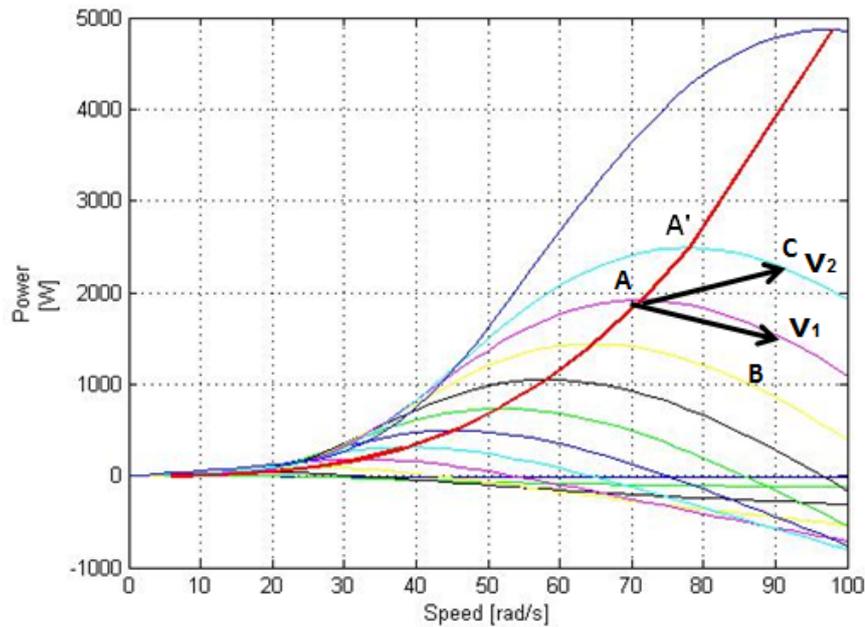


Figura 4.8 Malfunzionamento dell'algoritmo Perturba e Osserva

4.2 Simulazioni

Di seguito sono proposti i test delle due tipologie di algoritmi b) e c) precedentemente descritte. Le simulazioni di tutti i modelli sono state eseguite tramite software Matlab e fanno riferimento allo schema generale di figura 4.9. Nello schema si osserva l'unità relativa alla macchina elettrica (blocco bianco), che contiene le equazioni 3.4 del motore IPM e 3.5 del carico meccanico oltre al modello statico della turbina (blocco arancione) che, date le caratteristiche costruttive, fornisce il valore della potenza meccanica (equazione 4.1) e della coppia disponibile (equazione 4.2). Queste due unità sono collegate al sistema di controllo, costituito dai controllori di corrente (blocchi arancioni) e dall'anello di velocità (blocco verde). Il segnale di riferimento di quest'ultimo è fornito dal blocco dell'algoritmo MPPT, la cui struttura interna varia in base alle diverse tipologie di algoritmo simulato. Nelle figure 4.10 e 4.11 sono riportati i valori utilizzati per le simulazioni, rispettivamente i dati costruttivi della turbina e quelli relativi al motore IPM.

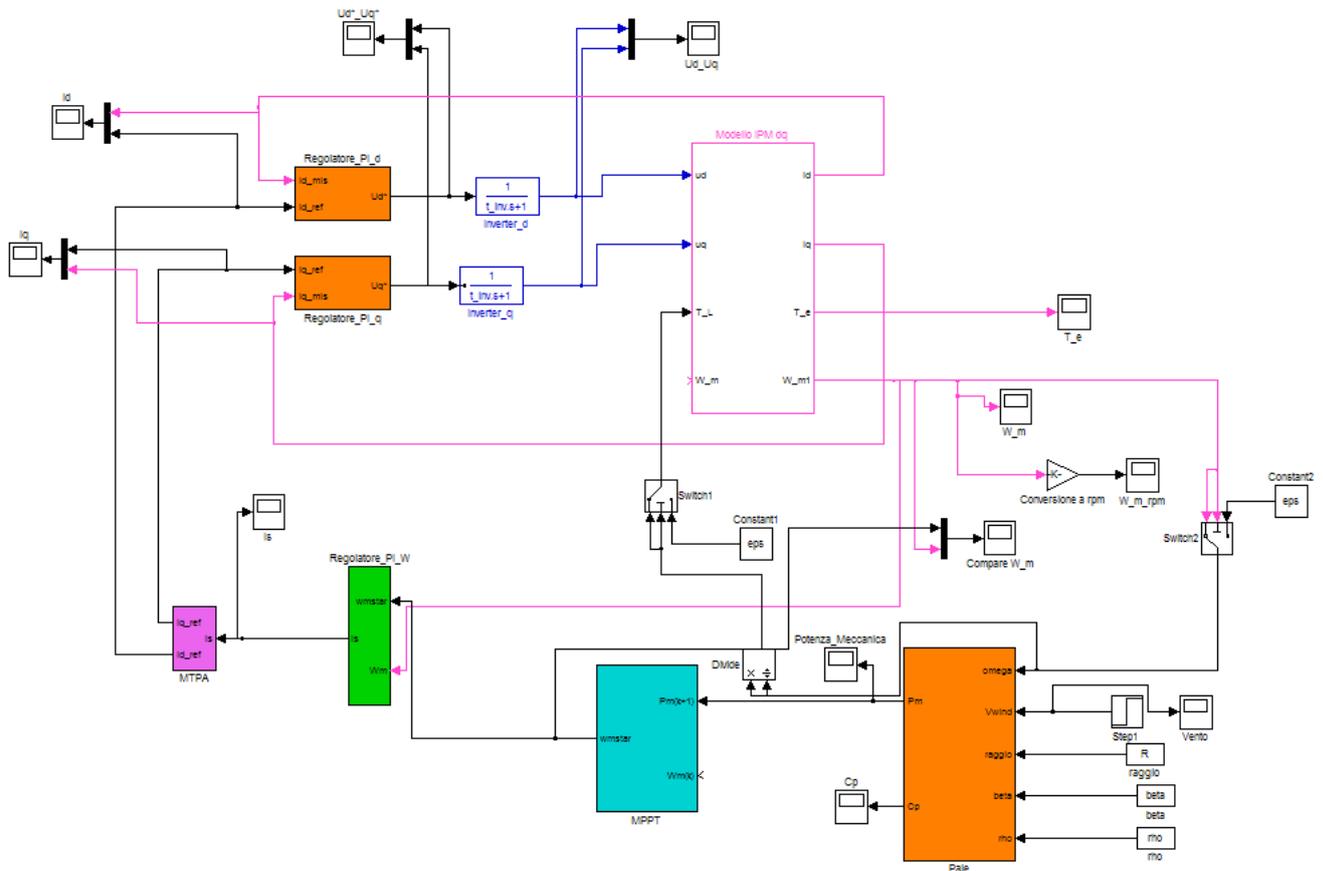


Figura 4.9 Schema generale delle simulazioni

C1	Coefficiente	[]	0.5175
C2	Coefficiente	[]	116
C3	Coefficiente	[]	0.4
C4	Coefficiente	[]	5
C5	Coefficiente	[]	21
C6	Coefficiente	[]	0.0068
R	Raggio	[m]	1
ρ	Densità aria	[kg / m ³]	1.225
β	Angolo di Pitch	[°]	0

Figura 4.10 *Tabella dei dati costruttivi della turbina*

J	Momento d'inerzia	[kg *m ²]	1.25
B	Coefficiente di attrito viscoso	[N m/s]	0.15
p	Numero coppie polari	[]	5
R_s	Resistenza di statore	[Ω]	1.5
L_d	Induttanza diretta	[H]	18*10 ⁻³
L_q	Induttanza di quadratura	[H]	20*10 ⁻³
Δ_{mg}	Modulo del Flusso Magnetico	[]	0.8

Figura 4.11 *Tabella dei dati costruttivi del motore*

4.2.1 Algoritmo b) - Signal Feedback

Il primo algoritmo simulato, il cui schema é riportato in figura 4.12 non possiede informazione circa la velocità del vento ma sfrutta la conoscenza delle caratteristiche della turbina di figura 4.10. Si noti che dallo schema é stato eliminato l'anello di controllo della velocità in virtù del fatto che la coppia é direttamente proporzionale alla corrente e dunque un controllo intermedio risulta superfluo. Disponendo di tali dati, risulta conveniente costruire delle look up tables dove raccogliere i valori ottimi della velocità angolare e della coppia meccanica in funzione della velocità del vento. Unendo poi le due tabelle informative é possibile creare una nuova tabella che esprime la coppia in funzione della velocità eliminando così l'informazione riguardante il vento.

L'algoritmo MPPT proposto sfrutta il fatto che il sistema massimizza la potenza estratta solo se il punto di lavoro attuale, dato dalla velocità rotorica e dalla coppia meccanica (ω_m, T_m) , si trova sulla curva ottima $(\omega_{mopt}, T_{mopt})$; la differenza tra le due coppie $T_m - T_{mopt}$ fornisce una buona informazione circa la distanza tra le condizioni

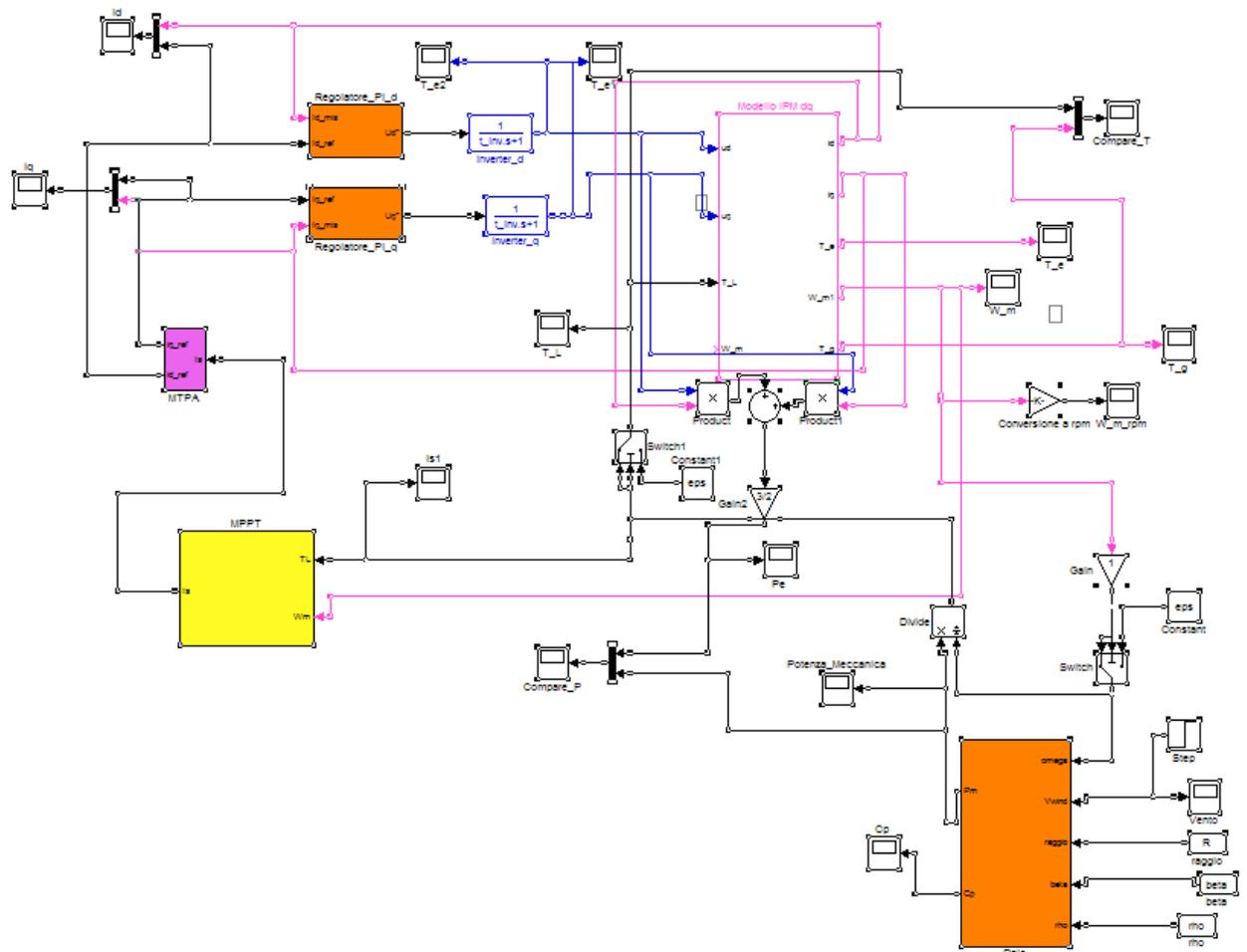


Figura 4.12 Schema delle simulazioni per l'algoritmo Signal Feedback

operative e quelle ottime e di conseguenza il controllo incrementa o diminuisce la velocità di rotazione della turbina di una quantità dipendente dall'errore di coppia. Le simulazioni seguenti si riferiscono al funzionamento del sistema con velocità del vento che varia a gradino tra 5 e 6 m/s. Dalle simulazioni si nota che, tranne il segnale di velocità (figura 4.13) che risulta lievemente divergente da quello reale a causa dell'assenza dell'anello di controllo di velocità, i restanti grafici presentano buoni risultati. I segnali elettrici e meccanici di coppia e potenza (figure 4.14 e 4.15), come ci si aspettava, coincidono mentre il coefficiente di potenza (figura 4.16) rimane al valore massimo desiderato. Come ultima osservazione si rileva il fatto che nelle immagini sono presenti alcuni picchi negativi, come ad esempio nel grafico delle coppie in figura 4.14. Questi fenomeni sono dovuti al fatto che la macchina elettrica sta accelerando per portarsi nelle condizioni operative desiderate ed infatti ciò si verifica nei primi secondi di simulazione e nel momento in cui varia il vento, dunque esattamente nei momenti di transitorio. Si noti che in questo caso la coppia

negativa é motrice in quanto, per lo schema di simulazione in esame, si é utilizzata la convenzione di segno dei generatori.

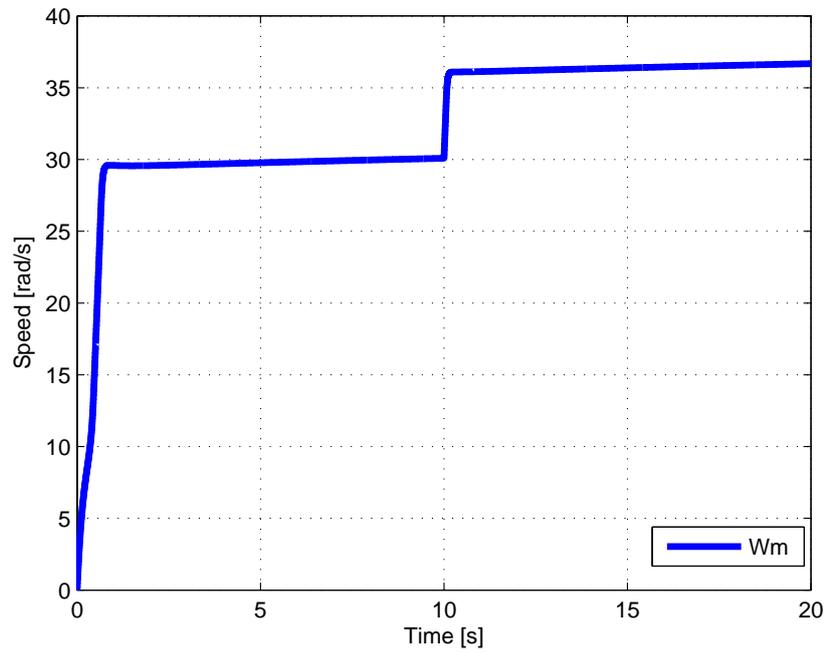


Figura 4.13 *Velocità di rotazione*

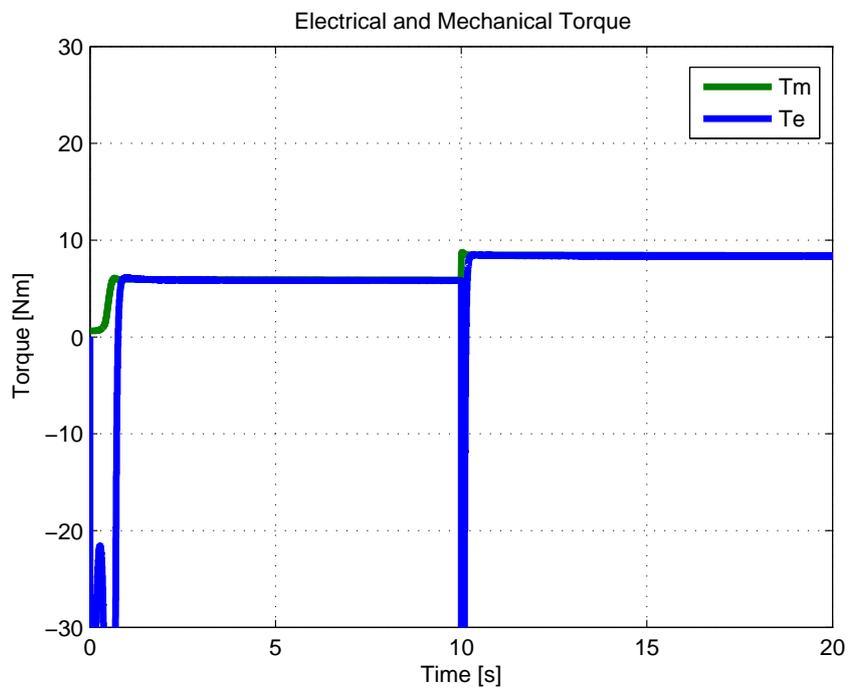


Figura 4.14 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

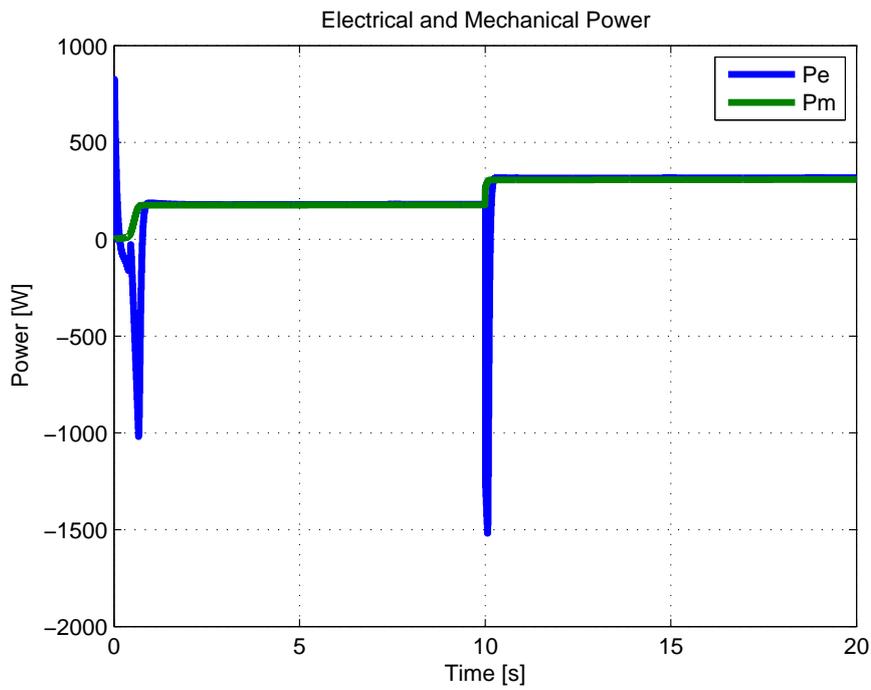


Figura 4.15 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

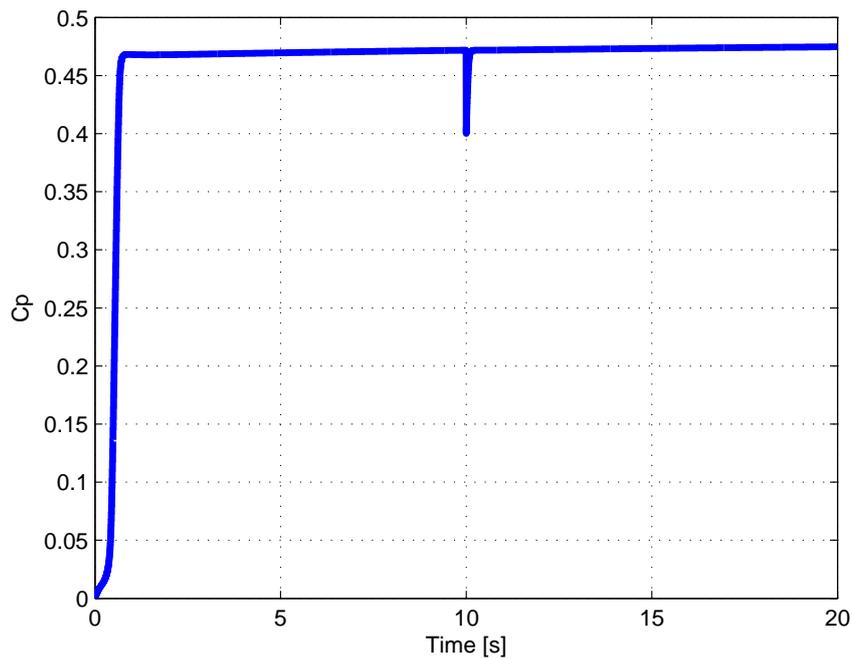


Figura 4.16 *Coefficiente di potenza*

4.2.2 Algoritmo c) - Perturb&Observe

Si mostra ora l'implementazione della seconda tipologia, la famiglia degli algoritmi P&O, i quali non richiedono la conoscenza nè delle caratteristiche della turbina, nè della velocità

del vento come si osserva dallo schema Simulink in figura 4.17. In questo caso infatti, le uniche grandezze utilizzate sono la velocità angolare e la potenza attiva misurata ai morsetti della rete. Tuttavia, per rendere più agevole la simulazione del sistema, si è utilizzata in ingresso all’algoritmo la potenza meccanica grazie all’assunzione

$$P_e = \eta_e * \eta_m * P_m \quad (4.3)$$

dove η_e è il rendimento del generatore ed η_m è il rendimento meccanico complessivo dell’albero di trasmissione e di un’eventuale moltiplicatore di giri [3].

P&O a step fisso

Il metodo più semplice da implementare è un Perturb & Observe a step fisso, secondo il quale la velocità angolare viene continuamente aumentata o diminuita di un stesso valore costante.

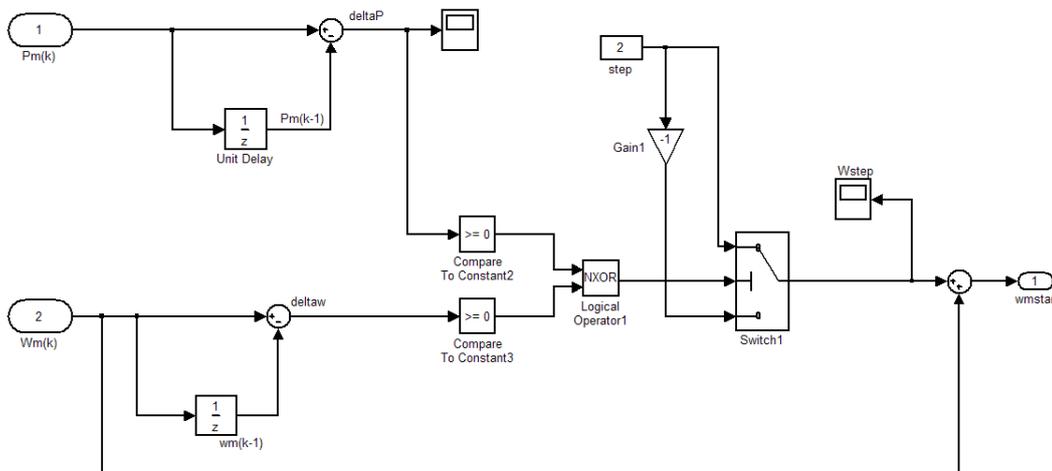


Figura 4.17 Schema Simulink dell’algoritmo Perturb&Observe

Tale metodo presenta segnali di velocità, coppia e potenza (figure 4.18, 4.19 e 4.20) fortemente oscillanti attorno ai rispettivi valori ottimi. Le oscillazioni, che per coppie e potenze diventano anche negative, hanno un’ampiezza che dipende dallo step scelto. Al diminuire dello step, esse infatti diminuiscono in ampiezza ma aumentano in frequenza e peggiorano così il tempo di salita che in questo caso è di circa 2,5 s con un passo di incremento di velocità di 2 rad/s. Quest’algoritmo, sebbene frequentemente utilizzato,

presenta un'efficienza minore rispetto all'implementazione tramite look-up tables come si può osservare dal grafico del C_p in figura 4.21 dove il picco di perdita di efficienza nel transitorio rispetto al caso precedente (mostrato in figura 4.16) è leggermente minore ma presenta un tempo di assestamento maggiore, peggiorando la dinamica.

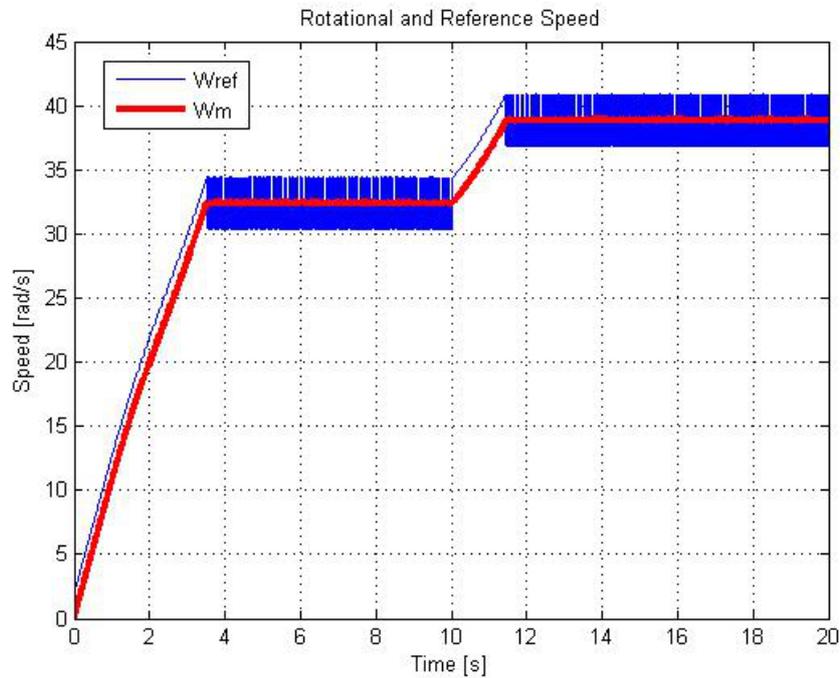


Figura 4.18 *Velocità di rotazione*

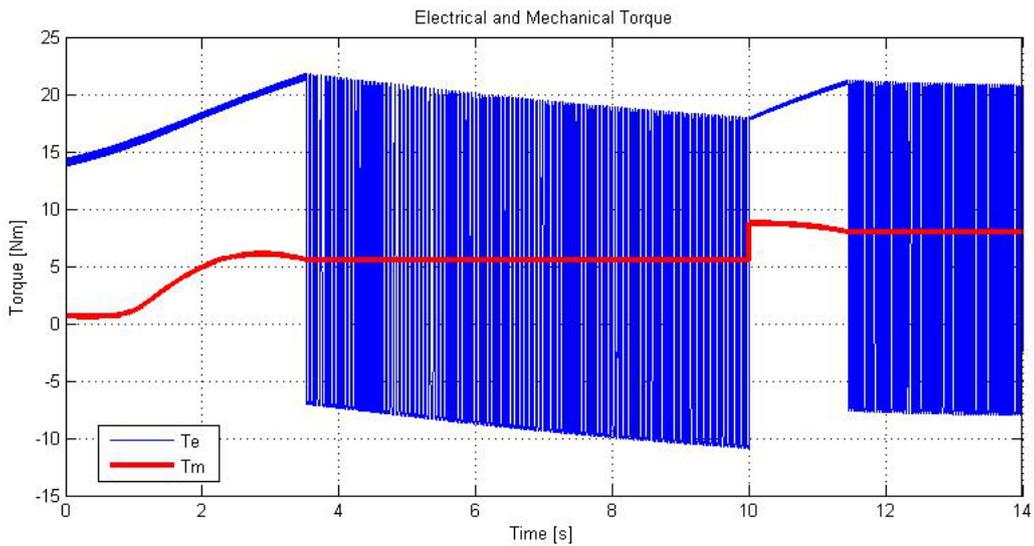


Figura 4.19 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

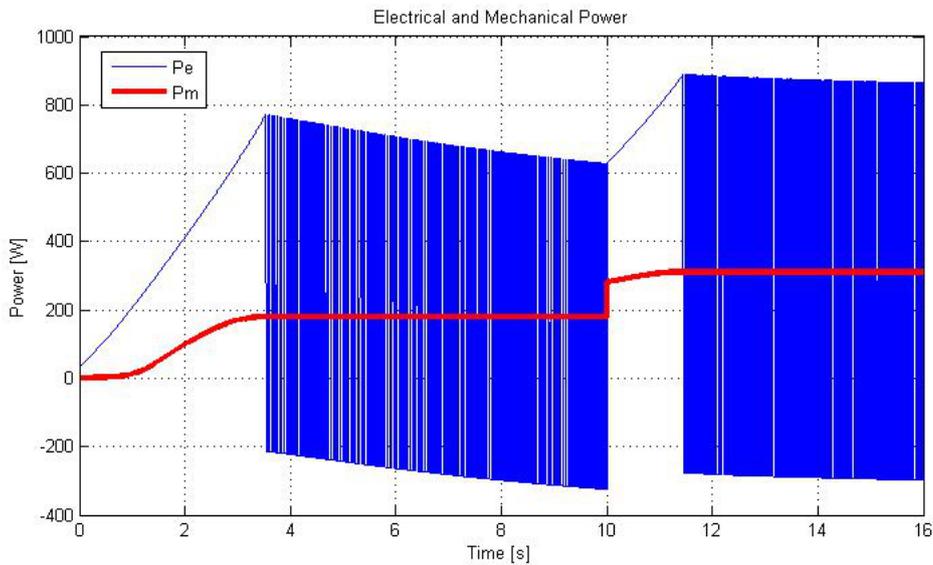


Figura 4.20 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

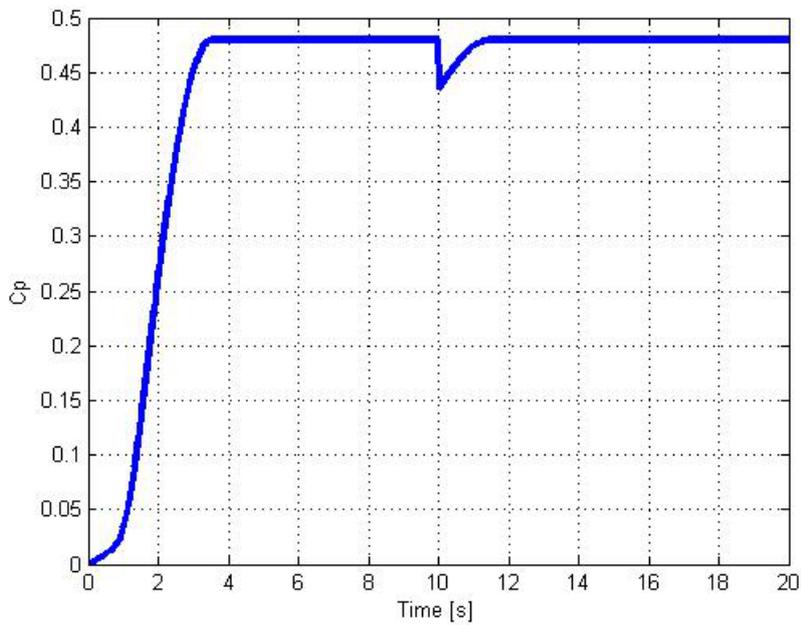


Figura 4.21 *Coefficiente di potenza*

P&O a step variabile

Al fine di eliminare o ridurre fortemente le oscillazioni é necessario apporre delle modifiche a questa tipologia di algoritmo andando a modificare in particolare l'incremento di velocità che si apporta ad ogni ciclo. La maggior parte degli MPPT piú performanti richiede dunque uno step variabile; una prima possibilità [9] é considerare uno step uguale al prodotto della perturbazione di potenza e di un fattore moltiplicativo C. Per avere un

buon tracking si deve tener conto che la variazione di potenza conseguente alla variazione di velocità é minore alle basse velocità del vento rispetto alle alte; di conseguenza il valore di C deve essere maggiore quando il vento é debole e deve decrescere con l'aumentare dello stesso; tuttavia, dal momento che non si dispone della velocità del vento é necessario utilizzare la velocità di rotazione del motore. Si costruisce dunque una look-up table che associa ai diversi valori crescenti della velocità rotorica, i corrispondenti valori della costante C , decrescenti con essa.

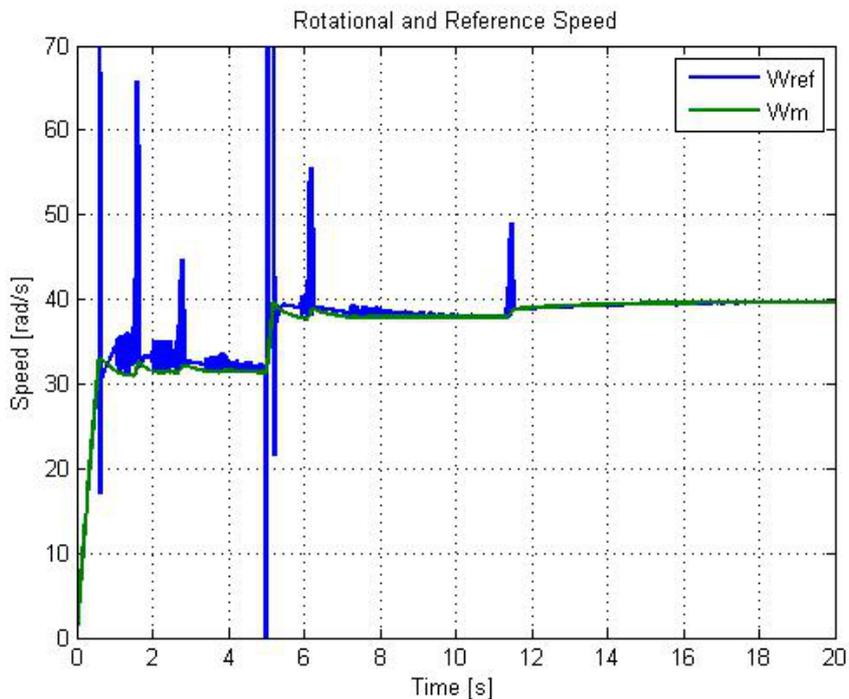


Figura 4.22 *Velocità di rotazione*

Come si può osservare dai grafici (figure 4.22,4.23 e 4.24), questo metodo presenta segnali meno oscillanti ma con diversi picchi dovuti all'errore d'interpolazione dei dati della look-up table che fornisce la costante C . Il peso della taratura di tale costante sulla qualità delle prestazioni si riflette anche nel grafico del C_p dove, rispetto ai grafici precedenti, si notano maggiori oscillazioni rispetto al valore massimo ma, al contempo, un tempo di salita ottimale dovuto alla corretta imposizione di una variazione di velocità considerevole in fase iniziale. Questa tipologia fornisce dunque migliori prestazioni e risulta ampiamente migliorabile ma richiede di eseguire su ogni sistema numerose simulazioni per tarare scrupolosamente i valori di C , limitando dunque la portabilità dell'algoritmo.

Un'ulteriore possibilità per risolvere la necessità di mantenere un tradeoff tra dinamica

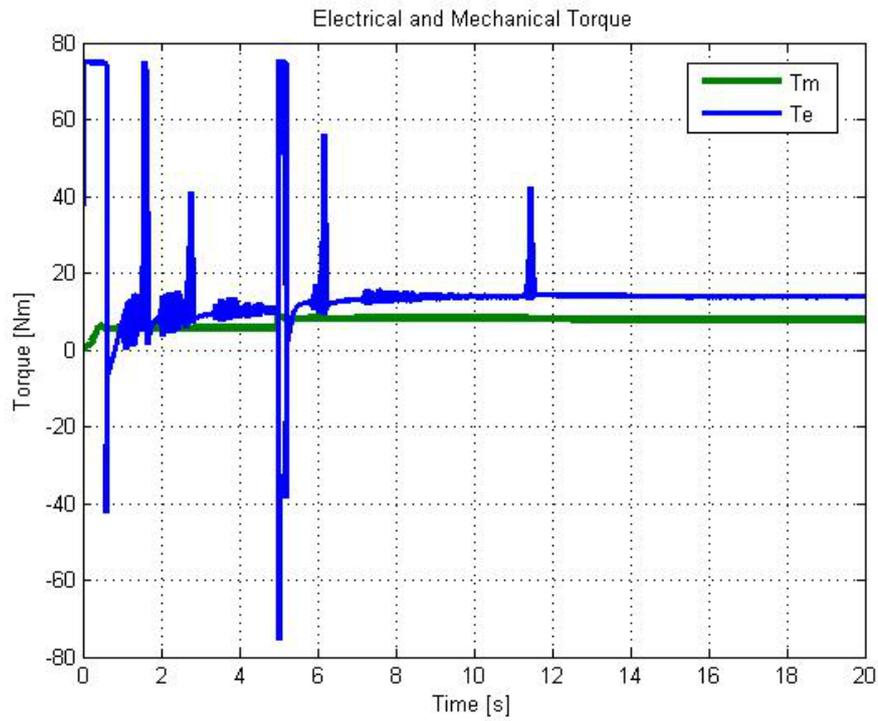


Figura 4.23 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

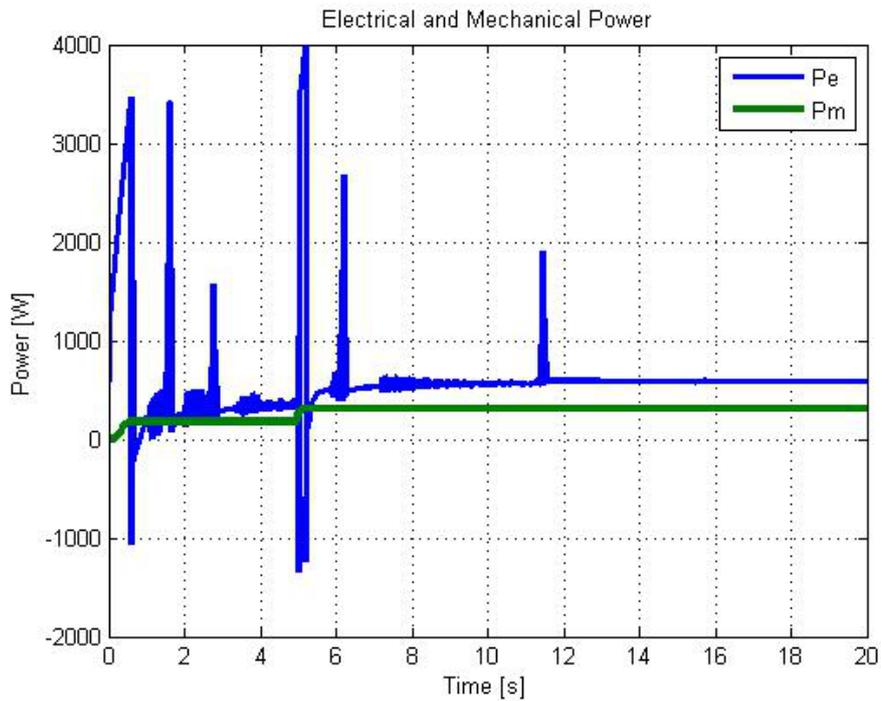


Figura 4.24 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

veloce e limitata presenza di oscillazioni a regime, consiste nello sfruttare una tecnica utilizzata piú volte per il fotovoltaico [10]. Questa tecnica si basa sul fatto che l'MPP é raggiunto nel punto in cui la curva potenza-velocitá ha il suo massimo, cioé dove si ha

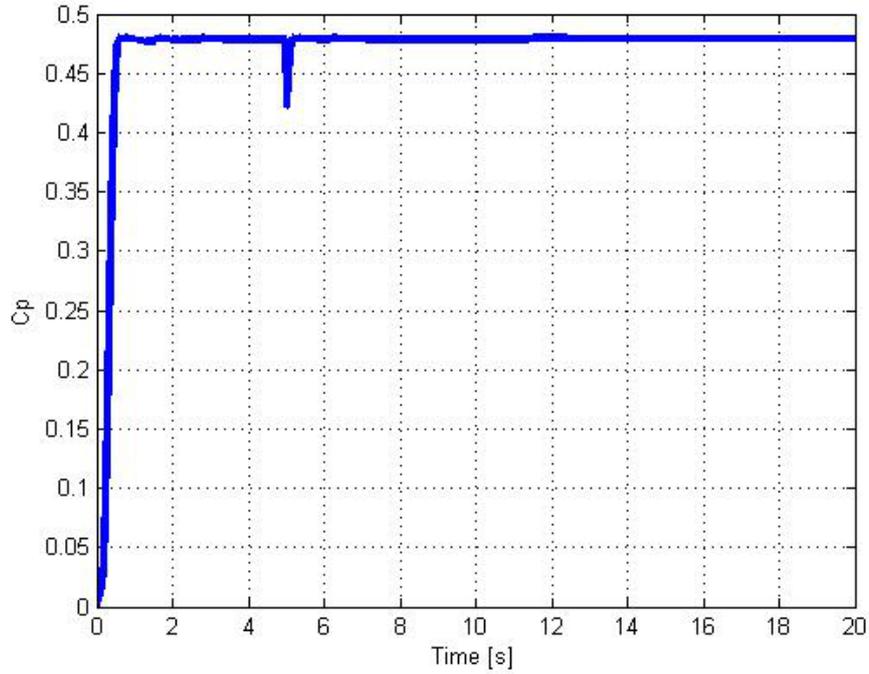


Figura 4.25 *Coefficiente di potenza*

$\frac{dP}{d\omega} = 0$. Si tratta dunque di utilizzare uno step adattativo del tipo

$$\omega(k)^* = M \frac{P(k) - P(k-1)}{\omega(k) - \omega(k-1)} \quad (4.4)$$

dove M é una costante da tarare opportunamente e che dipende dalla massima potenza estratta dal generatore. In questo modo, se il punto di lavoro é distante dall'MPP, l'algoritmo incrementa il suo passo velocizzando il tracking, mentre se il punto di lavoro é vicino al massimo, il passo viene diminuito aumentando di conseguenza l'efficienza.

Considerando sempre una velocità del vento che varia a gradino tra i 5 ed i 6 m/s ed un tempo di simulazione di 20 s si ottengono i grafici delle figure 4.26-4.29

Nello schema di questa simulazione si é utilizzata la convenzione di segno dei motori quindi la coppia elettrica del generatore a regime risulterebbe uguale in modulo alla coppia meccanica della turbina ma di segno negativo. Tuttavia nelle immagini riportate si é preferito ribaltare la coppia del generatore a regime per mettere bene in evidenza le differenze tra i segnali elettrici e meccanici. Si notano in particolare delle sovraelongazioni nel momento in cui la coppia meccanica raggiunge il valore di regime per la prima velocità del vento e nel momento in cui la velocità stessa cambia. Si tratta dell'analogo fenomeno riscontrato nelle simulazioni del caso Signal Feedback (con l'unica differenza che, avendo

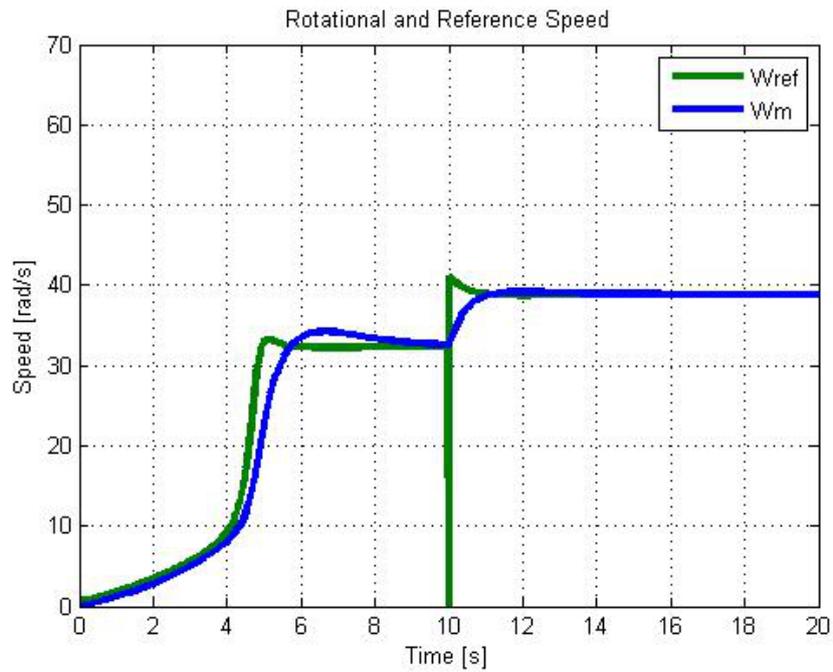


Figura 4.26 *Velocità di rotazione*

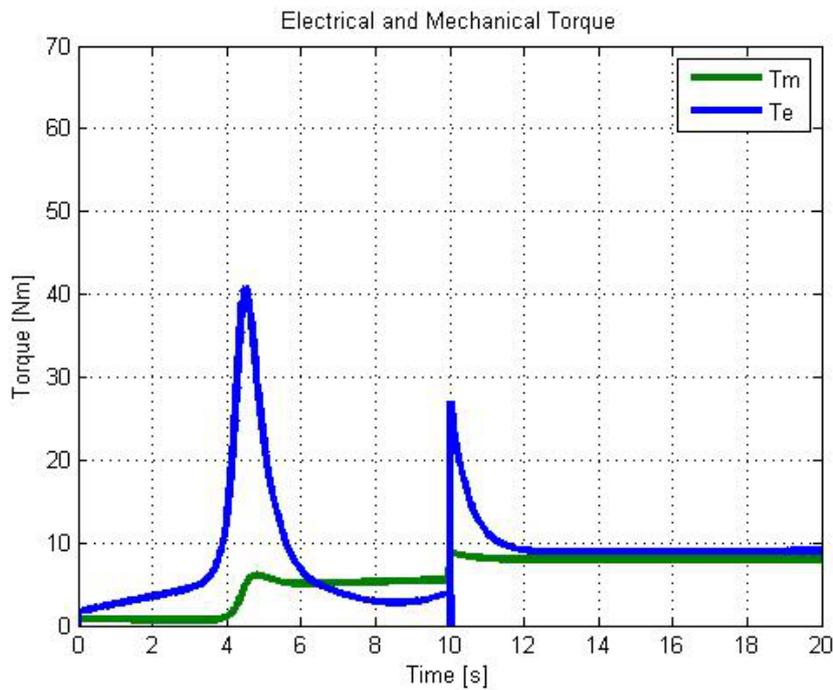


Figura 4.27 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

cambiato la convenzione dei segni, in questo caso la coppia motrice é positiva) dove le sovraelongazioni sono da attribuirsi all'accelerazione della macchina che si muove verso il punto operativo, accelerazioni che infatti avvengono nei transistori. In questo caso si evidenzia però un tempo di salita di 4.5 s, superiore a tutti gli altri test. Questo fenomeno

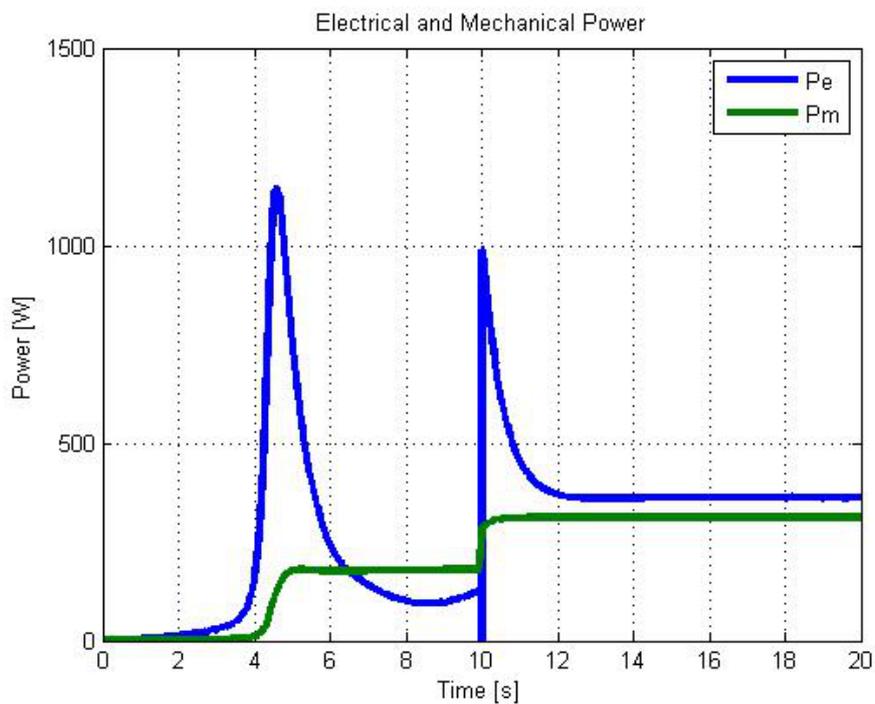


Figura 4.28 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

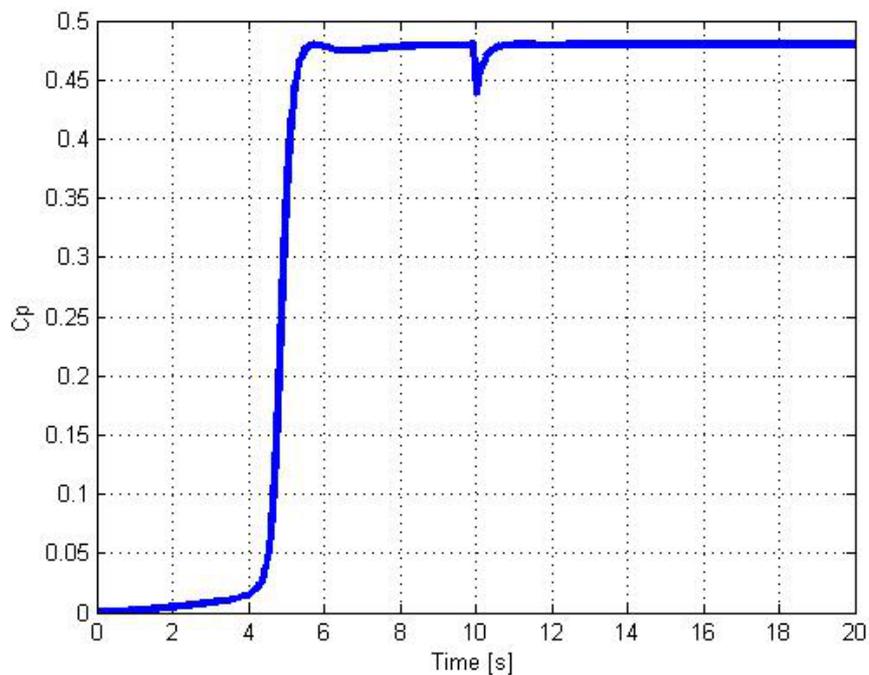


Figura 4.29 *Coefficiente di potenza*

é dovuto alla particolare tipologia di step utilizzato nell’algoritmo; infatti, se si analizzano le curve delle potenze di figura 4.1, si nota che esse sono poco ripide in fase iniziale, soprattutto per velocità del vento basse o moderate. Ciò fa sì che, utilizzando uno step a

derivata, la fase iniziale dell'algoritmo sia piuttosto lenta. Nonostante questo svantaggio, le immagini mostrano buone prestazioni dinamiche al cambiamento di ventosità e oscillazioni ridotte al minimo, motivazioni per cui tale algoritmo risulta sicuramente da preferire all'interno della sua categoria.

4.2.3 Caso ibrido b) e c)

In questa sezione si è testato un metodo ibrido tra SF e P&O in quanto si opera un controllo ottimo di coppia (utilizzando come segnale di riferimento la coppia ottima) ma allo stesso tempo la velocità di rotazione viene modificata di un determinato step ad ogni ciclo dell'algoritmo. Lo schema di riferimento è quello di figura 4.30 mentre nelle figure 4.31 e 4.32 sono mostrati rispettivamente i dettagli delle look-up tables e del passo di aggiornamento dell'algoritmo.

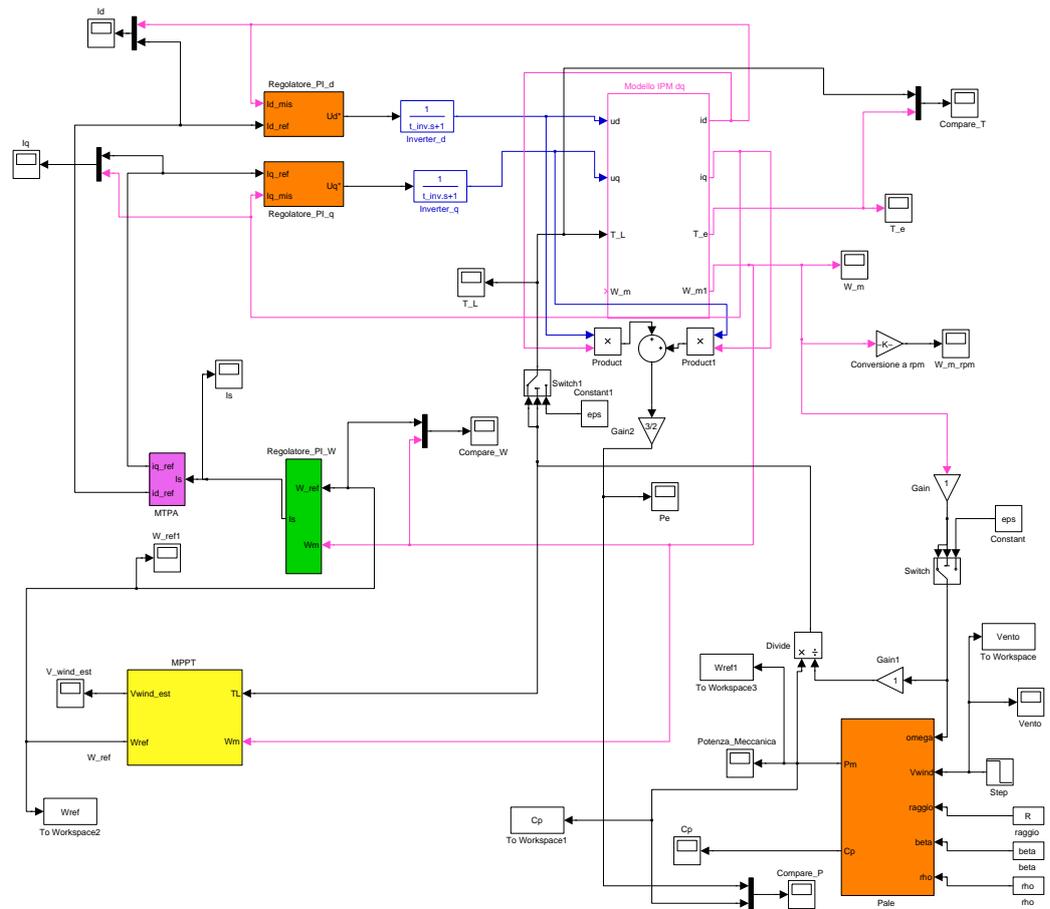


Figura 4.30 Schema Simulink dell'azionamento

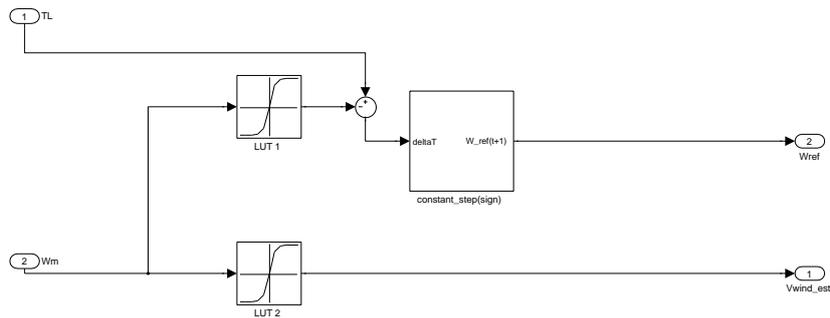


Figura 4.31 *Schema dell'algoritmo MPPT-Look up tables*

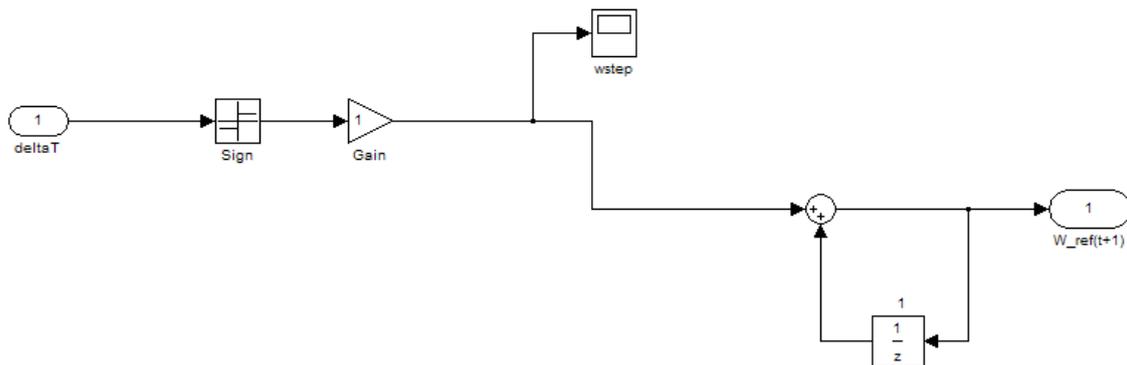


Figura 4.32 *Schema dell'algoritmo MPPT-Passo di aggiornamento*

Nella figura sottostante sono mostrate le simulazioni per una velocità del vento che varia a gradino all'istante $t = 10s$ tra 5 e 6 m/s.

Sebbene il controllo di velocità sia ottimale in quanto la velocità misurata insegue correttamente il riferimento, osservando il grafico delle coppie e delle potenze (figure 4.34 e 4.35) si notano due fatti principali; il primo è che la coppia elettrica T_e del generatore non coincide esattamente con la coppia meccanica T_m della turbina (come ci si aspetterebbe dal controllo ottimo) ma oscilla attorno al suo valore medio. Questo effetto, come osservato

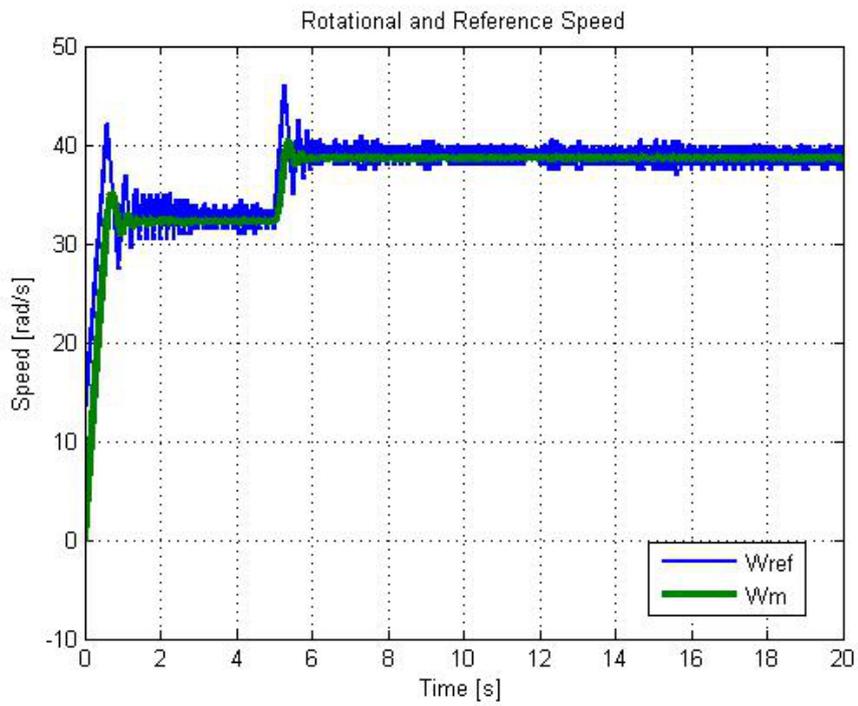


Figura 4.33 *Velocità di rotazione*

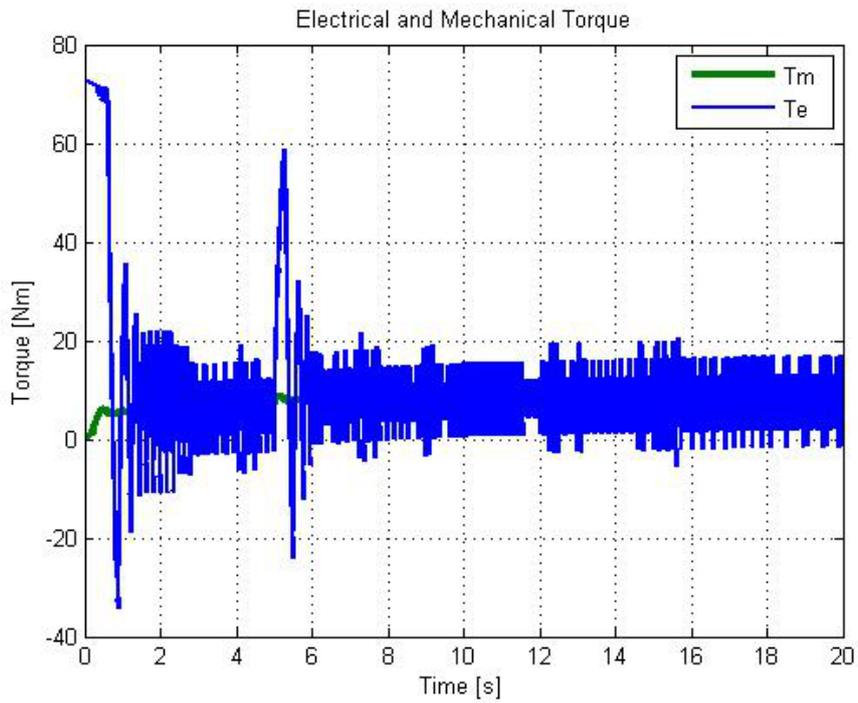


Figura 4.34 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

in [7] dipende dal fatto che la macchina elettrica cambia continuamente tra due diverse regioni operative al fine di perseguire il tracking della condizione di lavoro ottima e queste due tipologie di funzionamento dipendono dal segno della differenza tra coppia reale e

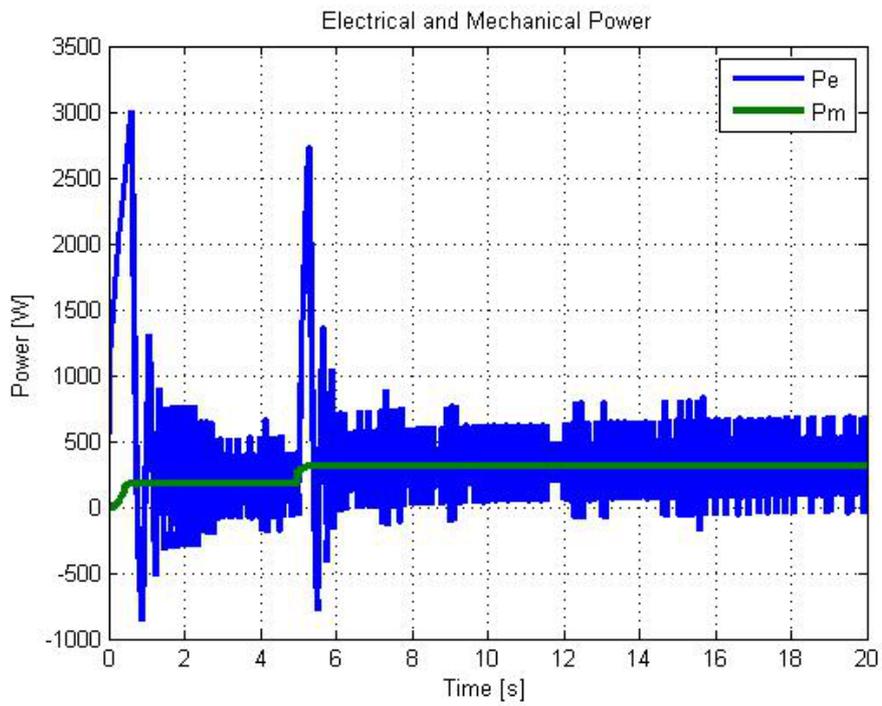


Figura 4.35 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

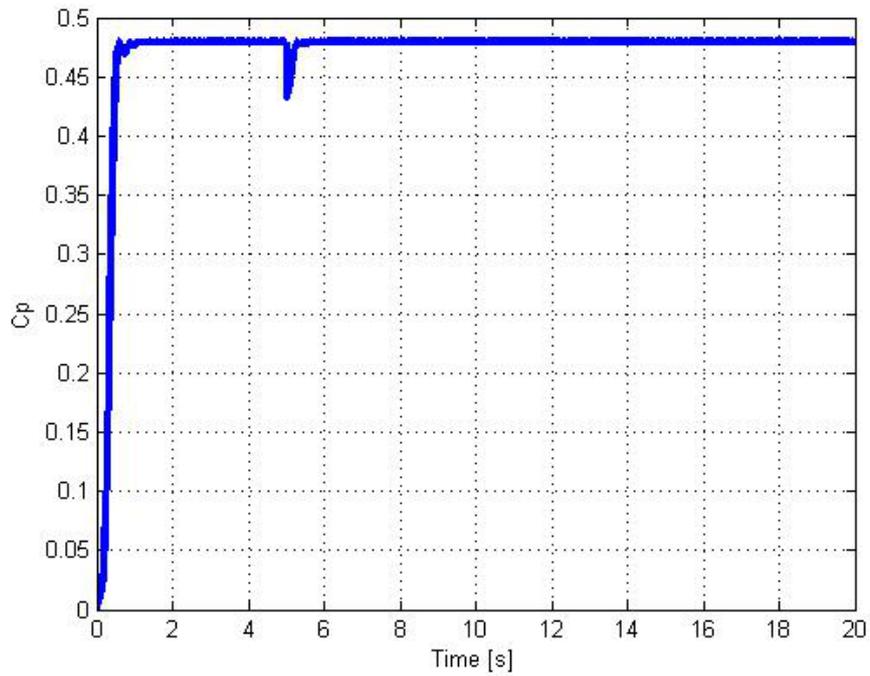


Figura 4.36 *Coefficiente di potenza*

coppia ottima. Infatti, quando la differenza é negativa, la macchina deve accelerare per raggiungere il punto ottimo mentre la differenza ha segno positivo quando il punto di lavoro supera l'ottimo e la macchina deve frenare per riportarsi nella condizione desiderata.

La seconda osservazione riguarda la differenza tra segnali meccanici ed elettrici che si nota nei periodi di transitorio, nella fase iniziale della simulazione e nel punto in cui cambia la velocità del vento. La perdita di efficienza dell'algoritmo a causa della variazione di velocità del vento è condizionata principalmente dall'inerzia del sistema e, come sarà approfondito in seguito, ciò è stato verificato poiché, abbassando considerevolmente il momento d'inerzia, le prestazioni migliorano sensibilmente; lo scostamento iniziale invece è dovuto anche alla massima coppia erogabile dal generatore ed alla differenza tra la velocità di partenza del sistema e quella ottima. Queste considerazioni si riflettono direttamente nel grafico del coefficiente di potenza C_p che, a regime, si mantiene sempre al suo valore massimo mentre si abbassa in corrispondenza del cambiamento di ventosità ed in fase iniziale, dove presenta un tempo di salita di circa mezzo secondo.

4.2.4 Analisi con velocità del vento variabile

Per validare ulteriormente questi risultati sono stati eseguiti dei test aggiuntivi modificando il profilo del vento al fine di utilizzare un modello più realistico.

Come presente in letteratura [8], si è utilizzata una variazione del vento di tipo sinusoidale; con ampiezza media di 3 m/s ed una frequenza angolare di $\omega = \pi/10$ rad/s e, come si può osservare in figura 4.38, si apprezzano ottimi risultati poiché il coefficiente di potenza rimane stabile al suo valore massimo, presentando inoltre un tempo di salita molto basso, inferiore ad 1 s.

Successivamente, è stato preso in considerazione un profilo di Weibull generato tramite il comando Matlab "wblrn" con fattore di scala dipendente da una velocità del vento media di 5 m/s e da un fattore di forma K di 1.4, valori comunemente adottati per l'analisi del vento in siti italiani.

Tuttavia, come si può notare dal grafico di figura 4.39 la velocità del vento scende più volte sotto i 3 m/s (velocità di cut-in) dove la turbina presumibilmente non è ancora avviata e nel caso lo fosse, eseguire l'algoritmo per velocità del vento molto basse porterebbe ad un contributo di potenza trascurabile. Per queste motivazioni, al fine di mantenere l'aleatorietà dei campioni si è utilizzato un blocco Simulink "Random Number".

I risultati sono evidenziati nelle figure 4.40 e 4.41 dove si possono osservare i cali di efficienza in corrispondenza alle variazioni del vento più consistenti e repentine ma dove

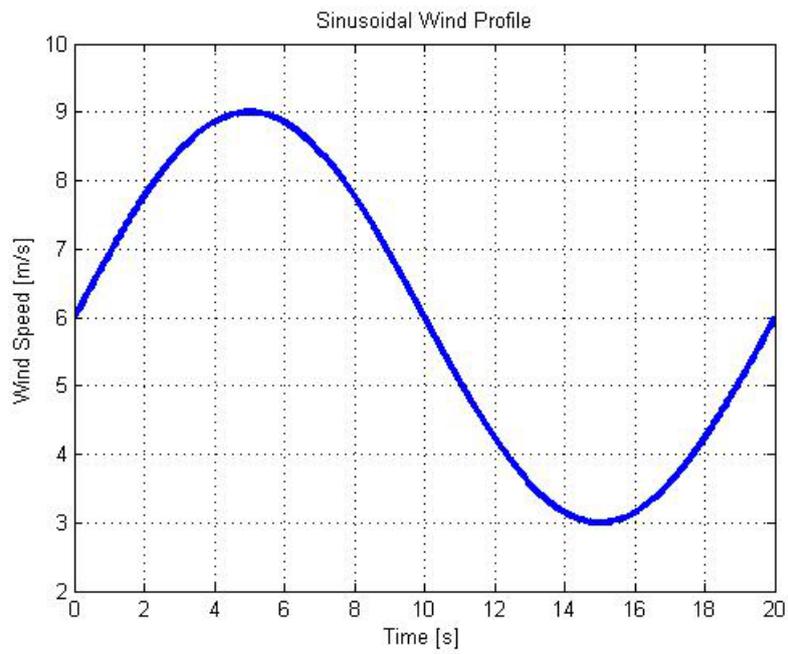


Figura 4.37 *Profilo del vento a sinusoidale*

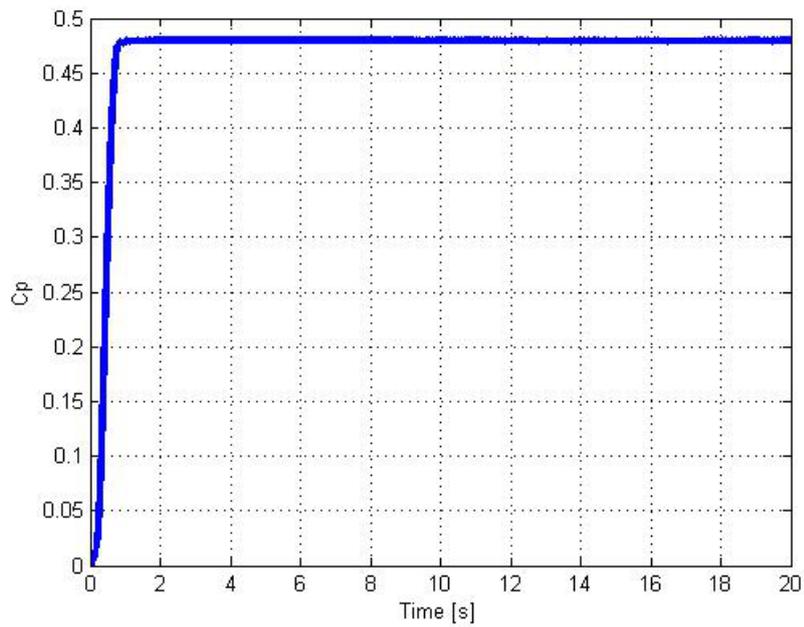


Figura 4.38 *Coefficiente di potenza*

tuttavia il sistema presenta buone prestazioni dinamiche.

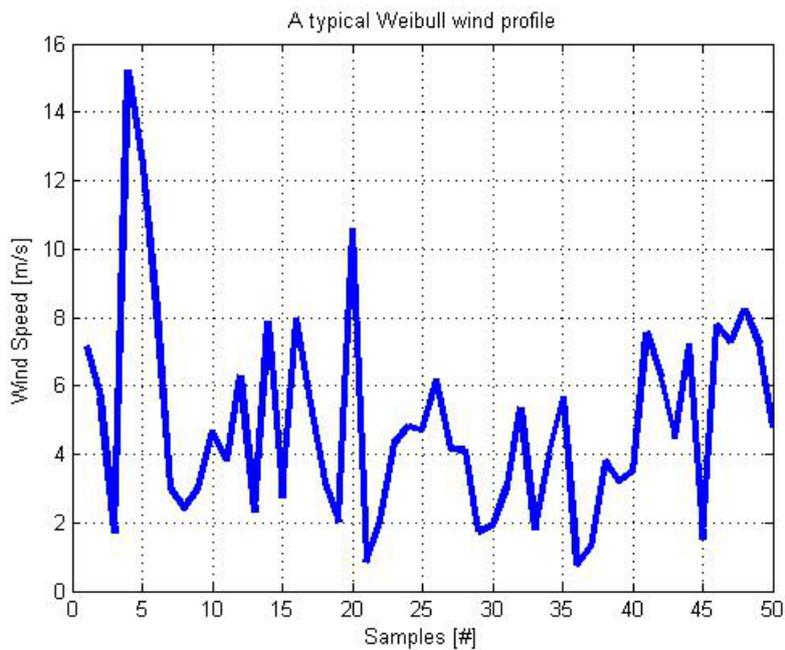


Figura 4.39 *Profilo del vento di Weibull*

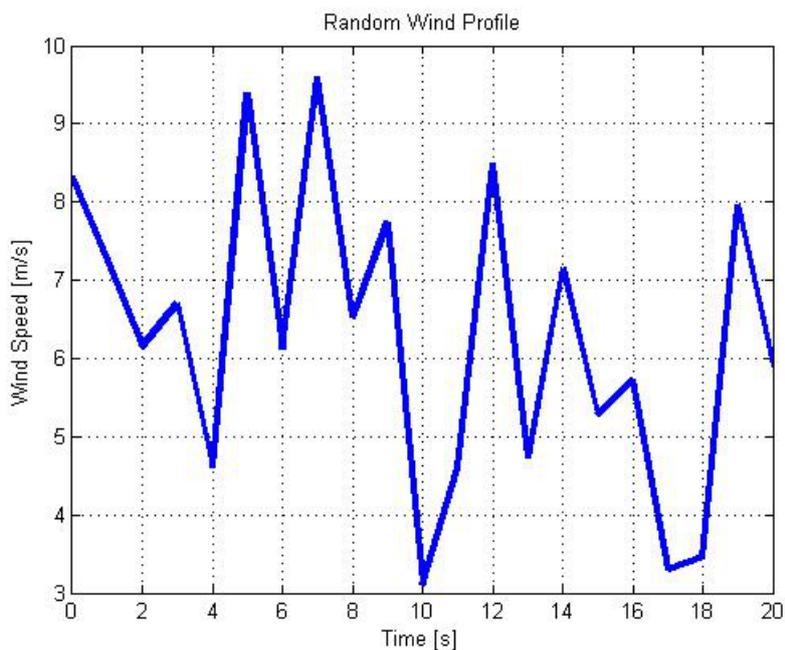


Figura 4.40 *Profilo del vento casuale*

4.3 Algoritmi di MPPT avanzati

4.3.1 Algoritmi di MPPT per le alte velocità

Una delle problematiche principali degli azionamenti per microgeneratori eolici risulta quella di regolare il comportamento del sistema per velocità del vento elevate. Consi-

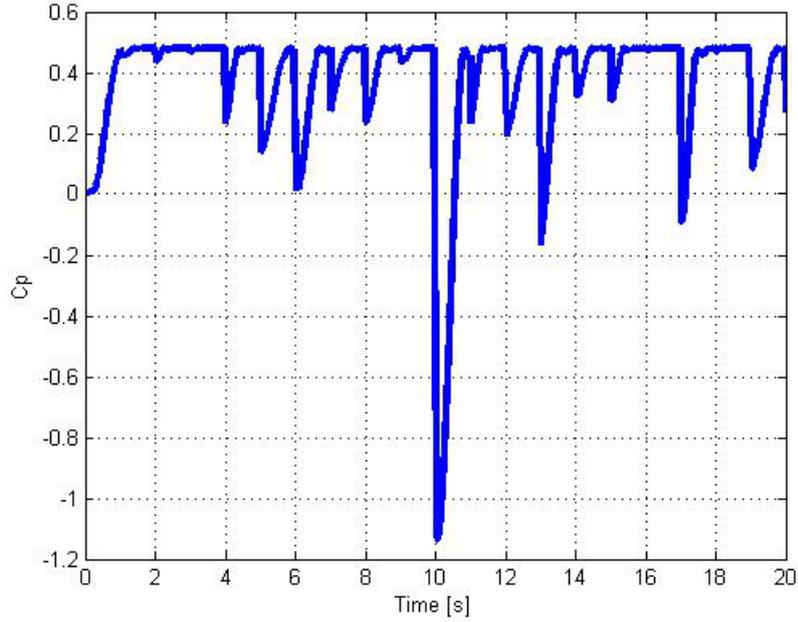


Figura 4.41 *Coefficiente di potenza*

derando sempre come obiettivo principale la massimizzazione della potenza estratta, é infatti fondamentale operare all'interno dei vincoli sui segnali di tensione, corrente e potenza. Si considera inizialmente un algoritmo MPPT di controllo ottimo di coppia (OTC), appartenente alla categoria SF, che utilizza come dati a disposizione i valori ottimi di coppia memorizzati tramite look-up table. In questo caso [11], [12], il controllo obbliga la coppia del generatore T_e a muoversi lungo la curva della coppia ottima, modificando opportunamente la velocità. Infatti, date

$$\begin{aligned}\omega_{opt} &= K_\omega V_w \\ T_{opt} &= K_t V_w^2\end{aligned}\tag{4.5}$$

dove le costanti K_ω e K_t dipendono esclusivamente dai dati della turbina, si ottiene

$$T_{opt} = \frac{K_t}{K_\omega^2} \omega_{opt}^2 = K_{opt} \omega_{opt}^2\tag{4.6}$$

che costituisce il riferimento da seguire per la coppia del generatore. Perciò a regime sia la coppia della turbina T_m che quella del generatore T_e si assestano nel punto ottimo per ogni velocità del vento.

Partendo dallo schema di figura 4.12, ed aggiungendo il controllo di velocità per rendere piú accurato il sistema, si sono ottenute le figure 4.42-4.45, dove in particolare la 4.43

e la 4.44 evidenziano uno scostamento apprezzabile, a regime, tra i segnali di coppia e potenza, fenomeno interamente dovuto all'attrito del sistema come si può osservare dalle figure 4.46, 4.47, dove l'attrito reale è stato diminuito, moltiplicandolo per un fattore 10^{-4} , ottenendo i risultati desiderati.

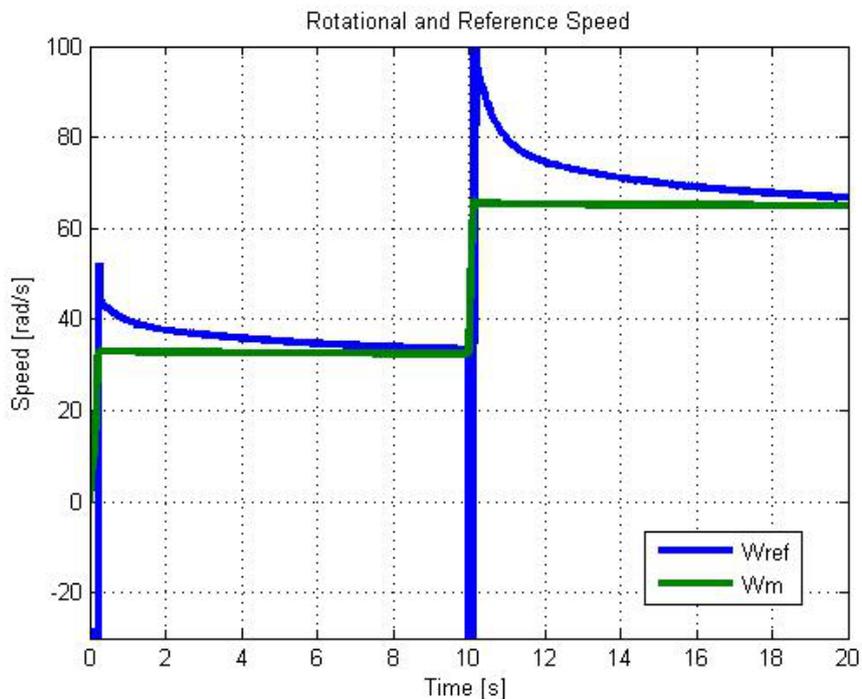


Figura 4.42 *Velocità di rotazione*

Alle alte velocità, quando i contributi delle forze controelettromotrici aumentano, ci si avvicina al limite di tensione corrispondente alla velocità base. Per poter superare tale velocità rimanendo entro la tensione nominale è necessario diminuire il flusso magnetico prodotto dai magneti permanenti (flux weakening). L'approccio comunemente utilizzato è quello di controllare la corrente di statore I_s producendo un corrente I_{dfw} negativa da aggiungere alla componente (già negativa) I_d in uscita dal luogo MTPA, in modo da cancellare parte del flusso dovuto ai magneti permanenti e contenere la tensione entro il suo limite. Come conseguenza dell'incremento in modulo della corrente I_d , la corrente I_q viene ridotta in modo da non eccedere il modulo di I_s e di conseguenza diminuisce anche la coppia elettrica da essa dipendente. Diminuendo la I_q si rispetta così anche un eventuale limite di corrente che, nel caso del sistema azionamento/turbina, non necessariamente si manifesta alla stessa velocità alla quale si applica il limite di tensione (come nell'analisi dei limiti di funzionamento del solo motore in figura 3.3). Infine è bene ricordare che

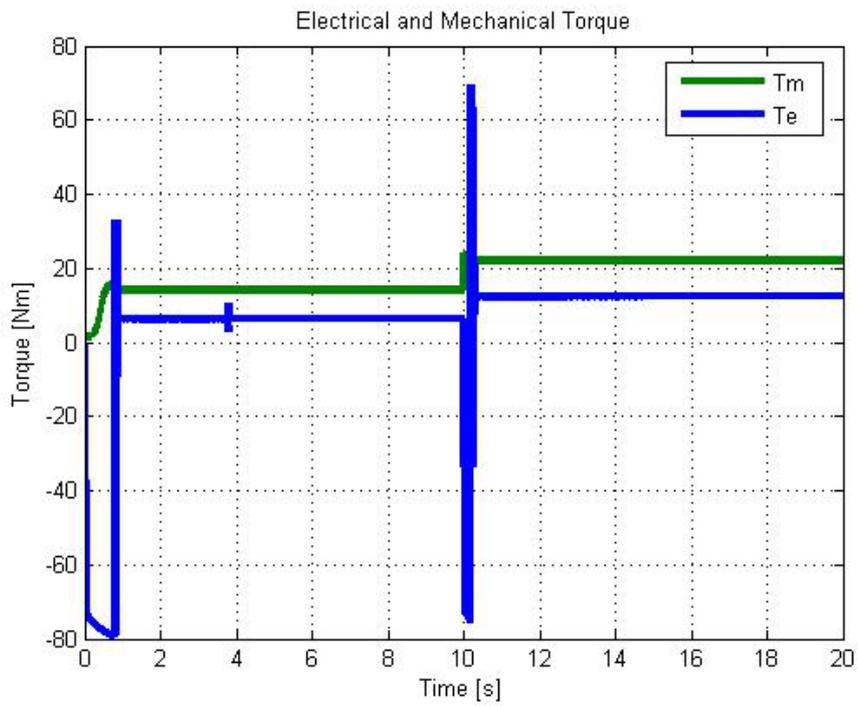


Figura 4.43 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

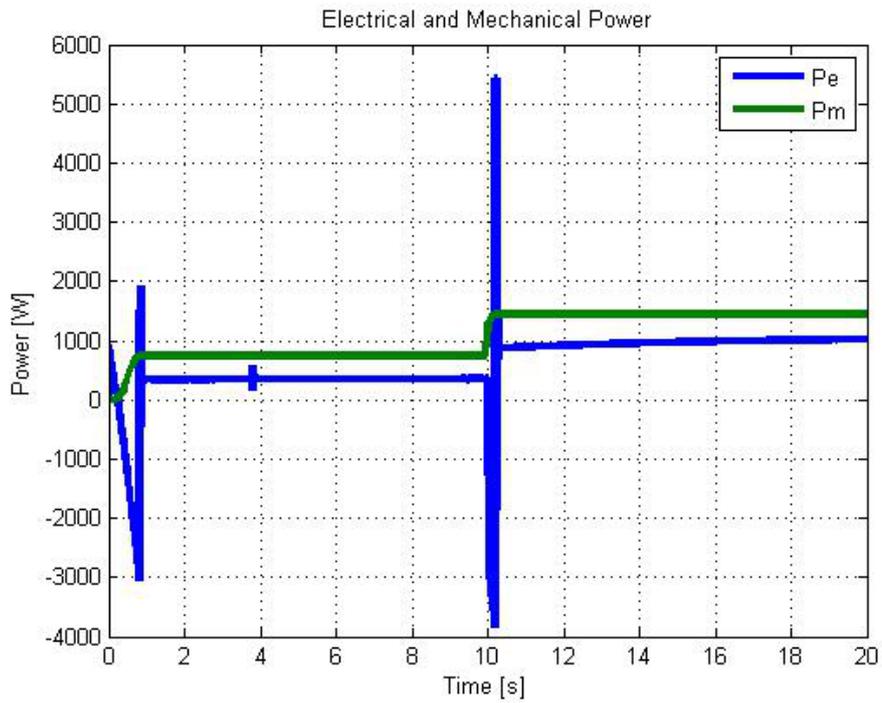


Figura 4.44 *Confronto tra potenza meccanica ed elettrica*

senza un corretto controllo di deflussaggio, giunti in prossimit  del limite di tensione, i regolatori di corrente saturerebbero ed in questo caso si perderebbe ogni controllo sulla corrente e si avrebbe un' improvvisa perdita di coppia perch  il punto di lavoro sarebbe

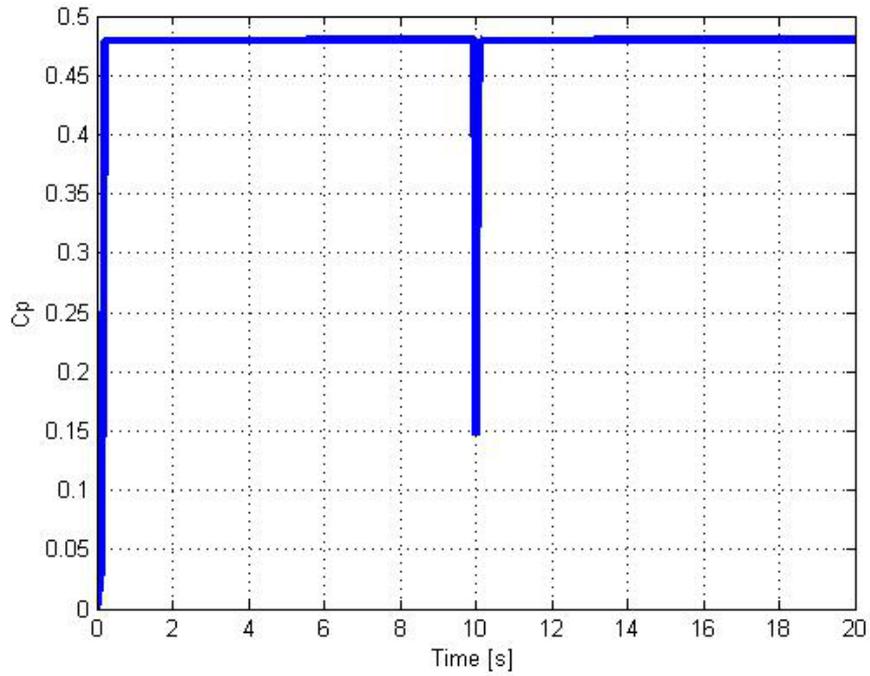


Figura 4.45 *Coefficiente di potenza*

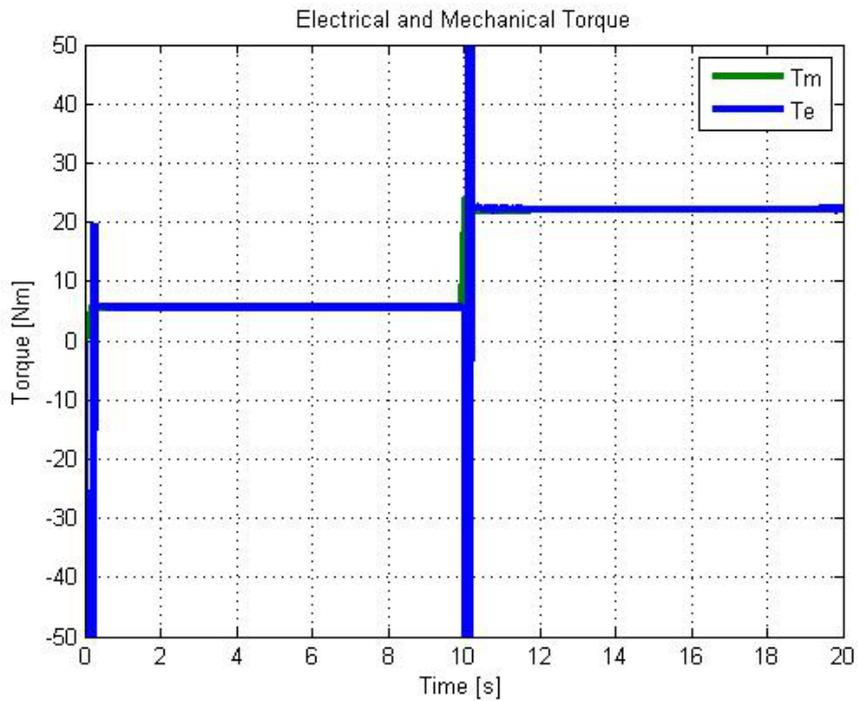


Figura 4.46 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica con basso attrito*

imposto dal limite di tensione e non piú dai riferimenti di corrente.

Considerando la strategia di deflussaggio esposta ed utilizzando la tipologia di algoritmo MPPT di controllo ottimo di coppia, come in [13], all'aumentare della velocità si possono

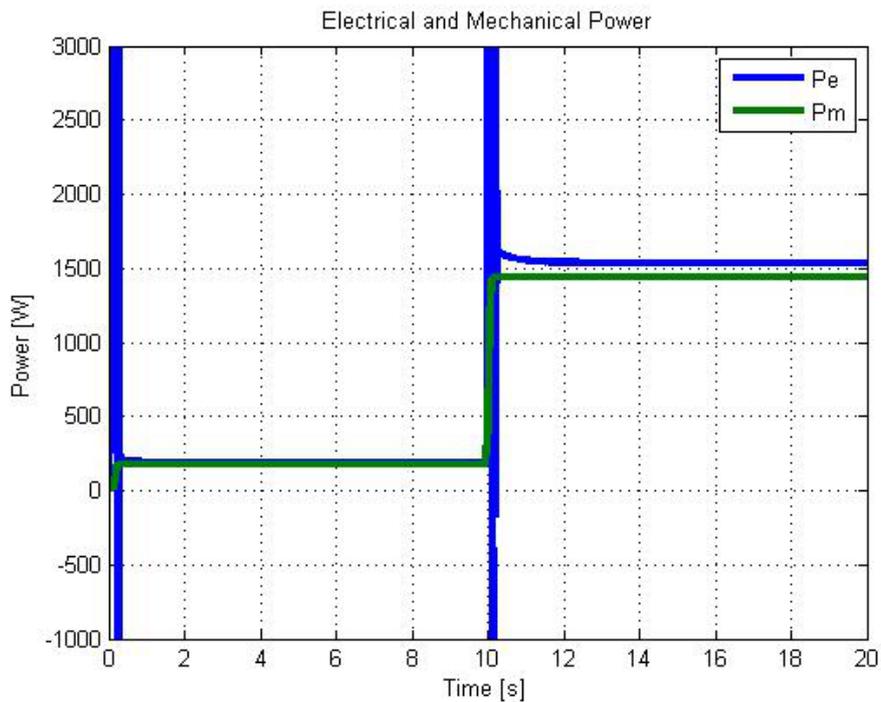


Figura 4.47 Confronto tra potenza meccanica ed elettrica con basso attrito

distinguere tre casi principali:

Caso 1: la coppia ottima é richiesta esattamente alla velocità base (figura 4.48).

In questa condizione, al di sotto della velocità base la strategia di controllo é data da MPPT per la turbina e MTPA per l'azionamento; in seguito, all'aumentare della velocità aumentano anche le forze contro elettromotrici ad essa proporzionali e dunque, al di sopra della velocità base, si rende necessaria un'azione di deflussaggio al fine di ridurre il flusso magnetico e mantenere la tensione entro il suo limite massimo. In questa condizione, pur essendoci trasferimento di potenza dal vento alla rete elettrica, esso non avviene nelle condizioni di massimo in quanto il generatore non riesce a produrre la coppia ottima richiesta dall'MPPT.

Caso 2: la coppia ottima é richiesta dal generatore al di sotto della velocità nominale (figura 4.49).

In questo caso il limite massimo della corrente di statore é raggiunto prima del limite di tensione. Quando nessuno dei due limiti é raggiunto si può operare usando entrambi i controlli MTPA e MPPT come nel caso precedente; quando invece é raggiunto il limite di corrente ma non ancora quello di tensione, si può seguire il luogo MTPA ma non la

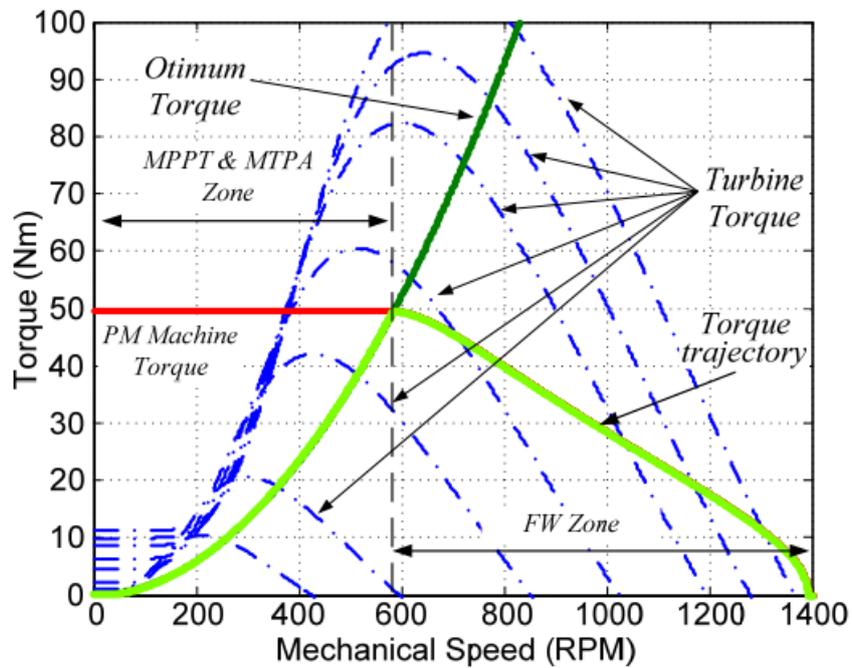


Figura 4.48 *Caso 1*

traiettoria MPPT e dunque viene prodotta la coppia nominale ma non si ha massimo trasferimento di potenza. Infine, quando é raggiunto anche il limite di tensione, é necessario operare nella regione di deflussaggio.

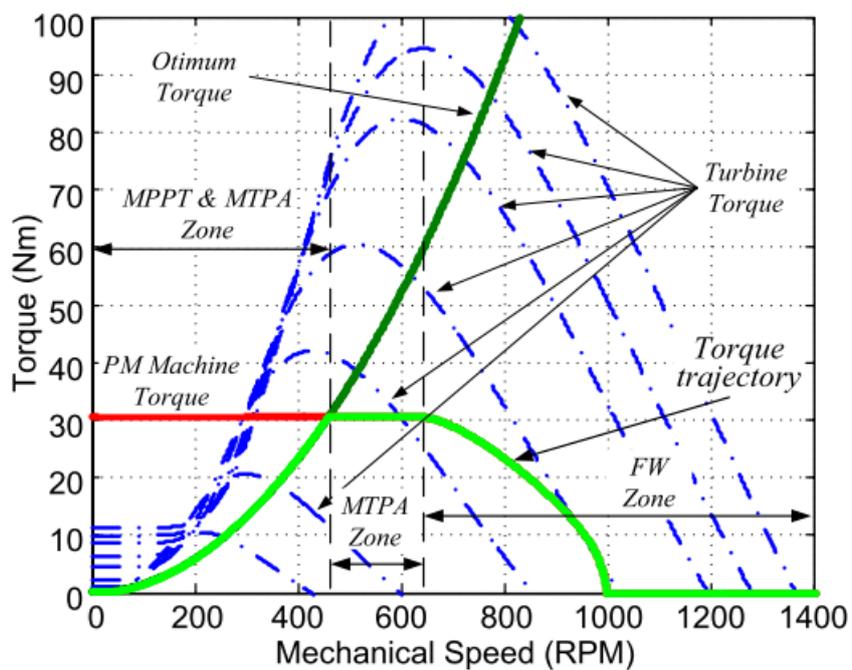


Figura 4.49 *Caso 2*

Caso 3: la coppia ottima é richiesta dopo il raggiungimento della velocità nominale

(figura 4.50).

Questa é la situazione inversa del caso 2; in questo caso, infatti, il sistema opera seguendo i luoghi MPPT e MTPA fino a che il generatore é al di sotto del limite di tensione. Quando esso é raggiunto, il generatore non puó essere controllato utilizzando il luogo MTPA ed é necessario entrare in deflussaggio per limitare la tensione di fase. Tuttavia, dal momento che la corrente di statore é al di sotto del suo limite massimo, il generatore é ancora capace di erogare la coppia richiesta e quindi di produrre il massimo trasferimento di potenza. Questo caso risulta dunque rilevante poiché, anche se l'efficienza del generatore é ridotta a causa della mancata minimizzazione delle perdite (dovuta al non utilizzo del controllo MTPA), in questa regione si ha un'estensione del range operativo della strategia MPPT. A fronte di questo vantaggio va però tenuto conto che, come si vede dalla figura 4.50, per ricadere in questa casistica la coppia massima é stata aumentata rispetto ai casi precedenti e ciò comporta un aumento del costo del generatore.

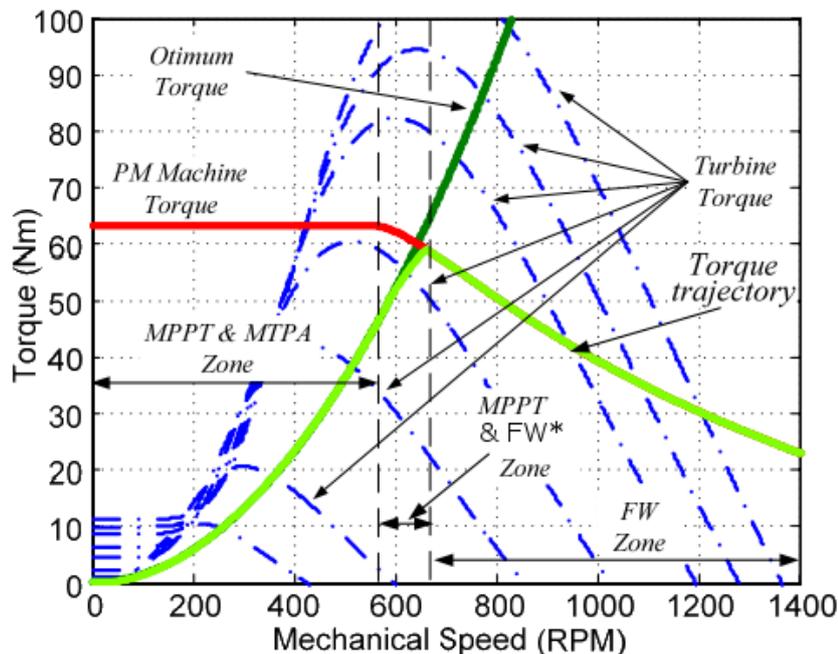


Figura 4.50 *Caso 3*

Nel diagramma di flusso di figura 4.51 sono riassunti i controlli da svolgere al fine di capire in quale dei tre casi descritti si trova il sistema, a seconda delle specifiche di progetto.

Le immagini riportate di seguito si riferiscono al controllo ottimo di coppia a cui é stato applicato lo schema decisionale precedente. In particolare notiamo nello schema

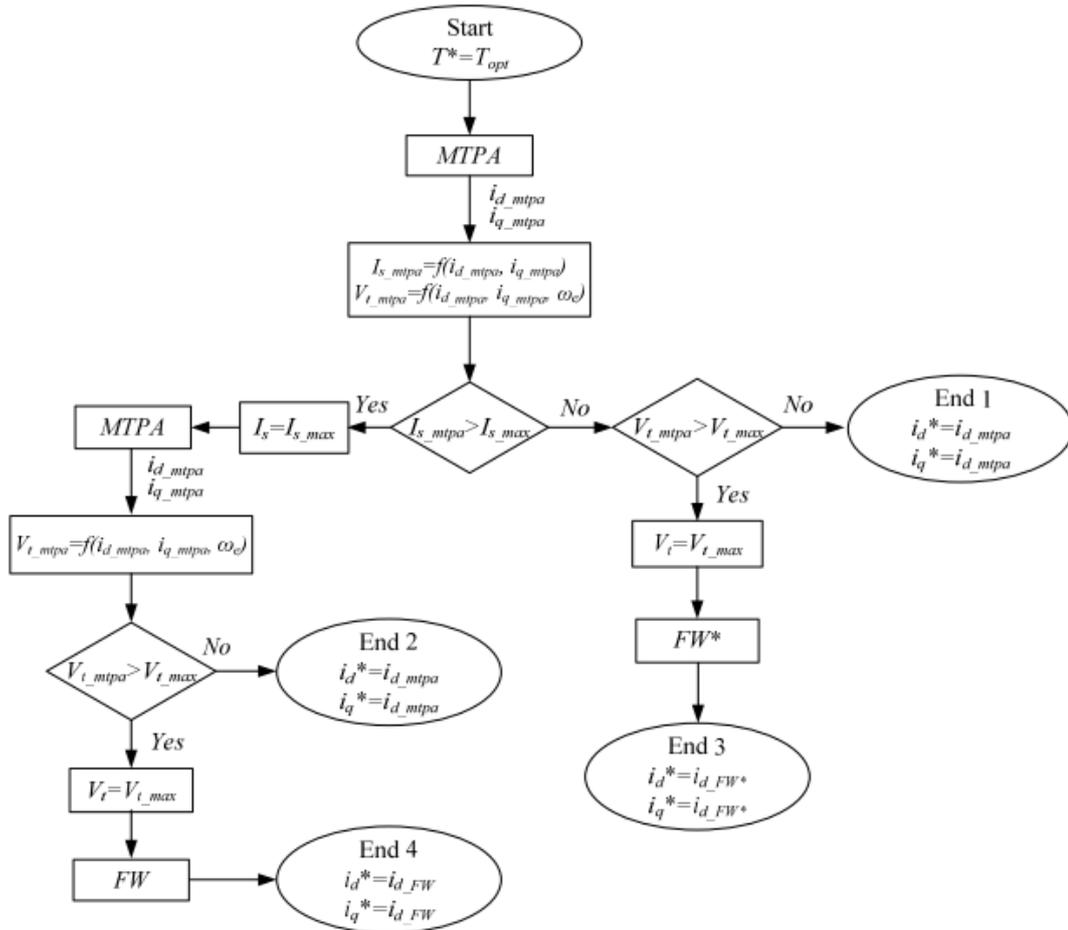


Figura 4.51 Schema decisionale per l'applicazione del flux weakenig

Simulink di figura 4.52 il controllo per il superamento della tensione limite dove l'errore di tensione entra nel relativo regolatore (blocco giallo), il quale produce la corrente di demagnetizzazione I_{dfw} che poi si somma alla componente I_d di MTPA (proveniente dal blocco rosa). Infine si noti il ricalcolo della corrente I_q in modo da rispettare così il modulo della corrente I_s (blocco grigio).

Nelle simulazioni si é in particolare cercato di evidenziare i tre casi esposti in precedenza. Nel primo caso (4.48) si é impostata una velocità del vento che varia a gradino tra i 5 ed i 13 m/s con una tensione nominale di 150 V ed una corrente nominale di 16 A, al fine di far scattare entrambi i limiti solamente nella seconda delle due velocità del vento, come esemplificato in figura 4.53.

Come ci si aspettava, notiamo che le due coppie (figura 4.54) e la potenza (figura 4.55) diminuiscono appena si passa nella zona in limitazione, come confermato anche dal grafico del C_p (figura 4.56) dove osserviamo che il massimo trasferimento di potenza si

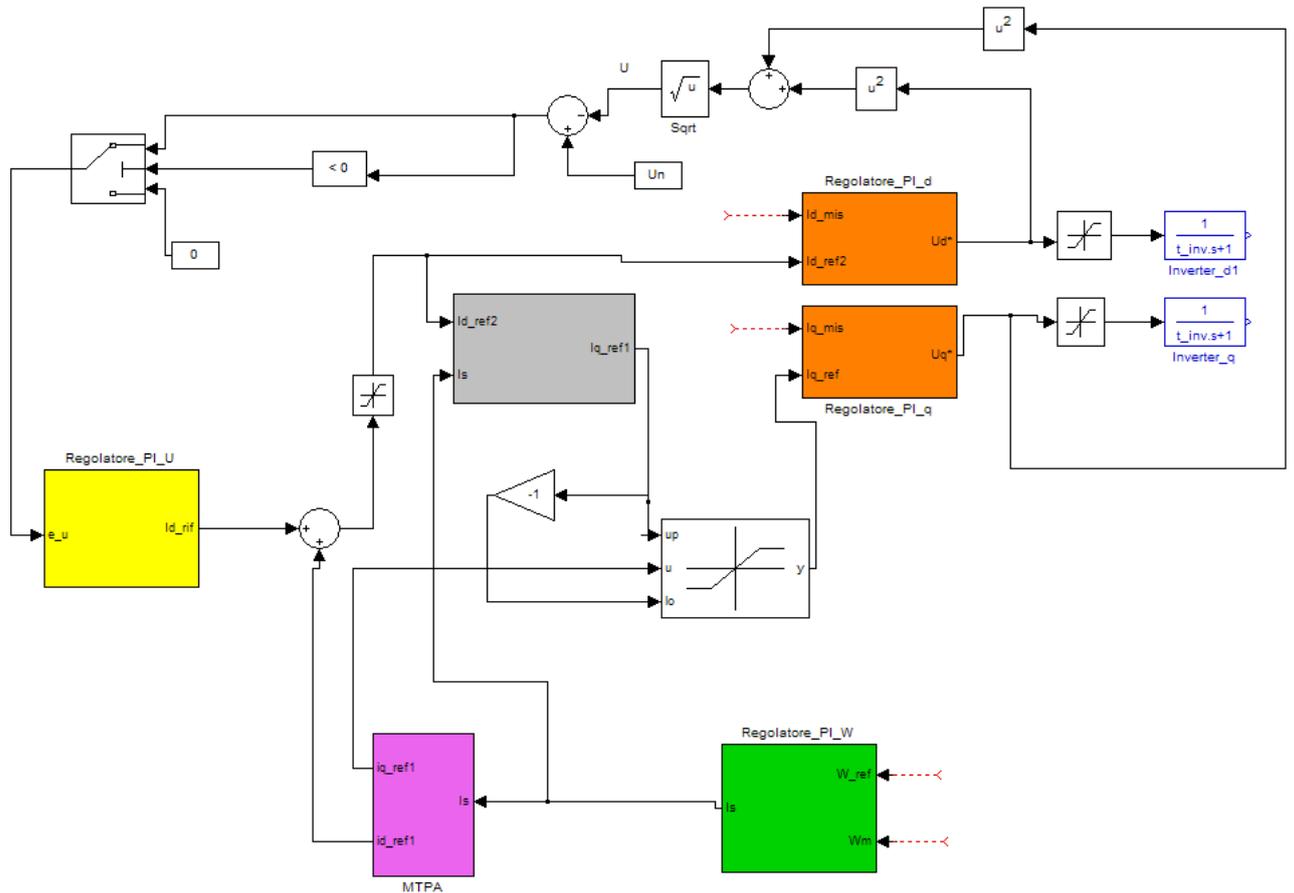


Figura 4.52 Schema a blocchi dell'azionamento con flux weakenig

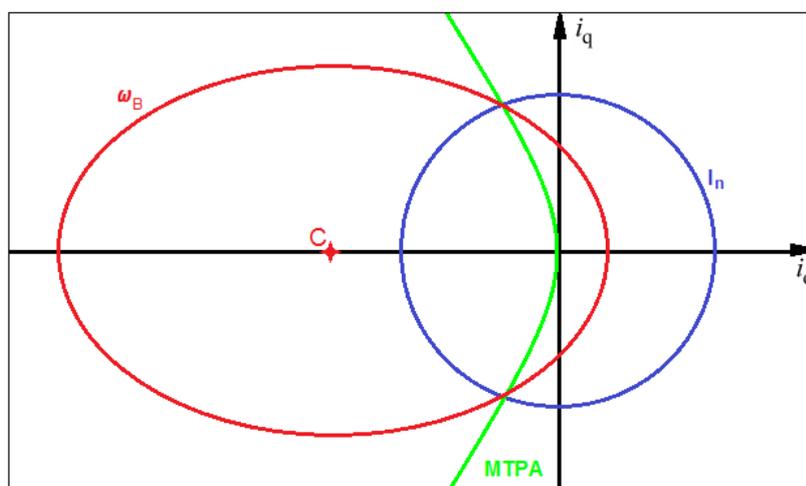


Figura 4.53 Limiti di corrente e tensione coincidenti

perde dopo il cambiamento di velocità. Infine come ulteriore conferma della bontà del deflussaggio è mostrato il grafico della tensione di statore (figura 4.58) che, dopo un piccolo iniziale, si assesta al valore nominale.

Il caso 2 in figura 4.49 rappresenta invece la situazione in cui la corrente entra in

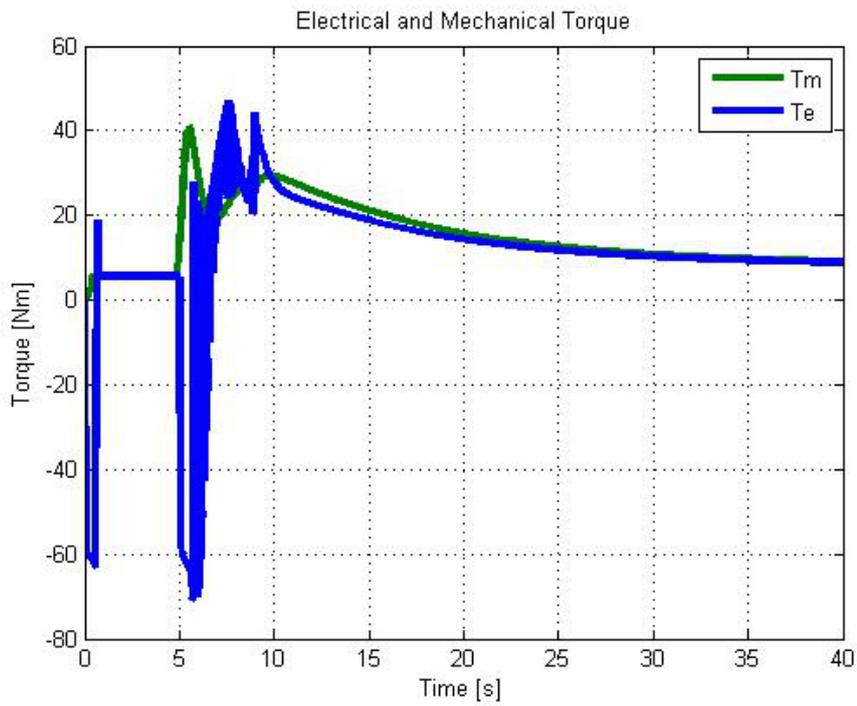


Figura 4.54 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

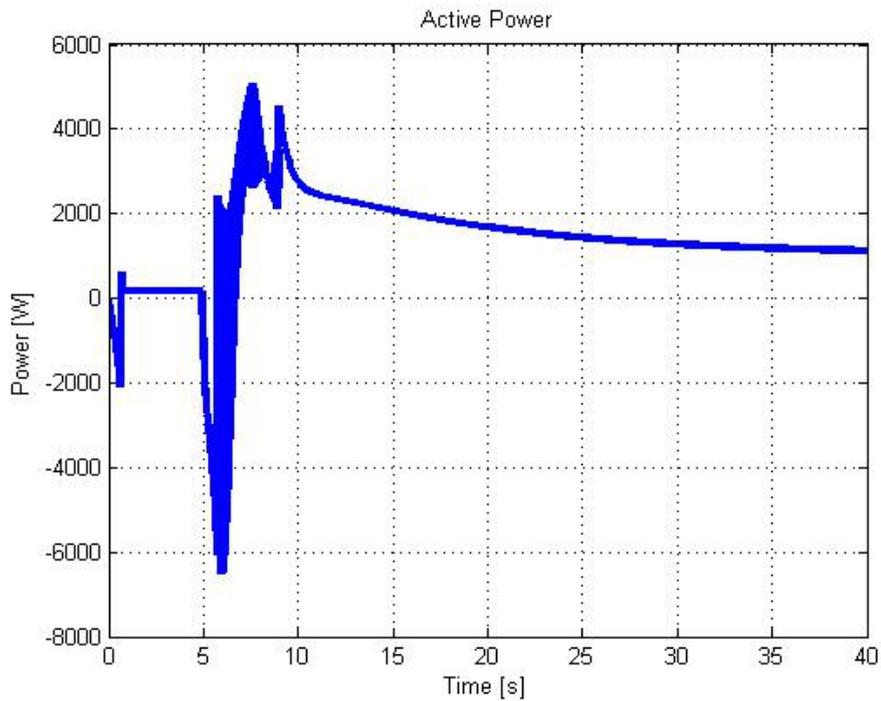


Figura 4.55 *Potenza attiva*

limitazione prima della tensione, schematizzato in figura 4.58. Per realizzarlo é stato necessario aumentare la tensione nominale fino a 220 V, aumentando di conseguenza anche la velocità del vento (da 11 a 12 m/s) e diminuire il piú possibile il limite di corrente, in

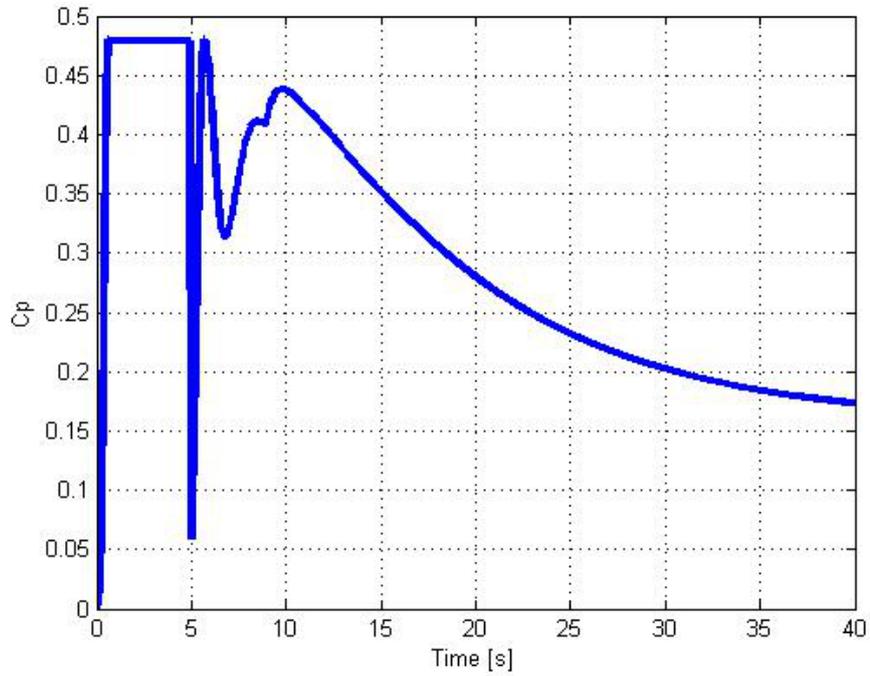


Figura 4.56 *Coefficiente di potenza*

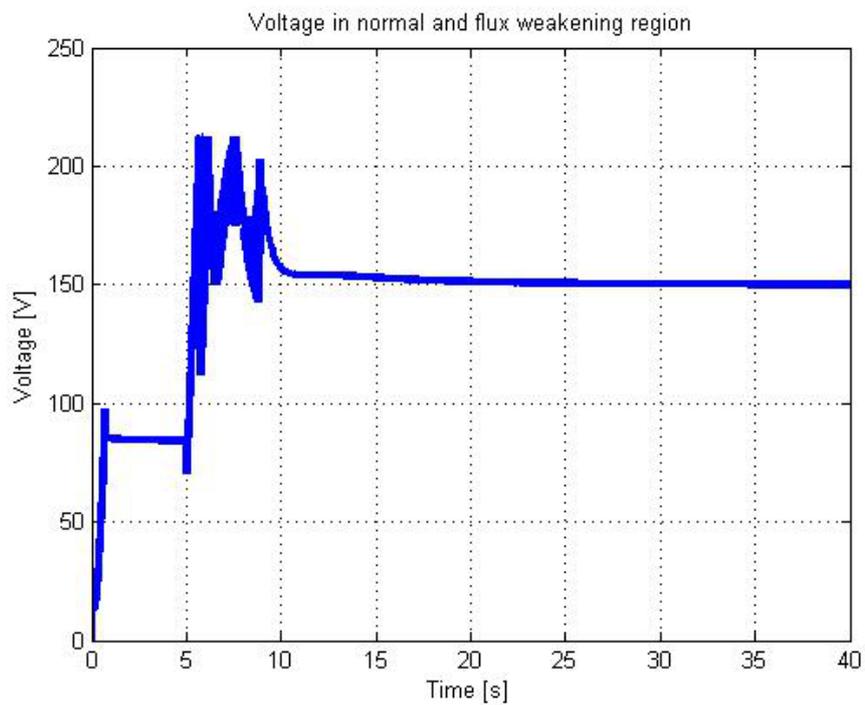


Figura 4.57 *Tensione di statore*

questo caso a 7 A.

Notiamo anche in questo caso una corrispondenza con la situazione desiderata; infatti, superate le limitazioni, la coppia e la potenza elettrica (figure 4.59 e ??) diminuiscono

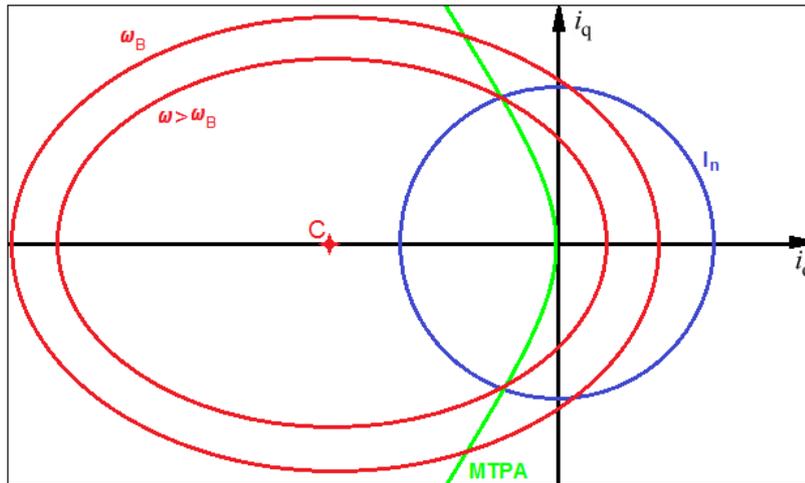


Figura 4.58 Limite di corrente minore del limite di tensione

all'aumentare della velocità di rotazione. Si ha inoltre una coerente diminuzione del coefficiente di potenza (figura 4.61) dove non è più possibile seguire il luogo MPPT ed un segnale di tensione che si assesta correttamente al valore nominale (figura 4.62).

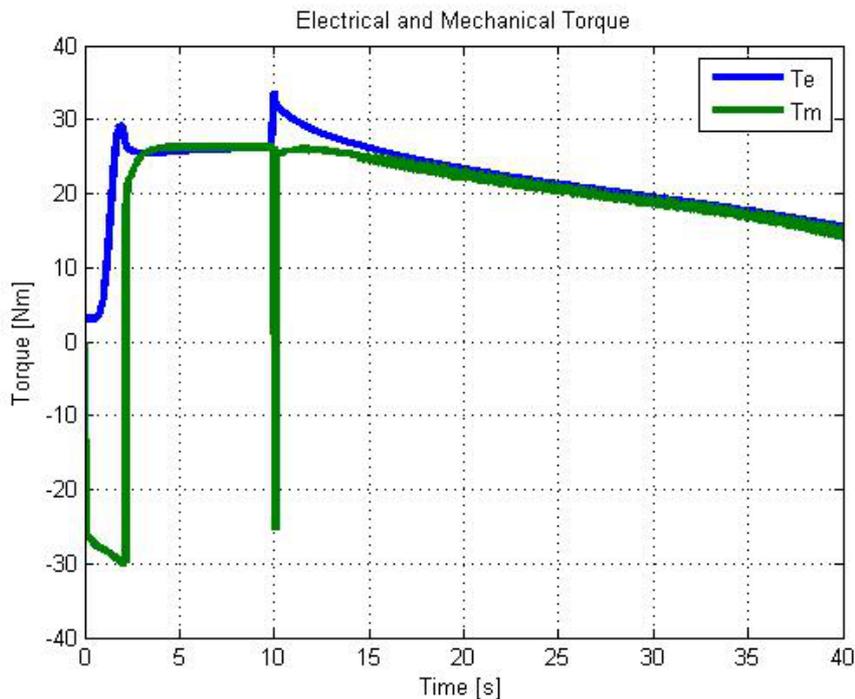


Figura 4.59 Confronto tra coppia meccanica ed elettrica

Un esempio relativo al caso 3 (figura 4.50) è presentato nelle simulazioni successive. In questo caso si raggiunge il limite di tensione senza però raggiungere quello di corrente, come evidenziato in figura 4.63; a tale scopo si è diminuita la tensione nominale, posta

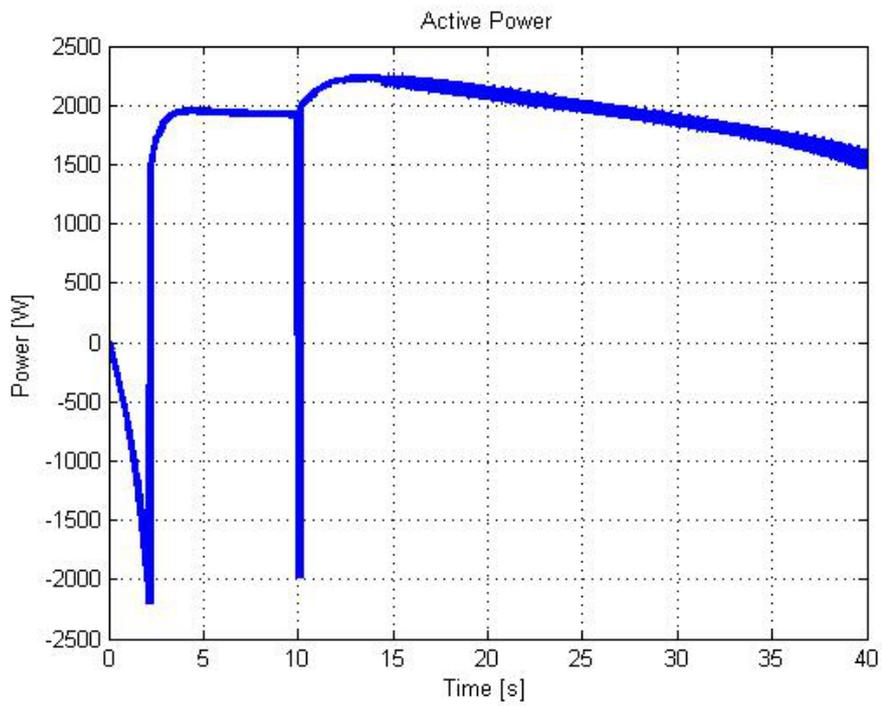


Figura 4.60 *Potenza attiva*

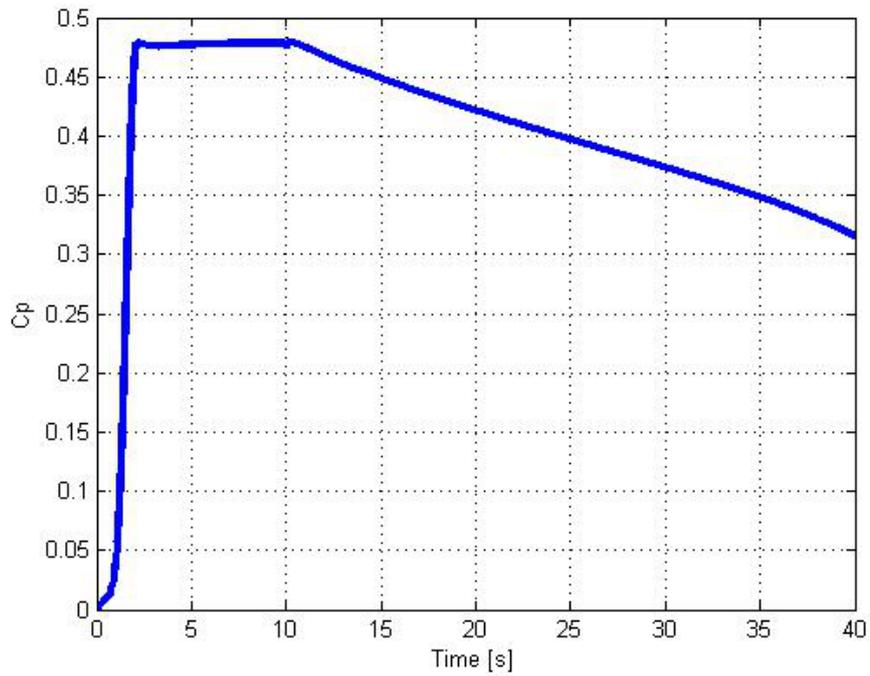


Figura 4.61 *Coefficiente di potenza*

nuovamente a 150 V e si é aumentata la corrente nominale fino a 40 A, imponendo una variazione del vento da 5 a 10 m/s per cui si raggiunge il limite di tensione solo con la seconda delle due velocità.

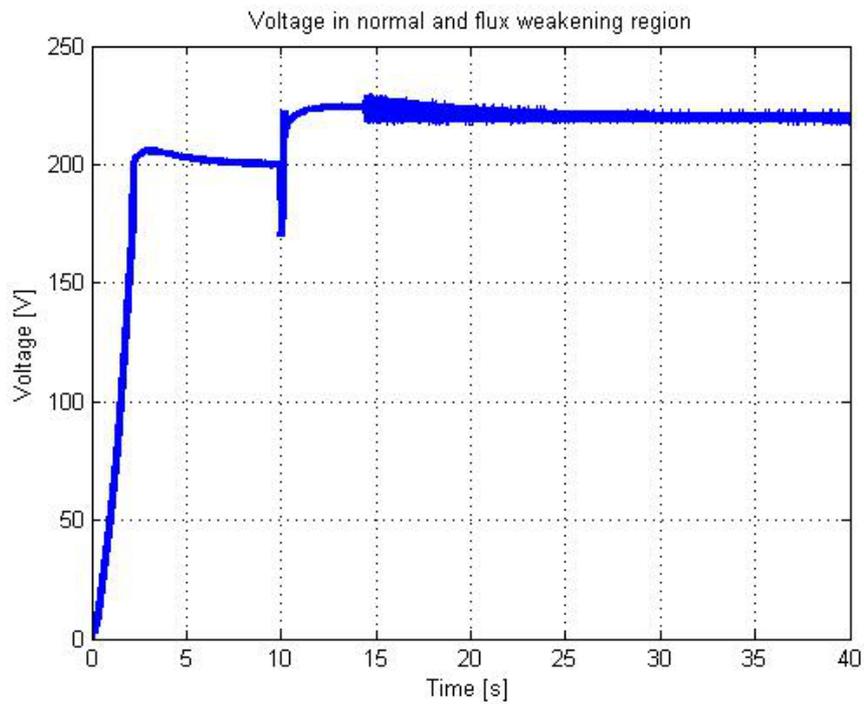


Figura 4.62 *Tensione di statore*

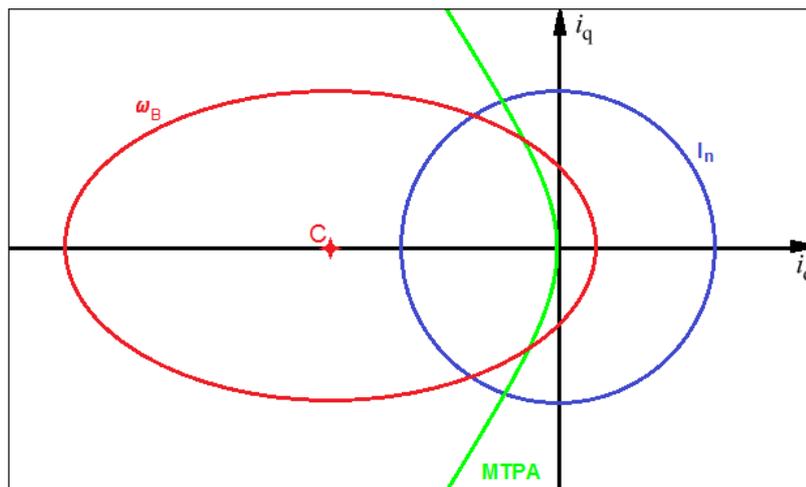


Figura 4.63 *Limite di tensione minore del limite di corrente*

Nei grafici si osserva che in fase di deflussaggio i segnali elettrici di coppia e potenza presentano delle oscillazioni attorno ai rispettivi valori ottimi; inoltre si nota che, nè le coppie (figura 4.64), nè la potenza attiva (figura 4.65) diminuiscono allo scattare della limitazione e ciò risulta coerente con il fatto che il limite di corrente non è ancora stato raggiunto e dunque è ancora possibile seguire il luogo MPPT, come si nota anche dalla presenza del C_p al massimo (figura 4.66).

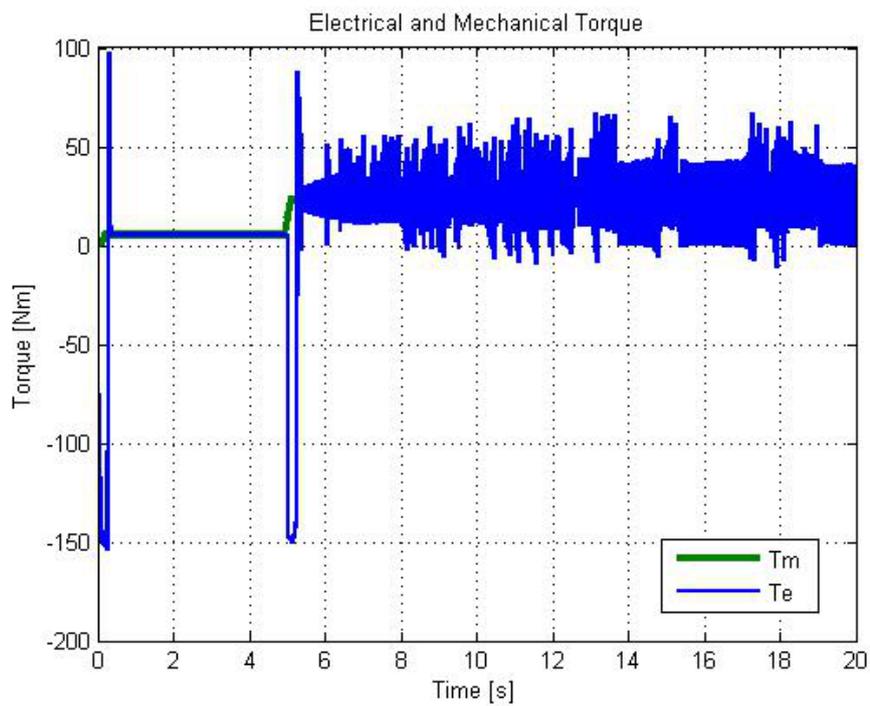


Figura 4.64 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

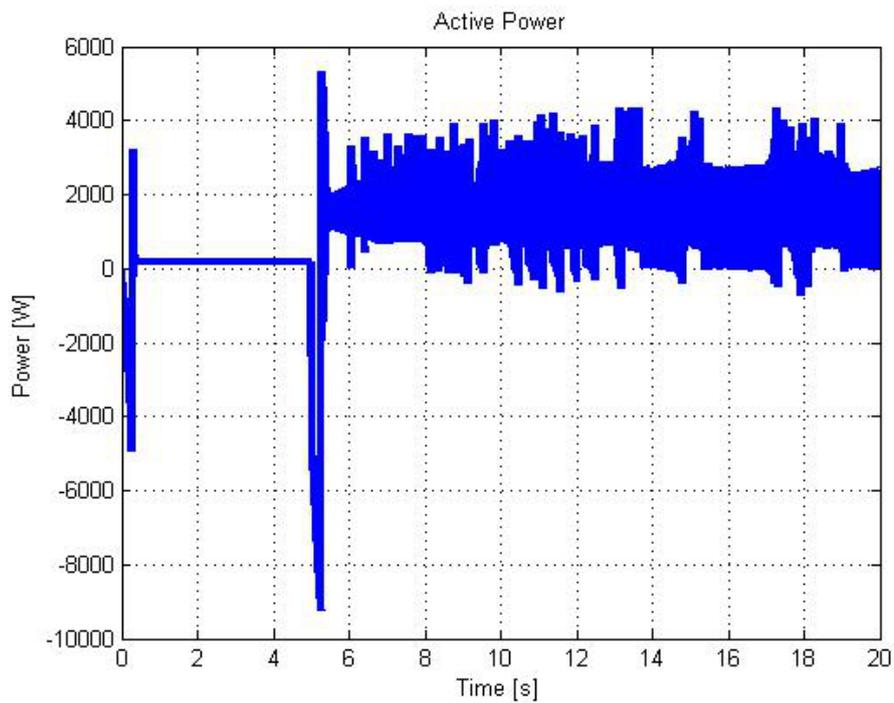


Figura 4.65 *Potenza attiva*

Infine in figura 4.67 si mostra il segnale di tensione che, al cambiamento di velocità, comincia ad oscillare con picchi che eccedono il valore nominale fino ad un massimo di 8 secondi dal cambiamento di velocità dopo i quali, il segnale, pur oscillando, rimane

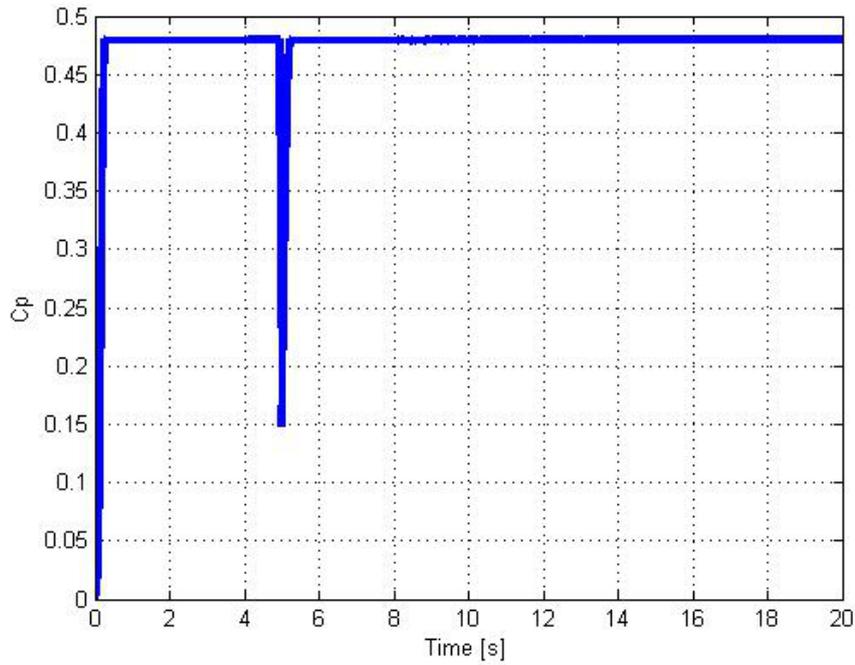


Figura 4.66 *Coefficiente di potenza*

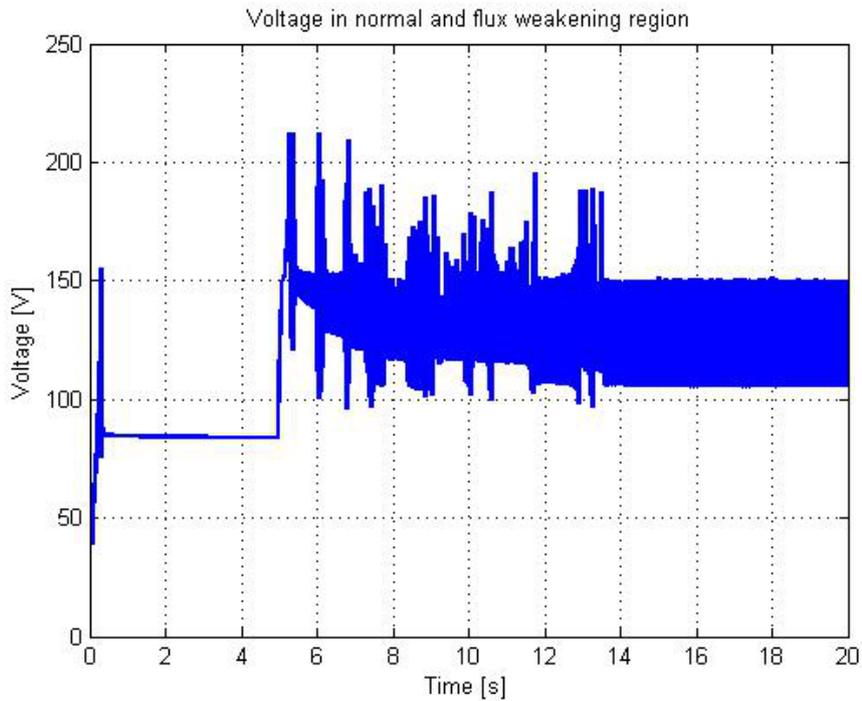


Figura 4.67 *Tensione di statore*

contenuto entro il limite desiderato. Un'ulteriore verifica si ottiene applicando lo schema decisionale precedente alla tipologia di algoritmi P&O. Si é scelto di mettere in evidenza il caso 1 (figura 4.50), dove si ha deflussaggio nella seconda parte di simulazione, raggiungendo entrambi i limiti di tensione e corrente. A tal fine si é simulata una velocità

del vento a gradino da 8 a 13 m/s con una tensione nominale di 160 V ed una corrente nominale di 15 A. Coerentemente con le analisi precedenti, i segnali di coppia rimangono ottimi nella prima fase mentre quando si entra in limitazione la coppia elettrica diminuisce rispetto al suo valore ottimale, così come la potenza elettrica (figure 4.69 e 4.69).

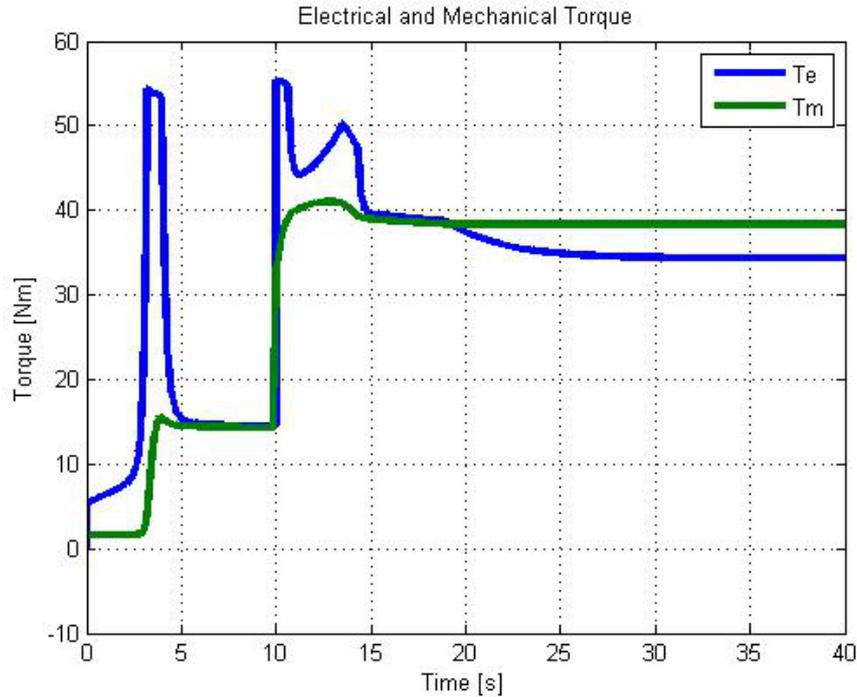


Figura 4.68 *Confronto tra coppia meccanica ed elettrica*

Si noti che in questo caso la coppia meccanica non segue la coppia elettrica come nelle analoghe simulazioni precedenti ma rimane invece al suo valore ottimo. Si tratta di un effetto dovuto alla differente tipologia di algoritmo MPPT impiegato; l'algoritmo P&O infatti, seguendo le variazioni di potenza e velocità, non utilizza più la coincidenza delle coppie come condizione di equilibrio ottimale come invece avveniva utilizzando il feedback di segnale nel controllo ottimo di coppia. Per completezza si aggiunge anche il grafico della tensione; la figura 4.70 mette in evidenza le prestazioni del regolatore, che peggiorano rispetto ai casi precedenti presentando un tempo di assestamento di circa 15 s. Ciò è in parte dovuto alla scelta della coppia di limiti, non fornita da effettivi valori di targa del motore ma scelta per ricadere nel primo dei casi illustrati in [13].

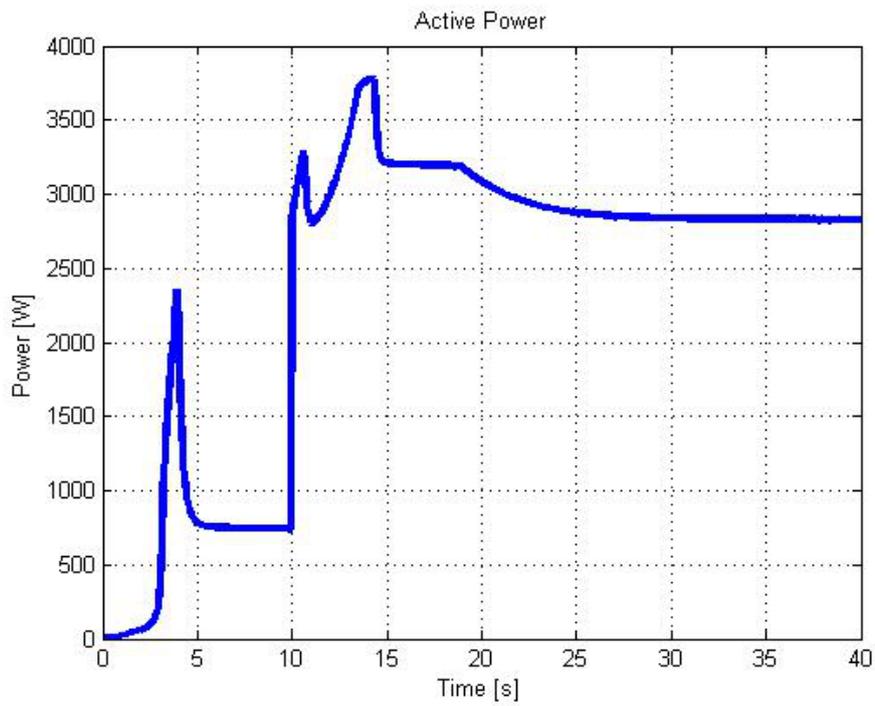


Figura 4.69 *Potenza attiva*

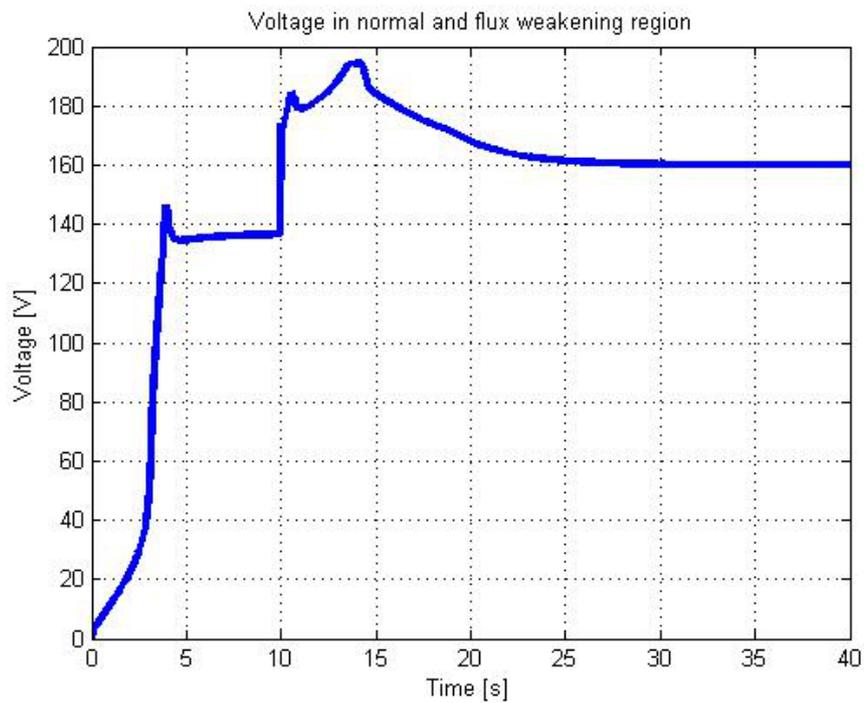


Figura 4.70 *Tensione di statore*

4.3.2 Il problema delle inerzie

Durante i test dei vari algoritmi di MPPT si é rilevato un fatto comune a tutte le tipologie di controllo, ovvero la perdita di efficienza del sistema in presenza dei cambiamenti

di velocità del vento. Se prendiamo nuovamente in considerazione il metodo MPPT del controllo ottimo di coppia, si dimostra [14] che il processo di transitorio tra due velocità angolari che corrispondono a due diverse velocità del vento é dovuto principalmente all'inerzia della turbina eolica. Durante questo transitorio infatti, la velocità dell'albero riesce a raggiungere il suo valore ottimo, ma, quando il vento cambia troppo rapidamente, la turbina non riesce sempre a raggiungere l'MPP e di conseguenza si perde una significativa quantità di potenza con relativo scostamento del C_p dal suo valore massimo. La "costante di tempo attuale" della turbina, τ , é definita [14] come l'intervallo di tempo nel quale la velocità angolare raggiunge il 63.2% del suo cambiamento tra uno stato a regime ed il successivo. Se consideriamo il processo di transitorio tra una velocità del vento e la successiva, la coppia della turbina si muove come nella figura 4.71

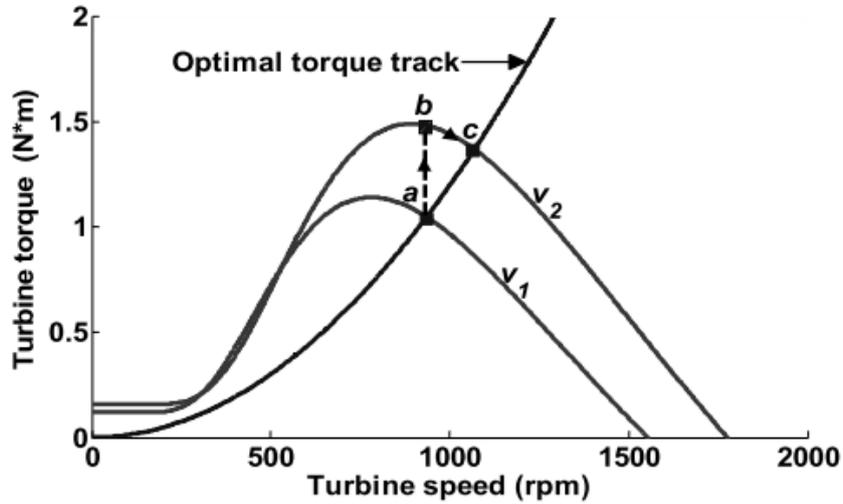


Figura 4.71 Cambiamento di velocità di vento

dal punto a, cui corrisponde la coppia (ottima)

$$T_{o1} = \frac{1}{2} \frac{(C_{p_{max}})}{\lambda_o} \rho A R V_1^2 \quad (4.7)$$

al punto b, corrispondente alla coppia

$$T_1 = \frac{1}{2} \frac{C_{p_{max}} - \Delta C_p}{\lambda_o - \Delta \lambda} \rho A R V_2^2 \quad (4.8)$$

Durante questa fase che avviene in un tempo quasi nullo, la coppia del generatore rimane ferma al valore T_{o1} perciò l'errore di coppia prodotto da un cambiamento di velocità é

$$\Delta T = T_1 - T_{o1} \quad (4.9)$$

In seguito la coppia della turbina inizia a diminuire, muovendosi dal punto b al punto c mentre quella del generatore aumenta in modo proporzionale a ΔT , coincidendo, alla fine del processo, con quella della turbina in un nuovo punto di ottimo c. La costante di tempo τ può essere dunque definita come

$$\tau = \frac{\omega_2 - \omega_1}{\Delta T/J} \quad (4.10)$$

Osservando questa formula, un primo fatto da rilevare é che la costante di tempo é proporzionale all'inerzia del sistema. Ciò conferma quanto già constatato durante le simulazioni precedenti, dove abbassando il momento d'inerzia della turbina le prestazioni erano migliorate notevolmente; in secondo luogo si nota che il peso dell'inerzia si fa sentire di piú alle basse velocità piuttosto che alle alte, dal momento che la differenza tra le coppie ΔT diventa maggiore all'aumentare del vento come si deduce osservando le curve di figura 4.2 e ricordando che la coppia cresce con il quadrato della velocità del vento. Operando le dovute sostituzioni e ponendo $V_1 = V_2 = V$, l'espressione di τ diventa

$$\tau = \frac{J\lambda_o^2}{0.5\rho AR^2} * \frac{1}{3Cp_{max}} * \frac{1}{V} \quad (4.11)$$

da cui effettivamente si dimostra che la costante di tempo τ é inversamente proporzionale alla velocità del vento (figura 4.72) come si può verificare anche dalla figura 4.73 che mostra le simulazioni di due variazioni del vento uguali (1 m/s) ma partendo da due diverse velocità (4 e 10 m/s).

Vi sono poi due ulteriori caratteristiche collegate all'inerzia del sistema e rilevate sperimentalmente: la perdita di potenza estratta aumenta sia con l'aumentare della frequenza delle variazioni del vento, sia con l'aumentare dell'accelerazione del vento stesso. Per quanto riguarda la frequenza delle oscillazioni del vento osserviamo le diverse prestazioni del sistema nelle figure 4.74 e 4.75 con una velocità del vento ad onda quadra; nel primo caso utilizziamo un'onda quadra piú "larga", dunque con frequenza minore, rispetto alla successiva e osserviamo dalle figure che, man mano che aumenta la frequenza dell'onda quadra, le perdite di efficienza sono maggiori.

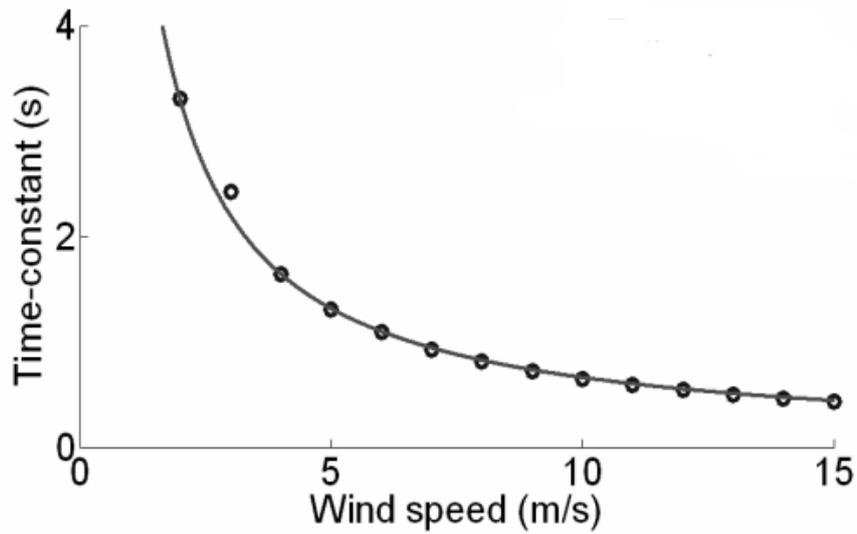


Figura 4.72 Grafico della costante di tempo in funzione della velocità del vento

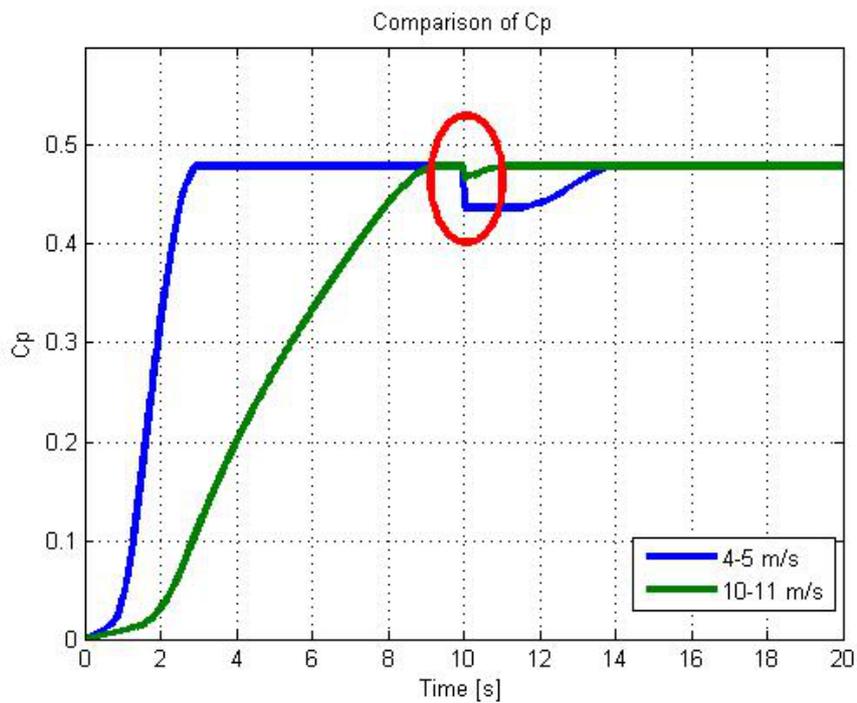
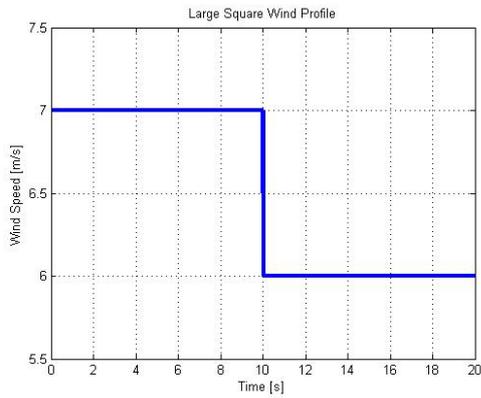


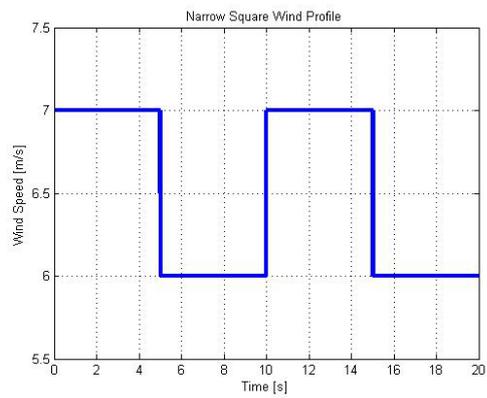
Figura 4.73 Confronto tra diverse variazioni di velocità del vento

Per quanto riguarda invece l'entità dell'accelerazione del vento, si nota una proporzionalità tra la derivata del segnale di velocità del vento dV/dt ed il peggioramento delle prestazioni del sistema.

Nei grafici a sinistra delle figure 4.76 e 4.77 sono infatti mostrati i risultati per una velocità del vento che varia a rampa con una pendenza dello 0.05%, mentre nel caso di destra la pendenza è dello 0.5%, dunque un ordine di grandezza maggiore.

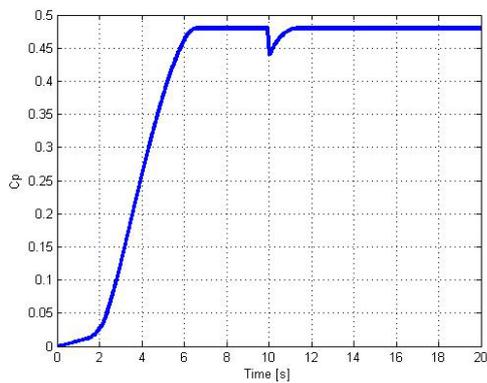


(a) Onda quadra a bassa frequenza

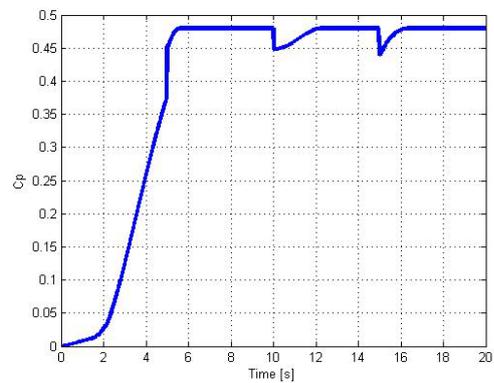


(b) Onda quadra ad alta frequenza

Figura 4.74 Profilo del vento ad onda quadra

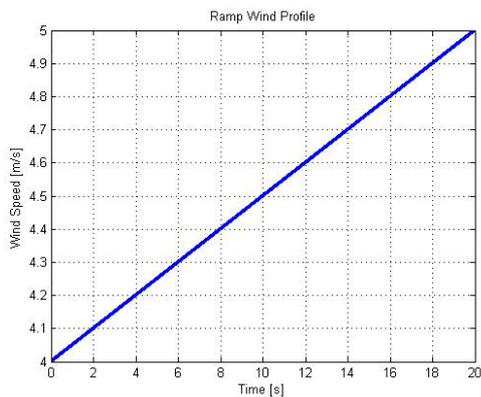


(a) Onda quadra a bassa frequenza

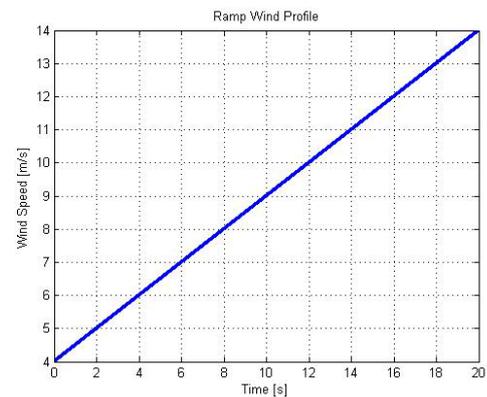


(b) Onda quadra ad alta frequenza

Figura 4.75 Coefficienti di potenza relativi ai profili del vento ad onda quadra



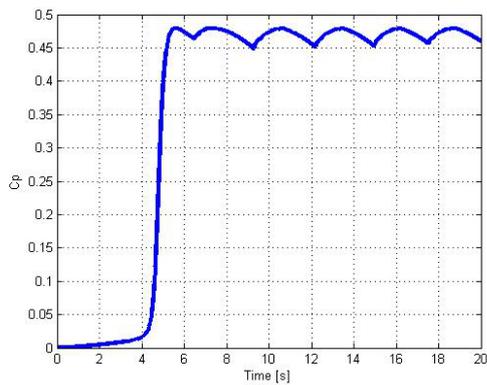
(a) Rampa con pendenza dello 0.05%



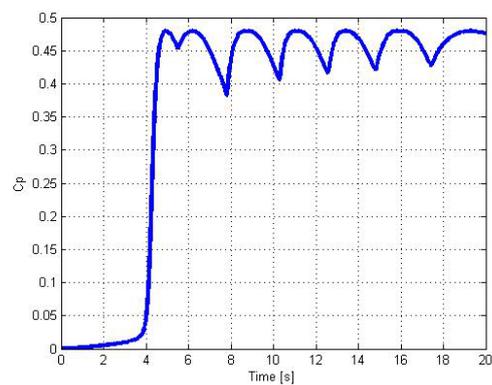
(b) Rampa con pendenza dello 0.5%

Figura 4.76 Profilo del vento a rampa

Infine un' ulteriore osservazione riguarda il comportamento degli algoritmi di MPPT quando il vento é simulato con un segnale che diminuisce nel tempo. In tutti questi casi,



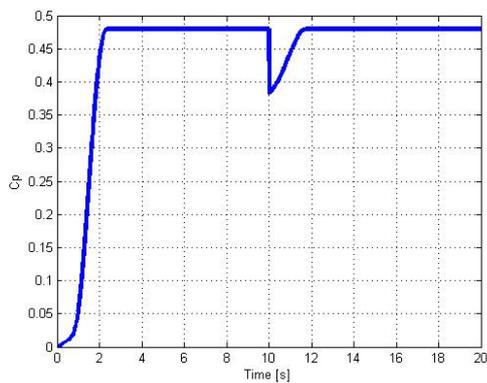
(a)



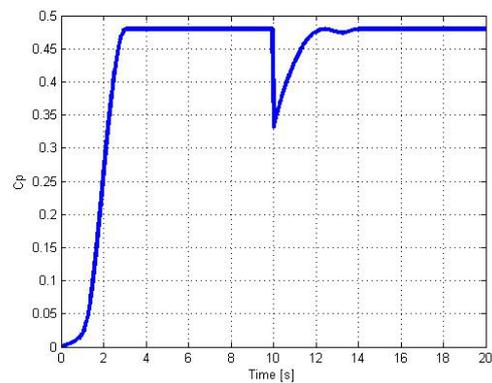
(b)

Figura 4.77 *Coefficienti di potenza relativi al profilo del vento a rampa*

indipendentemente da quale sia la forma d'onda che rappresenta il vento, si nota una perdita di efficienza del sistema superiore all'analogo caso in cui il vento aumenta. Ciò risulta evidente dalle figure 4.78 e 4.79 dove si è simulata una velocità del vento a gradino che cresce e diminuisce della stessa quantità ($3 - 4 \text{ m/s}$ e $8 - 9 \text{ m/s}$). Oltre al fenomeno del peggioramento delle prestazioni in discesa, in tali figure si ritrova anche quando detto in precedenza, ovvero che la perdita di efficienza è inversamente proporzionale al valore della velocità del vento.



(a)



(b)

Figura 4.78 *Coefficienti di potenza con profilo del vento salita/discesa ($3 - 4 \text{ m/s}$)*

Questo fenomeno può essere compreso facendo riferimento all'espressione della coppia di carico T_L che in un sistema meccanico eguaglia la coppia motrice $T(t)$, [17]. La coppia di carico a sua volta può essere suddivisa come

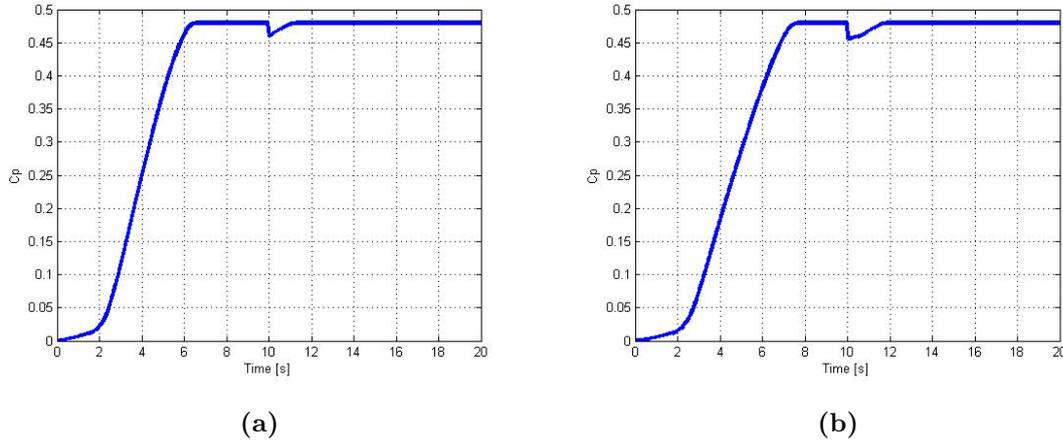


Figura 4.79 Coefficienti di potenza con profilo del vento salita/discesa (8 – 9m/s)

$$T_L = T_\alpha(\alpha) + T_\omega(\omega) + T_\theta(\theta) + T_L(t) \quad (4.12)$$

dove $T_\alpha = J\alpha$ é la coppia inerziale, T_ω é la coppia viscosa, ovvero la coppia resistente al moto dovuta ai movimenti rotanti del carico meccanico nel fluido in cui é immerso, T_θ é la coppia statica, cioé dipendente dalla posizione angolare dell'albero, ed infine $T_L(t)$ é la coppia dovuta a cause autonome esterne.

Con riferimento al sistema turbina-generatore possiamo identificare la coppia motrice $T(t)$ con la coppia esercitata dal vento T e la coppia di carico con la somma della coppia inerziale T_α e della coppia esterna che in questo caso é rappresentata dalla coppia del generatore T_e , assunta con segno positivo.

Si considera dapprima il caso in cui il vento varia come un gradino positivo (salita "s") da t_1 a t_2 e ci si pone idealmente nel transitorio ovvero in un istante t tale che $t_1 < t < t_2$; allora, come osservato in [7], la macchina sincrona sta accelerando per raggiungere la velocità ottima e dunque funziona da motore con coppia $T_{es} < 0$ mentre $T_{\alpha s}$ risulta > 0 in quanto la variazione di velocità $\omega_2 - \omega_1$ é positiva. Possiamo dunque scrivere l'equazione

$$T_s - T_{es} - T_{\alpha s} = 0 \quad (4.13)$$

da cui si ha

$$J\alpha_s = T_s - T_{es} \quad (4.14)$$

e dunque

$$\alpha_s = \frac{T_s - T_{es}}{J} > 0 \quad (4.15)$$

Nel caso invece in cui si abbia un gradino negativo (discesa "d") la coppia motrice prodotta dal vento T_d é inferiore in modulo a quella prodotta in salita, la macchina sincrona sta frenando e dunque si comporta da generatore ($T_{ed} > 0$) mentre la coppia inerziale $T_{\alpha d}$ é negativa in quanto é negativa la variazione di velocità $\omega_2 - \omega_1$. In questo caso l'equazione diventa

$$T_d - T_{ed} - T_{\alpha d} = 0 \quad (4.16)$$

$$J\alpha_d = T_d - T_{ed} \quad (4.17)$$

$$\alpha_d = \frac{T_d - T_{ed}}{J} < 0 \quad (4.18)$$

Poiche dalle assunzioni precedenti si ha

$$|T_s - T_{es}| > |T_s| \quad (4.19)$$

e

$$|T_d - T_{ed}| < |T_d| < |T_s| \quad (4.20)$$

dalle 4.15 e 4.17 si conclude che

$$|\alpha_d| < |\alpha_s| \quad (4.21)$$

e dunque l'accelerazione della turbina in fase di discesa é, in valore assoluto, minore rispetto all'accelerazione in fase di salita riferita alla medesima variazione di velocità.

Capitolo 5

Conclusioni

L'obiettivo di questa tesi é stato lo studio degli algoritmi di massimizzazione della potenza estratta da fonte eolica. In particolare tra le tre tipologie di algoritmi studiate, il metodo Perturb&Observe si presenta sicuramente come il piú versatile in quanto non presuppone né la conoscenza della velocità del vento, né dei parametri costruttivi della turbina, permettendo così di ridurre i costi dovuti all'anemometro e di utilizzare lo schema di controllo per differenti turbine. E' stato visto inoltre che l'algoritmo Perturb&Observe può essere implementato con modalità diverse: il metodo piú semplice risulta quello con passo di aggiornamento a step fisso che tuttavia pone un problema di scelta tra dinamica veloce dell'algoritmo e bassa presenza di oscillazioni a regime mentre soluzioni piú avanzate che risolvano questo problema presuppongono l'utilizzo di uno step variabile. Tra le possibili soluzioni i risultati migliori sono da ascrivere al metodo "Slope" che, utilizzando come passo di aggiornamento la derivata della potenza rispetto al velocità rotorica, permette all'algoritmo di velocizzarsi quando distante dal punto di massima potenza e di rallentare in prossimità di esso, fornendo ottimi risultati. Successivamente si é affrontato l'estensione del controllo a situazioni di alta velocità del vento; in questo caso, al fine di perseguire il massimo trasferimento di potenza tenendo conto dei limiti di tensione, corrente e potenza massimi, si sono individuate e simulate delle casistiche di controllo utilizzando la tecnica del flux-weakening per mantenere il sistema entro i limiti di funzionamento. Infine si é studiato il problema delle inefficienze degli algoritmi simulati, dovute principalmente all'influenza delle inerzie sul sistema. Sono state individuate e analizzate le situazioni fisiche in cui le prestazioni peggiorano sensibilmente, ponendo particolare attenzione al

caso il cui il vento diminuisce di intensità. Lo studio di possibili soluzioni al problema delle inefficienze dovute alle inerzie non é stato affrontato in questa tesi e potrebbe fornire possibili sviluppi futuri e miglioramenti degli algoritmi proposti.

Ringraziamenti

Vorrei ringraziare il Prof. Silverio Bolognani per la disponibilità con cui mi ha seguita e consigliata in questo lavoro di tesi. Inoltre un sentito ringraziamento all'Ing. Miorin che con affetto e pazienza mi ha sostenuto ed aiutato durante questi anni di studio.

Bibliografia

- [1] ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economici sostenibile), Quaderno di Energia Eolica

- [2] A.P.E.R (Associazione produttori da fonti di energia rinnovabili), Dossier Micro-Eolico

- [3] ABB (2007), Quaderni di applicazione tecnica n.13 - Impianti Eolici

- [4] Silverio Bolognani, Dispensa del corso di Azionamenti elettrici

- [5] R. D. Shukla, Dr. R. K. Tripathi "*Maximum Power Extraction Schemes & Power Control in Wind Energy Conversion System*", International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 3, Issue 6, June 2012, ISSN 2229-5518

- [6] J. S. Thongam, M. Ouhruche "*MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems*", Department of Renewable Energy Systems, STAS Inc., Electric Machine Identification and Control Laboratory, Department of Applied Sciences, University of Quebec, Canada

- [7] F. Bonaccorso, G. Scelba, A. Consoli, G. Muscato "*EKF-Based MPPT Control for Vertical Axis Wind Turbine*", Department of Electrical Electronic and Computer Engineering , University of Catania, Italy

- [8] Whei-Min Lin, Chih-Ming Hong "*Intelligent Approach to MPPT Control Strategy for Variable-Speed Wind Turbine Generation System*", Department of Electrical Engineering, National Sun-Yat Sen University, Taiwan

- [9] J. S. Thongam, P. Bouchard, H. Ezzaidi, M. Ouhrouche " *Wind Speed Sensorless Maximum Power Point Tracking Control of Variable Speed Wind Energy Conversion Systems* "
- [10] F. Liu, S. Duan, F. Liu, B. Liu, Y. Kang " *A Variable Step Size INC MPPT Method for PV Systems* ", Coll. of Electr & Electron. Engineering, Huazhong Univ. of Science & Technology, Wuhan
- [11] S. Morimoto, H. Nakayama, M. Sanada, Y. Takeda " *Sensorless Output Maximization Control for Variable-Speed Wind Generation System Using IPMSG* ", Dept. of Electr. & Electron. Syst., Osaka Prefecture Univ., Sakai, Japan
- [12] T.Nakamura, S. Morimoto, M. Sanada, Y. Takeda " *Optimum Control of IPMSG for Wind Generation System* ", Dept. of Electr. & Electron. Syst., Osaka Prefecture Univ., Sakai, Japan
- [13] R.H. Moncada, R. A. Rodriguez, J. A. Tapia, T.M. Jahns " *Axial Flux Permanent-Magnet under Optimum Control Strategy for Wind Power Generation* ", Elec. Eng. Dept. University of Concepcion, CHILE
- [14] C. Thang, M. Pathmanathan, W. L Soong, N. Ertugrul " *Effects of Inertia on Dynamic Performances of Wind Turbines* ", University of Adelaide, Adelaide, Australia
- [15] B. Neammanee, S. Sirisumrannukul, S.Chatratana " *Control Strategies for variable-speed Fixed-pitch Wind Turbines* ", Department of Electrical Engineering, Faculty of Engineering, King Mongkut's University of Technology North Bangkok, National Science and Technology Development Agency, Thailand
- [16] N. Milivojevic, N. Schofield, I. Stamenkovic, Y. Gurkaynak " *Field Weakening Control of PM Generator used for Small Wind Turbine Application* ", IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011), January 2011
- [17] Silverio Bolognani, Dispensa del corso di Azionamenti Elettrici I, " *Capitolo 7: Carichi meccanici* "