

Modellazione di generatori eolici a velocità variabile con generatore asincrono a doppia alimentazione

Samuele Grillo, Mattia Marinelli, Andrea Pitto, Federico Silvestro

Questo articolo illustra le caratteristiche di un generatore eolico a velocità variabile equipaggiato con generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG Doubly Fed Induction Generator) e riporta i risultati di simulazioni condotte con il programma di simulazione di sistemi elettrici, DigSilent, su un aerogeneratore da 850 kW. Nella prima parte si analizzano brevemente le peculiarità del generatore asincrono a doppia alimentazione e le principali equazioni di coppia del sistema turbina-generatore. Successivamente si illustra uno dei principali requisiti che i generatori elettrici devono rispettare affinché non creino perturbazioni in rete: l'insensibilità agli abbassamenti di tensione. Lo schema a blocchi che descrive il sistema di controllo della turbina viene approfondito nel terzo paragrafo ("Schema turbina..."). Il quarto paragrafo ("Risultati delle simulazioni...") riporta la risposta del sistema di controllo a fronte di variazioni nella velocità del vento e il comportamento della macchina in caso di corto circuito trifase franco ai morsetti del trasformatore di macchina.

Keyword

Generatore eolico a velocità variabile, Generatore asincrono a doppia alimentazione, Perturbazioni di tensione.

L'energia del vento sta guadagnando una sempre crescente importanza in tutto il mondo; negli ultimi anni il contributo proveniente da questa risorsa è divenuto sempre maggiore e in certi paesi contribuisce in maniera non trascurabile al bilancio energetico. L'integrazione di questa fonte all'interno della rete di trasmissione dell'energia elettrica deve però essere opportunamente valutata e regolamentata, cosicché l'utilizzo dell'eolico non diventi fonte di problemi piuttosto che di benefici.

Tutti gli impianti eolici installati fino a pochi anni fa non forniscono al sistema elettrico prestazioni che possono definirsi "Servizi di Rete". Tuttavia, di recente, a seguito della pubblicazione dell'Allegato n. 6 della Norma Cei 11-32 "Impianti di produzione eolica", alle nuove installazioni sul territorio italiano potranno essere richiesti servizi che già sono richiesti in altri Paesi europei (Danimarca, Germania e Spagna per primi), come:

- Possibilità di riduzione della potenza immessa in rete.
- Insensibilità agli abbassamenti di tensione (low voltage ride through).

- Regolazione della potenza attiva (regolazione primaria di frequenza).
- Regolazione della potenza reattiva (regolazione primaria di tensione).
- Inserimento graduale della potenza immessa in rete.

Il secondo punto risulta particolarmente critico per le turbine a velocità variabile, le quali sono sempre equipaggiate con convertitori elettronici, che risultano particolarmente sensibili alle sovratensioni e sovracorrenti indotte durante i guasti e che perciò devono essere opportunamente salvaguardati attraverso l'impiego di dispositivi (barra di blocco o crow-bar) che garantiscano la continuità di servizio della macchina.

Il soddisfacimento di questi requisiti porterà notevole giovamento alla sicurezza e alla qualità del Sistema; d'altro canto la necessità di ridurre la potenza prodotta, a causa della partecipazione alla regolazione primaria di frequenza, potrebbe ripercuotersi negativamente sulla producibilità dell'impianto, determinando un minore ritorno economico. Tuttavia, considerata la notevole e continua riduzione dei costi d'installazione, questo calo di producibilità potrà essere tollerato.

Modello della turbina eolica

La tipica configurazione di un *asincrono a doppia alimentazione* è mostrata in figura 1 [1].

Costruttivamente si tratta di un derivato della macchina asin-

S. Grillo, M. Marinelli, A. Pitto, F. Silvestro - Laboratorio IEES (Intelligent Electric Energy System), Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Università degli Studi di Genova

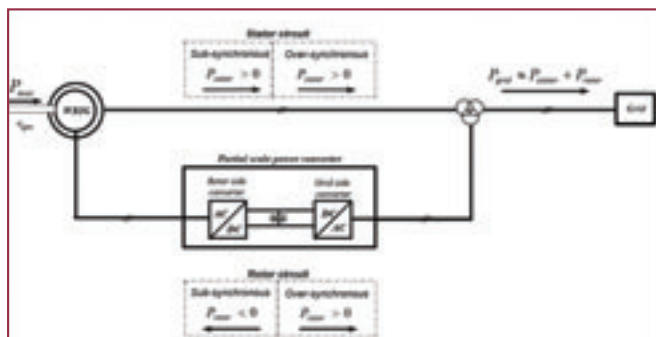


Figura 1 - Flussi di potenza all'interno di un DFIG

crona con rotore avvolto, in cui, tramite gli anelli rotorici, è possibile iniettare tensioni di opportuna ampiezza e frequenza fornite dal convertitore elettronico, al fine di compensare la differenza, in termini di frequenza, tra la velocità elettrica di statore e la velocità meccanica di rotore. Il termine *doubly fed* riflette il fatto che la tensione sullo statore è applicata dalla rete mentre quella di rotore viene applicata dal convertitore. Questa configurazione permette il funzionamento a velocità parzialmente variabile ($\pm 30\%$). Per coprire questo campo di velocità il doubly fed è in grado di operare come generatore sia in situazioni di sottosincronismo ($s > 0$, scorrimento positivo) che di sovrainsincronismo ($s < 0$, scorrimento negativo). Dallo statore infatti la potenza sarà sempre uscente, mentre potrà fluire dentro il rotore piuttosto che fuori a seconda che lo scorrimento s , che lega le pulsazioni statoriche (ω_s), rotoriche (ω_r) e la velocità elettrica ($p\Omega$), assuma valori positivi piuttosto che negativi:

$$s = \frac{\omega_s - p\Omega}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (1)$$

Questo naturalmente obbliga il convertitore a dover gestire flussi di potenza in entrambe le direzioni. Per un doubly fed è solo il segno della coppia elettromagnetica che determina se la macchina opera da generatore o da motore. Ipotizzando nulle le perdite sia sulla parte rotorica sia su quella statorica, la potenza di rotore, P_r , gestita dal convertitore, chiamata anche potenza di scorrimento, sarà legata alla potenza di statore, P_s , dal seguente legame:

$$P_r = -s \cdot P_s \quad (2)$$

Se si chiama P_{rete} la potenza che la macchina complessivamente fornisce alla rete, determinata dalla somma algebrica delle potenze di statore e rotore, si possono esprimere anche i seguenti legami:

$$P_s = \frac{P_{rete}}{1-s} = \eta_{gen} \frac{P_{mec}}{1-s} \quad (3)$$

dove η_{gen} è il rendimento del generatore e P_{mec} la potenza mec-

canica all'asse della turbina.

Come mostrato in figura 1 perciò, a seconda dello scorrimento, la potenza è iniettata piuttosto che prelevata dal rotore. In ogni caso lo statore eroga potenza. È inoltre possibile controllare la produzione di potenza reattiva permettendo così la regolazione della tensione; la macchina può essere magnetizzata dal rotore a prescindere dalla tensione di rete; il convertitore infine permette il controllo disaccoppiato della potenza attraverso il controllo della corrente di eccitazione rotorica.

Equazioni elettromeccaniche

L'equazioni meccaniche del generatore possono essere espresse nella seguente forma, dove p rappresenta l'operatore derivata temporale:

$$C_e + C_{albero} = 2H_g p\omega_g \quad (4)$$

$$p\vartheta_g = \omega_g$$

C_e e C_{albero} indicano rispettivamente la coppia elettromagnetica prodotta dal generatore e la coppia all'asse, mentre ϑ_g e ω_g sono l'angolo e la velocità del generatore tutti espressi in per unità. H_g è l'inerzia del generatore, misurata in secondi. La coppia elettrica può essere espressa in termini di grandezze elettriche come segue:

$$C_e = \frac{x_m}{x_s x_r \sigma} (\varphi'_{s2} \varphi'_{r1} - \varphi'_{s1} \varphi'_{r2}) \quad (5)$$

Tutte le grandezze sono in per unità su base di macchina: x_m , x_s , x_r sono rispettivamente la reattanza di magnetizzazione, propria di statore e di rotore (le ultime due tengono conto della dispersione e della magnetizzazione); σ , chiamato anche fattore totale di dispersione, lega nel seguente modo le precedenti reattanze:

$$\sigma = 1 - \frac{x_m^2}{x_s x_r} \quad (6)$$

I flussi nell'equazione (5), tutti riportati a rotore, sono, in ordine: flusso di statore d'asse in quadratura, flusso di rotore d'asse diretto, flusso di statore d'asse diretto e flusso di rotore d'asse in quadratura. La dinamica dei due alberi può invece essere individuata dalla seguente relazione:

$$C_{albero} = K(\vartheta_m - \vartheta_g) + D(\omega_m - \omega_g) \quad (7)$$

A secondo membro, il primo contributo rappresenta l'elasticità torsionale, attraverso la rigidezza dell'albero K (in pu/rad) e la differenza angolare tra l'albero lento ϑ_m e quello veloce ϑ_g ; il secondo contributo è di tipo smorzante e dipende

dalla costante di smorzamento D (in pu/(rad/s)) e dalla differenza di velocità di rotazione dei due alberi, ω_m e ω_g . L'equazione meccanica della turbina infine è rappresentata dalle due equazioni differenziali riportate di seguito:

$$C_m - C_{albero} = 2H_m p \omega_m$$

$$p \vartheta_m = \omega_m$$
(8)

C_m è la coppia generata dalle pale di rotore, mentre C_{albero} è la coppia proveniente dal riduttore meccanico, ϑ_m e ω_m sono l'angolo e la velocità della turbina tutti espressi in per unità. H_m è l'inerzia della turbina, misurata in secondi.

Insensibilità agli abbassamenti di tensione

Una tematica molto rilevante per la generazione eolica è la capacità della macchina di superare indenne una situazione di guasto sulla rete (in inglese, low voltage ride through). Fino agli inizi del 2000 le fattorie eoliche erano quasi sempre connesse alla rete di distribuzione e perciò, quando si verificava un guasto, si era soliti disconnettere i generatori se la tensione ai terminali si abbassava al di sotto del 70% per più di 100 ms. La scelta di disconnettere la turbina era dovuta alla necessità di proteggere il generatore, quasi sempre asincrono a gabbia, da eventuali sovravelocità che potevano svilupparsi a causa del crollo della coppia resistente, mentre la tensione risultava depressa durante il guasto. Oltre a problemi di sovravelocità bisogna sottolineare come la macchina asincrona, tutte le volte che lavora al di fuori del suo punto di funzionamento nominale, tende ad assorbire grandi quantità di potenza reattiva (induttiva), provocando quindi un aggravio al ristabilimento della tensione nominale, rimosso il guasto. Per gli asincroni a doppia alimentazione bisogna poi considerare che la sovracorrente di rotore, indotta dal calo di tensione ai morsetti statorici, attraversa anche gli interruttori elettronici del convertitore del rotore, con conseguente danno ai componenti. Si hanno inoltre problemi legati all'aumento indiscriminato della tensione sul condensatore e quindi sugli interruttori. Le possibilità sono dimensionare opportunamente gli interruttori elettronici e il condensatore per i massimi valori (di tensione e corrente) che si possono verificare oppure effettuare

un by-pass del convertitore di rotore, attraverso una barra di blocco (crow-bar) che cortocircuita i tre anelli rotorici. A questo punto il convertitore è protetto, bisogna però rimediare all'aumento incontrollabile di potenza reattiva assorbita e al rischio di sovravelocità. Una possibile soluzione, invece di cortocircuitare in maniera franca gli anelli di rotore, consiste nell'inserire una resistenza di valore piuttosto elevato, anche 20 volte quella di rotore, così da ottenere una gabbia estremamente resistiva. In questo modo, come mostrato in figura 2, la curva di coppia si modifica pesantemente e non c'è più pericolo di andare a lavorare in zone instabili. L'assorbimento di potenza reattiva inoltre viene ridotto a causa del decremento della corrente circolante legato all'aumento della componente resistiva dell'impedenza equivalente del generatore. Anche il flusso di potenza attiva risente della barra di blocco. Visto che la macchina si comporta come un generatore a gabbia di scoiattolo, la potenza sarà assorbita o erogata in funzione dello scorrimento che aveva (e che continua ad avere all'inizio della contingenza) prima dell'inserzione della barra. Questo valore risulta comunque piccolo a causa della bassa tensione presente ai capi della macchina. Fisicamente l'inserzione della barra di blocco e della resistenza avviene per via elettronica, e non per via elettromeccanica, così da ottenere risposte dell'ordine dei millisecondi. Nella figura 3 si può vedere che la barra di blocco è permanentemente collegata in parallelo ai morsetti di rotore, l'interruttore in serie ad essa però rimane in interdizione fino a che il circuito di protezione non avverte l'incremento di corrente attraverso i tasti del convertitore di rotore e comanda l'inserzione della barra.

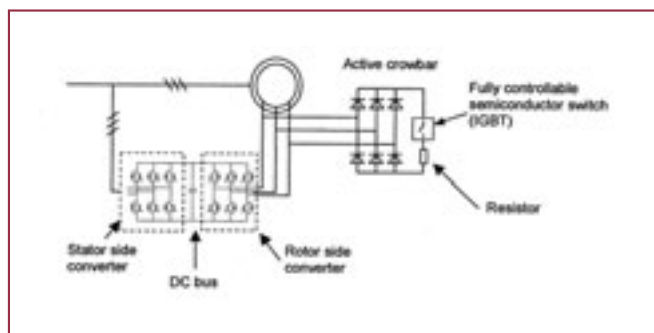


Figura 3 - Particolare della barra di blocco [2]

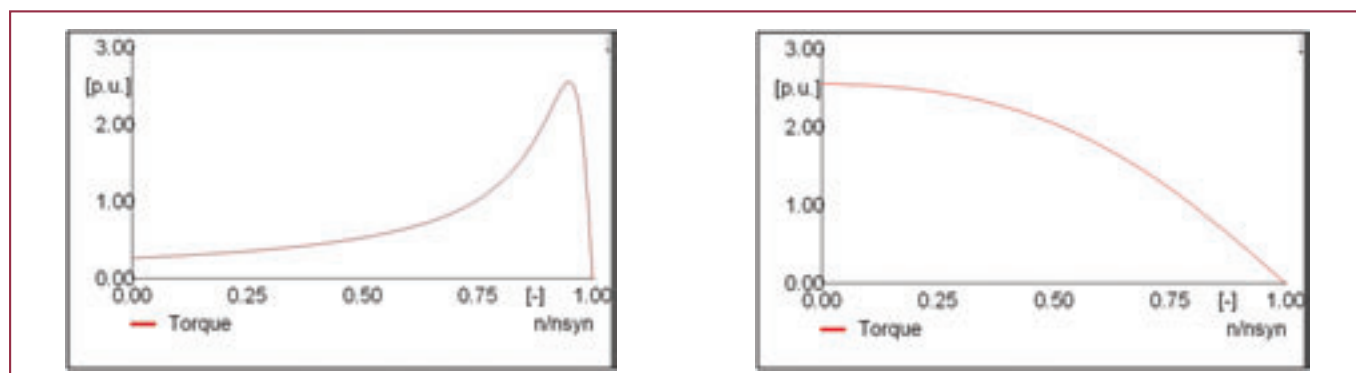


Figura 2 - Caratteristiche di coppia del DFIG simulato, a tensione nominale, con resistenza di rotore pari a 0,01 pu (a sinistra) e 0,21 pu (a destra)

Il convertitore lato rete invece non risente delle sovracorrenti del guasto e perciò, insieme al condensatore del dc-link, può essere esercito come uno StatCom, contribuendo quindi al bilancio di potenza reattiva della macchina nei confronti della rete.

Schema a blocchi della turbina eolica in DigSilent

La figura 4 mostra lo schema a blocchi, realizzato con il programma di simulazione di sistemi elettrici DigSilent [3], che lega tra loro gli elementi del motore primo (racchiuso nel rettangolo blu), i due blocchi per il controllo del convertitore di rotore (rettangolo rosso) e la macchina asincrona (rettangolo verde). Si inizia quindi a descriverli uno ad uno a partire dal motore primo.

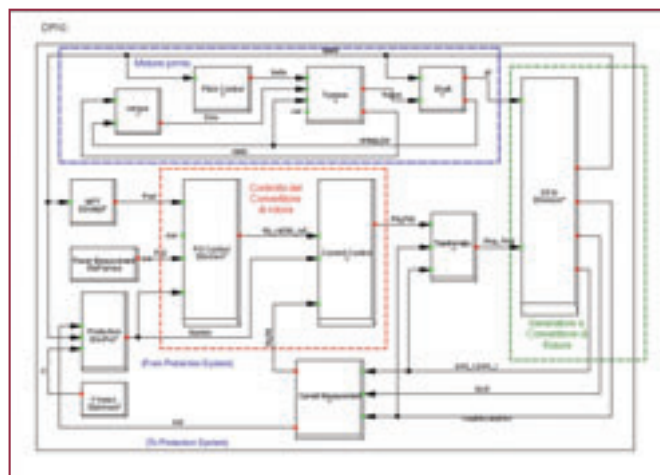


Figura 4 - Schema del controllo del DFIG, del motore primo e del convertitore di rotore

Modello del Motore Primo

I blocchi racchiusi nel rettangolo blu di figura 4 modellano tutti gli aspetti relativi a: velocità del vento, elasticità meccanica dell'albero, prestazione aerodinamica delle pale e controllo del passo. Con riferimento a tale schema:

Rampa: all'interno di questo blocco sono implementate le equazioni per generare rampe crescenti e decrescenti di vento, folate, che in termini matematici sono modellate da coseni, e l'effetto d'ombreggiamento della torre. Quest'ultima componente infatti simula la turbolenza del vento in prossimità della torre, che in genere si traduce in un'oscillazione sinusoidale la cui ampiezza vale il 3% della velocità del vento e la cui frequenza invece dipende dalla velocità di rotazione angolare del rotore, moltiplicata per il numero di pale. L'uscita di questo blocco, Dv_w , sarà quindi un incremento di velocità che si andrà a sommare alla velocità iniziale del vento (dedotta dal valore di potenza inizializzato nel load flow).

Turbine: in ingresso a questo blocco si hanno tre segnali d'ingresso, Dv_w (in m/s) è l'incremento di velocità del vento che all'interno del blocco si va a sommare alla velocità ini-

ziale del vento, ω_{tur} (in rad/s) è la velocità di rotazione dell'albero lento e β (gradi) è l'angolo di passo delle pale. Dentro questo blocco si trova la matrice del coefficiente di potenza, la quale è costruita in funzione del rapporto cinetico λ e del passo dell'angolo. Il coefficiente di potenza è in pratica il rendimento aerodinamico della macchina, il cui valore massimo teorico (limite di Betz) risulta pari a 16/27 (circa 0,59). Il rapporto cinetico λ , invece, è il rapporto tra la velocità periferica delle pale $\lambda (\omega R)$ e la velocità del vento (U). Il coefficiente di potenza C_p è descritto dalla seguente funzione polinomiale [4]:

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) \exp\left(-\frac{c_7}{\lambda}\right) \quad (9)$$

$$\lambda = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left(\frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (10)$$

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
0,719	1,14	0,198	0,0004	2,14	11,2	11,4	-0,022	-0,0008

Tabella 1 - Costanti della funzione polinomiale per la costruzione della matrice del C_p

All'uscita del blocco si ha la potenza estratta dalla girante, noti l'area spazzata, A, e la densità dell'aria, ρ :

$$P_{WIND} = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad (11)$$

Si ha inoltre la variabile vento che tiene conto di tutti i contributi della velocità del vento e che viene mandata in ingresso al blocco rampa per stabilire l'ampiezza della sinusoide che simula l'ombreggiamento della torre.

Shaft: La potenza in uscita dal blocco *turbine* viene quindi inviata, insieme alla velocità di rotazione del generatore (speed in pu) all'interno del blocco della meccanica. Questo blocco include le equazioni descritte nel paragrafo precedente che servono a modellare il comportamento di un sistema meccanico a due masse. Senza la presenza di questa modellazione infatti non sarebbe possibile descrivere le oscillazioni dell'albero di trasmissione che si innescano, ad esempio, a seguito di un guasto sulla rete e quindi nella situazione in cui si annulla la coppia frenante. In uscita dal blocco si ha la velocità delle pale (ω_{tur} in rad/s) e la potenza all'asse del generatore elettrico (pt in pu).

Pitch control: Questo blocco implementa il sistema di controllo del passo delle pale. Il suo compito è quello di ridurre la potenza estratta dalla vena fluida in regimi di vento superiori al valore nominale (U_{nom}) che in genere varia tra i 12 e i 15 m/s e che per la turbina simulata vale 12,6 m/s. Poiché non è possibile misurare con precisione la velocità del vento (gli ane-

mometri posti sulla navicella rileverebbero un vento disturbato dal moto delle pale), è necessario che il sistema sia sensibile ad un'altra variabile legata al vento, cioè la velocità di rotazione del generatore. In pratica tutte le volte che la macchina ruoterà al di sopra della velocità di riferimento, posta in genere uguale alla velocità a cui il generatore eroga la potenza nominale, il sistema di controllo comanderà l'aumento del passo delle pale. In questo modo si riduce il coefficiente di potenza, C_p , e perciò si limita la coppia motrice sull'albero di turbina; questo blocco quindi svolge le funzioni di controllore di velocità.

Fisicamente viene realizzato attraverso l'uso di un proporzionale integrale, il cui ingresso è l'errore di velocità ottenuto dalla differenza tra la velocità di rotazione effettiva del generatore rispetto al riferimento, e la cui uscita è il valore di riferimento dell'angolo β_{ref} . Questo valore viene quindi inviato al servomeccanismo, il quale è modellato con una costante di tempo T che tiene conto del tempo necessario all'avvio del motore, un limitatore che vincola la velocità di rotazione massima delle pale (in genere 3 o 5 gradi/s) e un integratore, il cui compito è portare β al valore β_{ref} . La figura 5 illustra lo schema di un controllo di passo con riferimento di velocità.

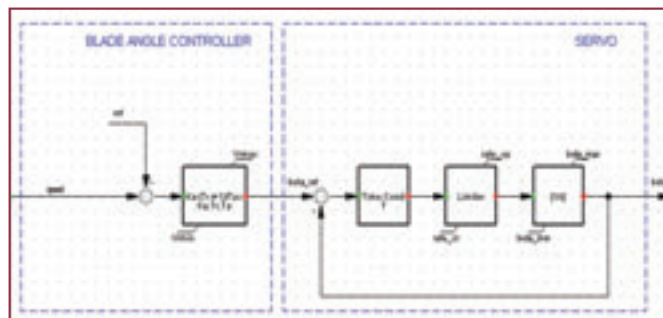


Figura 5 - Modello del controllore di passo

Controllo del convertitore di rotore e generatore

Per rappresentare il controllo del convertitore di rotore si utilizzano due blocchi, racchiusi nel rettangolo rosso di figura 4: **PQ Control**: In ingresso si hanno i riferimenti di potenza attiva e reattiva, il primo proveniente dal Maximum Power Tracking (che verrà descritto di seguito) mentre il secondo può essere o meno presente a seconda che alla turbina siano richiesti servizi ancillari di controllo di tensione. In questa configurazione infatti il gestore può richiedere una produzione di potenza reattiva (compatibilmente con le dimensioni del convertitore). Si hanno poi i valori di potenza attiva e reattiva misurati ai morsetti del trasformatore di macchina che vengono confrontati con i rispettivi riferimenti; gli errori che nascono sono inviati ad una coppia di PI (regolatore di tipo Proporzionale Integrato), le cui uscite sono i riferimenti di corrente di rotore su asse diretto e in quadratura. È inoltre presente il segnale di protezione che serve a spegnere il convertitore in caso di guasto ed effettuare il by-pass con la barra di blocco.

Current Control: I riferimenti di corrente vengono quindi confrontati con la corrente misurata dal blocco di misura (Current

Measurement) e inviati alla seconda coppia di PI, i quali restituiscono le tensioni d'asse e quindi i segnali di modulazione che comandano la corretta sequenza di accensione e spegnimento dei tasti così da far transitare nel rotore le potenze d'asse d e q desiderate.

Infine tramite il blocco *Transformation*, che racchiude opportune trasformazioni di sistema di riferimento, i segnali di potenza arrivano al convertitore di rotore che è implementato, insieme alle equazioni del modello del 5° ordine della macchina asincrona, nel blocco DFIG.

La figura 6 mostra i diversi sistemi di riferimento adottati nei diversi blocchi:

- Sistema di riferimento fisso (System reference frame SRF): è il sistema di riferimento solidale con la rete; la sua velocità relativa rispetto alla tensione di rete è perciò nulla.
- Sistema di riferimento di rotore (Rotor reference frame RRF): è il sistema di riferimento solidale con il rotore, l'asse d è perciò allineato all'avvolgimento a della fase rotorica (cioè allineato con la componente di asse d della tensione di rotore).
- Sistema di riferimento del flusso di statore (Stator flux reference frame SFRF): l'asse d è allineato al flusso di statore e ruota solidalmente ad esso.
- Sistema di riferimento orientato con la tensione del convertitore di rete (Grid converter voltage reference frame GCVRF): l'asse d è allineato alla tensione in uscita dal convertitore di rete.

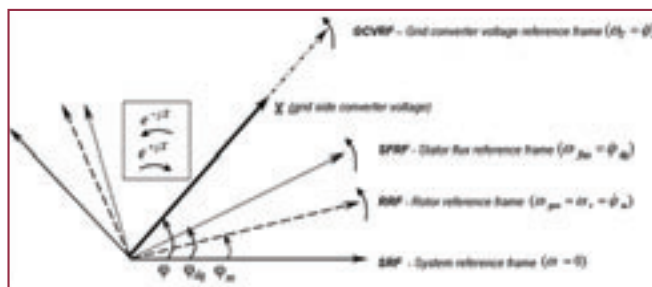


Figura 6 - Sistemi di riferimento del metodo vettoriale adottati in DigSilent [1]

DFIG: in ingresso si hanno i segnali di potenza all'asse (p_t in pu) e di potenza rotorica (P_{mq} e P_{md} in pu). Questi, opportunamente relazionati con tutte le equazioni della macchina asincrona, restituiscono la velocità di rotazione (speed in pu), l'angolo che si trova tra il riferimento di rotore e quello fisso (φ_m , sotto forma di seno e coseno), i flussi statorici d'asse d e q (ψ_{sd} e ψ_{sq} , nel riferimento fisso SRF) e le correnti di rotore (i_d e i_q , nel riferimento di rotore RRF). I segnali di flusso e angolo sono necessari al blocco *Transformation* per effettuare il riporto dal riferimento SFRF a quello RRF. Tutti e tre (flusso, angolo e correnti) invece servono al blocco *Current Measurement* per fornire le correnti di rotore nel riferimento dei flussi statorici (SFRF), le quali saranno confrontate nel blocco *Current control* con i rispettivi riferimenti. Il modulo della corrente di rotore inoltre viene inviato al sistema

di protezione, il quale comanda il blocco del convertitore di rotore qualora venga superato il valore di soglia (escludendo perciò il convertitore per salvaguardare i tasti).

Blocchi di misura, protezione e MPT

Rimangono quindi da descrivere i blocchi di misura, protezione e l'MPT (Maximum Power Tracking). I primi due, *Power Measurement* e *V Measurement*, misurano rispettivamente la potenza transitante e la tensione ai morsetti del trasformatore di macchina. I segnali di potenza (P e Q in pu) vengono inviati al primo dei due blocchi di controllo del convertitore dove sono confrontati con i rispettivi riferimenti.

La tensione ai morsetti del trasformatore di macchina insieme alla corrente di rotore e alla velocità di rotazione del generatore viene inviata al blocco *Protection*, che gestisce il sistema di protezione della turbina. In particolare, il valore della corrente di rotore (Irot kA) serve ad evitare danni agli interruttori del convertitore in caso sia superata la soglia tollerabile, il tempo di intervento è praticamente istantaneo (2 ms) visto che la barra di blocco viene inserita attraverso un interruttore elettronico predisposto. Il livello di tensione serve invece al sistema di protezione per mandare in blocco il convertitore qualora la tensione superi 1,2 volte il valore nominale o scenda al di sotto di 0,8 per più di un secondo (e non sia già intervenuto il segnale legato alla sovracorrente). L'ultimo segnale in ingresso al blocco di protezione è la velocità di rotazione del generatore (speed in pu) che serve a bloccare il sistema qualora la velocità superi del 20% la nominale, oppure scenda al di sotto del valore minimo. Quest'ultima situazione si verifica quando il vento cessa di soffiare (oppure è inferiore a 4 m/s, che è la velocità d'inserzione) e la macchina, mancando coppia motrice, si comporterebbe da motore e non più da generatore.

L'MPT invece contiene la caratteristica di funzionamento della macchina. In pratica è una curva, illustrata nella figura 7, che lega la velocità di rotazione dell'albero lento alla potenza prodotta. La logica che sta dietro a questa caratteristica è la seguente: potendo lavorare a velocità variabile, fintantoché la velocità del vento non supera il valore di targa della turbina (U_{nom}), si decide di far ruotare le pale alla velocità di rotazione tale da avere un rapporto cinetico, λ , quasi costante e comunque prossimo al valore che porta il C_p massimo, secondo la seguente relazione:

$$\omega_m^{ottimale} = \frac{\lambda_{ottimale} \cdot U}{R} \quad (12)$$

In questo modo in tutto il campo di velocità di vento che sono comprese tra la velocità di inserzione e quella nominale si estrae quanta più potenza possibile dal vento. Qualora il vento soffi al di sopra della velocità nominale non c'è più interesse a mantenere elevato il C_p , anzi, come già visto, si cerca di ridurlo al valore che, inserito nell'equazione 11, comporta una potenza prodotta pari a quella nominale.

La velocità del generatore si ottiene moltiplicando la velocità

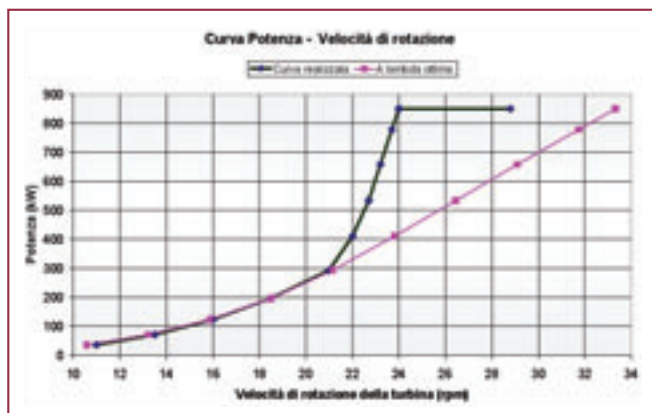


Figura 7 - Caratteristica potenza. Velocità di rotazione della turbina (in magenta curva al massimo Cp, in blu quella effettiva)

della turbina per il rapporto di trasformazione del riduttore meccanico (62,5 in questo caso). Si può notare come, in questo caso, la velocità di sincronismo coincida con la velocità nominale (24 giri/minuto), anche se in genere si sceglie di avere uno scorrimento nullo a velocità di rotazioni inferiori alla nominale. Nella situazione descritta in figura 7 dalla curva blu infatti, considerato pari a 62,5 il rapporto del cambio, i 24 giri/minuto corrispondono ad una velocità di rotazione del generatore di 1500 giri/minuto. Questo vuol dire che alla potenza nominale (850 kW) il generatore si troverà in sincronismo ($s=0$).

Si ricorda che la potenza di riferimento è la potenza che la macchina deve produrre nel suo complesso, cioè statore più rotore; non bisogna però dimenticare che tutte le volte che la macchina lavora in sottosincronismo il rotore dovrà assorbire potenza (prelevata dai morsetti di statore tramite il convertitore), mentre quando si trova in sovrasincronismo il rotore, insieme allo statore, dovrà erogare potenza. Perciò in condizioni di sottosincronismo una parte della potenza, che viene erogata dallo statore, sarà assorbita dal convertitore di rete. Successivamente il convertitore di rotore, condizionando le grandezze elettriche con una frequenza opportuna ($\omega_r = \omega_s - p\Omega$), trasferirà questa potenza al rotore. Questo che può sembrare un inutile ricircolo di potenze all'interno della macchina è in realtà necessario per permettere il funzionamento dell'asincrono ad una velocità variabile.

Le equazioni che legano la potenza complessiva ai morsetti del trasformatore (P_{rete}), che a regime raggiunge il valore di riferimento dell'MPT, la potenza di statore e di rotore sono (trascurate le perdite):

$$P_{statore} = \frac{P_{rete}}{1-s} \quad (13)$$

$$P_{rotore} = -s \cdot P_{statore} \quad (14)$$

Si ha perciò che la potenza sarà entrante nel rotore per scorrimenti positivi (sottosincronismo, $s>0$), uscente per scorrimenti

menti negativi (sovrasincronismo, $s < 0$). La tabella 2 illustra i valori di velocità e potenza di riferimento inseriti nell'MPT e i valori di potenza erogata dallo statore e dal rotore in funzione

Velocità di rotazione (pu)	P rete (kW)	Scorrimento	P statore (kW)	P rotore (kW)
0,54	0			
0,542	37	54,17%	80	-43
0,625	72	43,75%	127	-56
0,708	124	33,33%	186	-62
0,792	197	22,92%	255	-58
0,875	294	12,50%	336	-42
0,917	411	8,33%	448	-37
0,946	533	5,42%	564	-31
0,967	658	3,33%	681	-23
0,988	778	1,25%	788	-19
1,000	850	0,00%	850	0
1,200	850	-20,00%	708	142

Tabella 2 - Matrice dell'MPT con ulteriori indicazioni sullo scorrimento e sulle potenze di statore e rotore, per uno scorrimento nullo alla velocità nominale

dello scorrimento.

Si osserva che alla potenza nominale (850 kW), la potenza di rotore vale zero (a meno di perdite e non considerando quella magnetizzante), questo deriva appunto dall'aver scelto la velocità di sincronismo del generatore (1500 giri/minuto) coincidente con la velocità di rotazione nominale della turbina (24 giri/minuto). Con questa scelta il rotore assorbe sempre potenza tranne quando la macchina si trova in condizioni di sovravelocità (tra 1 e 1,2 pu). Perciò quando ci saranno bruschi aumenti della velocità del vento, che determineranno valori transitori di velocità oltre la nominale, il rotore si troverà ad erogare potenza. Il valore massimo di potenza dipende da quale livello di sovravelocità si ritiene necessario consentire, il che in pratica dipende da quanto è rapida la regolazione dei servomeccanismi che controllano il passo delle pale. Se, come nel presente caso, si sceglie una sovravelocità massima del 20%, e quindi uno scorrimento massimo di -0,2, si ottiene il valore di potenza attiva massima che il convertitore dovrà gestire: 142 kW. Tale valore corrisponde al 17% della potenza complessiva della macchina (850 kW).

Risultati delle simulazioni effettuate

Lo schema elettrico utilizzato per le simulazioni, realizzate in DigSilent, è illustrato in figura 8. La configurazione è simile a quella vista in figura 1.

Il trasformatore di macchina interfaccia il generatore asincrono e i convertitori alla rete; alla sbarra WTG arrivano due terne di cavi, una proveniente dai morsetti di statore dell'asincrono, l'altra dall'autotrasformatore. Il convertitore di rotore non è presente in figura in quanto il programma DigSilent offre la possibilità di inglobarlo nel generatore, da cui usciranno quindi le connessioni per il dc-link. L'autotrasformatore invece prov-

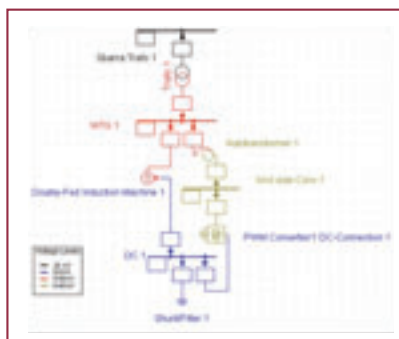


Figura 8 - Componenti elettrici della macchina in prova

vede a interfacciare il convertitore di rete con la sbarra WTG. L'altro morsetto del convertitore di rete infine permette il collegamento con il dc-link.

I vari livelli di tensione sono evidenziati dai seguenti colori: nero 20 kV, rosso 690 V, marrone 480 V e blu 800 Vdc.

Funzionamento dell'MPT

Si passa ora ad analizzare come l'MPT regoli il comportamento del generatore eolico. A tal proposito nella figura 9 si visualizzano le grandezze di maggior interesse, ovvero la velocità del vento, l'angolo di passo, le coppie e la velocità di rotazione.

Nel primo diagramma sono visualizzati gli andamenti del vento (curva blu) e dell'angolo di passo delle pale (curva nera). Si suppone un vento iniziale di 12 m/s cui si somma una folata, matematicamente descritta da una sinusoidale, di ampiezza pari a 6 m/s e durata 6 secondi. L'angolo di passo invece rimane a zero fino a che la velocità di rotazione (curva marrone terzo diagramma) è minore del riferimento (curva tratteggiata in rosso); aumenta invece nel momento in cui la macchina va in sovravelocità. Si analizza la risposta del sistema di controllo e in particolare dell'inseguitore di potenza (MPT Maximum Power Tracking) a fronte delle variazioni del vento. Nel momento in cui il

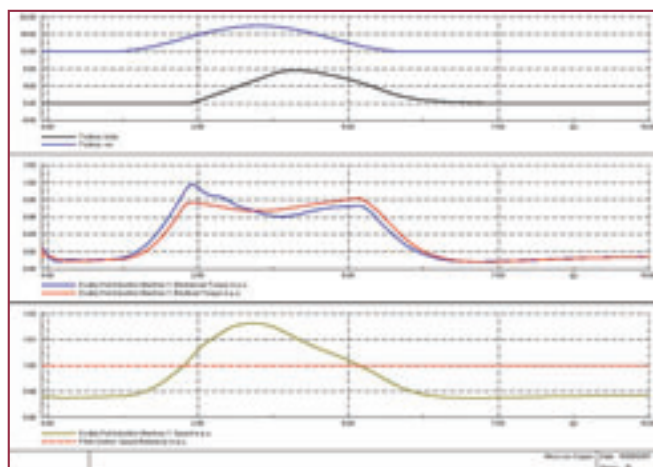


Figura 9 - Velocità del vento, angolo di passo, coppie e velocità di rotazione

vento aumenta di valore (tra 1 e 2,5 secondi), la coppia meccanica (curva blu secondo diagramma) aumenta, ed essendo maggiore della coppia resistente del generatore (curva in rosso), la velocità di rotazione dell'albero cresce (curva marrone terzo diagramma). Questo aumento di velocità di rotazione viene interpretato dall'MPT come un aumento della velocità del vento e quindi della potenza estraibile dalla vena fluida. In accordo alla sua caratteristica (figura 7) l'MPT comanda un nuovo riferimento di potenza al controllo di con-

vertitore di rotore che quindi incrementa la coppia elettromagnetica del generatore (curva rossa secondo diagramma). Frattanto (tra 2 e 2,5 secondi) la velocità di rotazione supera il suo valore nominale, a questo punto interviene il sistema di controllo di passo delle pale che mette in impennata le pale (curva nera primo diagramma) per ridurre la potenza estratta dal vento che, come si nota, vale decisamente di più dei 12,6 m/s che comportano la produzione di potenza nominale. La coppia motrice torna perciò ad essere minore di quella resistente (dopo $t = 3$ s) e quindi la macchina rallenta, fino a che, esaurita la folata, si ritorna alle condizioni pre-folata.

Corto Circuito Trifase Franco al PCC

Si simula ora un corto circuito trifase franco, ai morsetti del trasformatore di macchina, applicato all'istante $t = 500$ ms e rimosso in 200 ms. La simulazione è stata effettuata utilizzando il metodo di simulazione per transitori elettromagnetici, in quanto più adatto per simulare fenomeni veloci di natura elettromagnetica. Si suppone di avere un vento costante di 9 m/s che determina una produzione di 411 kW (0,48 in pu); dalla tabella 2 si può dedurre che in queste condizioni la macchina ruota ad una velocità tale che il generatore abbia uno scorrimento dell'8,33% (sottosincronismo) e quindi la potenza erogata è ripartita tra 448 kW da parte dello statore e -37 kW del rotore.

Di seguito viene evidenziato il comportamento del sistema di protezione del convertitore rotorico, il quale provvede a cortocircuitare gli anelli degli avvolgimenti rotorici, nel momento in cui la corrente di rotore supera i 2 kA, per mezzo della barra di blocco. Poiché un guasto non viene rimosso in meno di 200 ms, si è scelto di impostare a 500 ms il tempo per cui gli anelli rotorici rimangono cortocircuitati, in modo di essere certi che eventuali transitori di corrente di rotore siano terminati. Passati quindi 500 ms, il sistema di misura verifica che il valore efficace della corrente di rotore sia inferiore a 2 kA e dà il comando di rimozione della barra, permettendo quindi al convertitore di riprendere il controllo delle grandezze elettriche di rotore. Il primo grafico di figura 10 illustra appunto l'andamento della corrente di rotore (curva continua in rosso), la soglia di intervento della protezione (linea tratteggiata in rosso) e il segnale d'intervento della barra di blocco (curva marrone). Si nota che la corrente prima del guasto era circa 0,5 kA, al momento della contingenza aumenta notevolmente e, superata la soglia di intervento (2 kA), il sistema di protezione inserisce la barra di blocco. Questa barra non cortocircuita in maniera franca il rotore ma inserisce in serie ai tre anelli una resistenza di valore 20 volte superiore alla resistenza di rotore (circa 0,2 pu); a causa quindi di questo brusco aumento della resistenza la corrente si riduce fin quasi ad annullarsi. In prossimità della rimozione del guasto (700 ms), si verifica un altro picco a causa della variazione di tensione, la corrente poi si stabilizza ad un certo valore, comunque inferiore al valore preguasto a causa dell'elevata resistenza della barra di blocco. Rimossa quest'ultima dopo altri 300 ms (0,5 secondi dopo l'inizio del guasto) il convertitore viene riattivato e riprende il controllo delle grandezze di rotore. Il secondo grafico di figura 10 mostra l'andamento della velocità di rotazione del generatore (curva blu tratteggiata) e dell'albero lento (curva nera). Si nota come in condizioni di regime le due

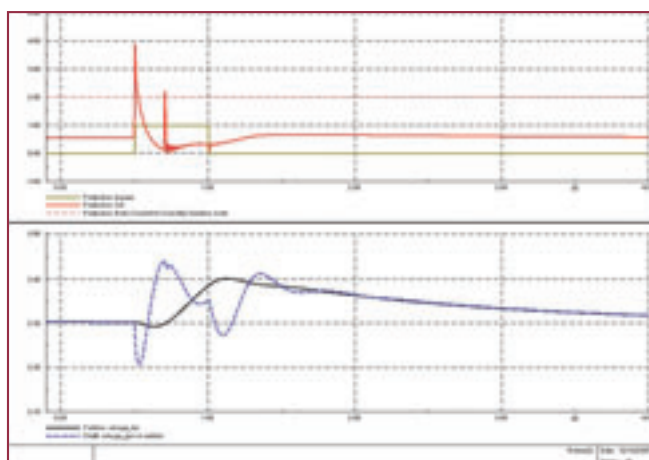


Figura 10 - Corrente di rotore e velocità di rotazione

velocità coincidano; nel momento in cui però si ha una brusca variazione di coppia (in questo caso un crollo della coppia resistente a causa dell'azzeramento della tensione ai capi del generatore), i due alberi, quello veloce del generatore e quello lento della girante, incominciano ad oscillare l'uno nei confronti dell'altro. A $t = 0,7$ s e a $t = 1$ s la curva della velocità del generatore ha altri punti angolosi a causa dei gradini di coppia resistente che si hanno in conseguenza della variazione di tensione ai capi della macchina (700 ms) e alla rimozione della barra di blocco (1 s). Terminati i transitori di coppia, le due velocità tornano a coincidere.

La figura 11 riporta infine gli andamenti delle potenze attive e reattive che interessano lo statore ed il convertitore di rete. Nel primo diagramma si riportano il riferimento di potenza attiva dell'MPT (in rosso tratteggiato), la potenza in uscita dallo statore (marrone) e quella in uscita dal rotore (blu). In condizione di regime la somma di queste ultime due potenze deve essere uguale a quella di riferimento; nel caso specifico, lavorando in sottosincronismo, la potenza in uscita dal rotore sarà negativa (cioè il rotore assorbe potenza). Si nota però che al momento dell'inserzione della barra di blocco ($t = 500$ ms) fino alla rimozione della barra ($t = 1000$ ms), il convertitore di rotore, che di

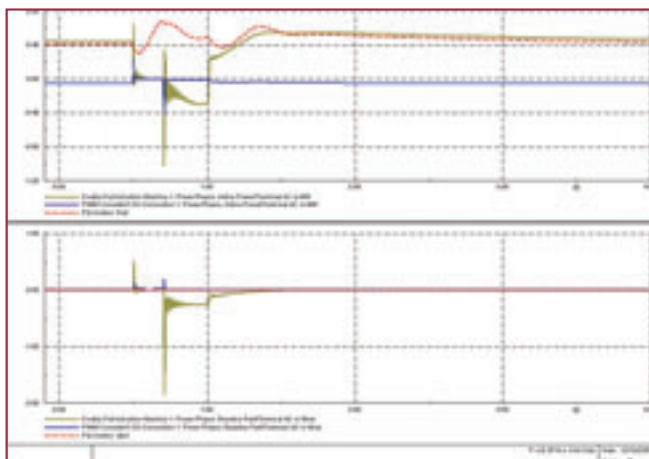


Figura 11 - Potenze attive e reattive scambiate dallo statore e dal convertitore di rete

fatto controlla in base ai riferimenti dell'MPT la produzione di potenza attiva, viene escluso. Questo implica che il generatore non può più essere pilotato e quindi si comporterà come un asincrono a gabbia. Rimosso il guasto ($t = 700$ ms) ma ancora inserita la barra di blocco, la macchina, che si trovava a lavorare in sottosincronismo, si comporterà da motore e assorbirà perciò potenza attiva. Rimossa la barra ($t = 1$ s) il convertitore di rotore riprende il controllo della macchina, la quale genera nuovamente potenza attiva.

Il secondo diagramma di figura 11 riporta invece gli andamenti delle potenza reattive scambiate dallo statore e dal convertitore di rete. In condizioni di normale funzionamento lo scambio di potenza reattiva con la rete è nullo in quanto si è scelto di far lavorare in queste condizioni la macchina. In pratica la potenza magnetizzante necessaria all'asincrono viene fornita attraverso il rotore (similmente a quanto avviene per la macchina sincrona). Durante il periodo di inserzione della barra di blocco però, a causa del mancato controllo da parte del convertitore di rotore, la macchina assorbe potenza reattiva attraverso lo statore (curva marrone). Come detto in precedenza, un modo per ridurre l'assorbimento di potenza reattiva è appunto quello di cortocircuitare in maniera non franca i tre anelli di rotore, inserendo quindi una barra dotata di una certa resistenza, in genere 20 volte il valore della resistenza degli avvolgimenti di rotore.

Conclusioni

La memoria ha presentato le principali caratteristiche della macchina asincrona a doppia alimentazione e i requisiti che deve possedere per superare guasti in rete. Si è analizzato il modello della turbina eolica a velocità variabile realizzato in DigSilent soffermandosi in particolare sulle caratteristiche dell'MPT. Sono infine stati riportati e commentati i risultati di alcune simulazioni a supporto del modello sviluppato.

Bibliografia

- [1] A. D. Hansen, C. Jauch, P. Sørensen, F. Iov, F. Blaabjerg, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DigSilent (v 12.0)", *Risø National Laboratory*, December 2003
- [2] Cigrè Working Group 601, *Modeling and dynamic behaviour of wind generator as it relates to power system control and dynamic performance*, January 2007
- [3] DigSilent Technical Documentation, *Dynamic Modeling of Doubly Fed Induction Machine Wind Generators*, 2003
- [4] T. Ackermann et alii, *Wind Power in Power System*, Wiley, 2005
- [5] M. Marinelli, *Modellazione di generatori eolici e loro integrazione nella rete di trasmissione*, tesi di laurea specialistica in Ingegneria Elettrica, Ottobre 2007



**I VOSTRI FLUIDI DI PROCESSO
SONO
SOTTO CONTROLLO**



Pepperl+Fuchs FA Italia s.r.l.

Via E. Berlinguer, 18
20040 Colnago di Cornate d'Adda (MI) - Italia
Tel. +39 039 695991
Fax +39 039 6959930
infofa@it.pepperl-fuchs.com
www.pepperl-fuchs.com

readerservice.it n.21728