

POLITECNICO DI MILANO
Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Dipartimento di Elettrotecnica



**STATO DELL'ARTE DEI CONVERTITORI STATICI E
SIMULAZIONE DI UN SISTEMA DI CONVERSIONE
PER L'ENERGIA EOLICA**

Relatore: Ing. GianMaria Foglia

Tesi di Laurea Specialistica di:
Luca Giudici
Matr. 739595

Anno Accademico 2010-2011

A Marianna

Indice dei capitoli	1
Indice delle figure	3
Indice delle tabelle	5
Sommario	6
Capitolo 1 – Energia eolica: fenomeno mediatico o realtà sfruttabile?	7
Capitolo 2 – Stato dell’arte delle turbine eoliche	15
Turbina eolica	16
Stall control	16
Pitch control	17
Active stall control	17
Moltiplicatore di giri	18
Sistema elettrico	19
Generatore ad induzione con rotore avvolto e controllo delle resistenze rotoriche	20
Generatore ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo	21
Generatore ad induzione a doppia alimentazione	23
Generatore sincroni ad eccitazione e a magneti permanenti	25
Trasformatore	29
Convertitori statici	29
Tipologia del convertitore	30
Tecnologia delle valvole del convertitore	31
IGBT	32
Soft punch through	33
Soft punch through +	35
IGCT	40
High power technology	44
Capitolo 3 – Simulazione	48
Teoria generale delle turbine eoliche a velocità variabile	49
Analisi e descrizione dettagliata del modello	51
Analisi e descrizione del blocco PMSG	53
Analisi e descrizione del blocco MISURE	58
Analisi e descrizione del blocco RADDRIZZATORE	61
Analisi e descrizione del blocco DC LINK	63
Analisi e descrizione del blocco POWER CONTROL	65

Analisi e descrizione del blocco CONTROLLO VSC	73
Analisi dei risultati ottenuti	83
Risultati ottenuti con vento variabile	83
Risultati ottenuti con vento fortemente variabile	86
Conclusioni	90
Ringraziamenti	92

Indice delle figure

Numero progressivo figura	Didascalia	Numero di pagina
1	Potenza installata annualmente nel mondo	8
2	Distribuzione eolica nel mondo	8
3	Evoluzione del mix europeo nell'ultimo decennio	9
4	Potenza cumulativa installata in Europa	10
5	Potenza installata per paese	10
6	Capacità installata alla fine del 2009	13
7	Esempio di navicella di un aerogeneratore	15
8	Caratteristica potenza – velocità dello stall control	16
9	Caratteristica potenza – velocità del pitch control	17
10	Caratteristica potenza – velocità dell'active stall control	18
11	Esempio di gearbox	19
12	Generatore asincrono con resistenze rotoriche	21
13	SCIG	21
14	SCIG by Siemens	22
15	DFIG	23
16	PMSG	26
17	Voltage source inverter a 2 livelli con IGBT	30
18	Voltage source inverter a 3 livelli con IGCT	31
19	Esempio di IGBT attualmente in commercio	32
20	Sezione e schema delle valvole IGBT	32
21	3,3 kV / 1,2 kA HiPak IGBT RBSOA turn off	34
22	3,3 kV / 1,2 kA HiPak diode RBSOA	34
23	3,3 kV / 1,2 kA HiPak SCSOA	35
24	Sezione schematica dell'IGBT SPT+	35
25	Confronto SPT e SPT+	36
26	6,5 kV SPT+ IGBT turn-off	37
27	6,5 kV SPT+ diodo reverse recovery	37
28	6,5 kV Prova di corto circuito	38
29	6,5 kV SPT+ HiPak corrente in funzione di f_{sw}	38
30	IGCT	40
31	Andamento delle correnti nella valvola durante il turn off	41
32	Andamento temporale di V_{AK} , I_A e I_G durante il turn off	41
33	Sezione di un IGCT	42
34	Vista interna dell'IGCT	43
35	Legame induttanza – anello	43
36	Sezione di un IGCT HPT	44
37	Progresso della tecnologia HPT	44
38	Schema circuito reale	49
39	Schema circuitale effettivamente implementato	49
40	Azione della turbina	50
41	Influenza di C_p sulla potenza	51
42	Foglio principale della simulazione	52
43	Esempio di PMSG	53
44	Vista del rotore a magneti permanenti installato nel generatore di figura 43	53
45	Blocco Simulink di un PMSG	56
46	Vista interna del blocco MISURE	59

47	Blocco anti trasformata di Park	60
48	Calcolo della potenza attiva	61
49	Vista interna del blocco raddrizzatore	62
50	Blocco IGBT / diodo	63
51	Vista in dettaglio del DC link	64
52	Bilancio di potenza al DC link	64
53	Interno del blocco POWER CONTROL	66
54	Sottoblocco 7, calcolo del Tip Speed Ratio	68
55	Sottoblocco 8, calcolo di C_p	68
56	Legame potenza – velocità	69
57	Sottoblocco 2, calcolo della velocità ottima	69
58	Sottoblocco 1, calcolo della coppia e della potenza	70
59	Sottoblocco 3, calcolo di P_{MAX}	71
60	Sottoblocco 4, calcolo della potenza media	72
61	Sottoblocco 5, calcolo dell'energia cinetica	72
62	Sottoblocco 6, calcolo della velocità ottima	73
63	Vista interna del blocco CONTROLLO VSC	74
64	Porzione del blocco CONTROLLO VSC	75
65	Schema a blocchi del sistema	76
66	Anello di corrente	78
67	Anello di velocità	78
68	Porzione del regolatore	79
69	Ultima porzione del regolatore	80
70	Resistenze di convergenza	81
71	Vento variabile	83
72	Potenza	84
73	Coppia	85
74	Velocità meccanica	85
75	C_p	86
76	Tensione sul DC link	86
77	Vento	87
78	Potenza	87
79	Coppia	88
80	Velocità meccanica	88
81	C_p	89
82	Tensione sul DC link	89

Indice delle Tabelle

Numero progressivo tabella	Didascalia	Numero pagina
1	Principali caratteristiche IGBT	39
2	Futuri sviluppi IGCT	45
3	Principali caratteristiche IGCT	45
4	Caratteristiche del generatore utilizzato nella simulazione	54
5	Vettore uscita m	57
6	Parametri dell'IGBT	63
7	Parametri del DC link	65
8	Blocco POWER CONTROL	67
9	Sottoblocco 7	68
10	Sottoblocco 8	69
11	Sottoblocco 2	70
12	Sottoblocco 1	71
13	Sottoblocco 3	71
14	Sottoblocco 4	72
15	Sottoblocco 5	72
16	Sottoblocco 6	73
17	Funzioni di trasferimento dello schema a blocchi	76
18	Ingressi e uscite del blocco PWM	80
19	Valori parametri equazioni per il calcolo di R_{load}	82

SOMMARIO

Il presente lavoro di laurea ha lo scopo di fare il punto sullo stato dell'arte dei convertitori statici impiegati nella generazione eolica, concentrando l'attenzione su quelli destinati a funzionare a valle di generatori sincroni a magneti permanenti (PMSG).

Il lavoro è organizzato in 3 parti:

1. Analisi statistica della dimensione dei sistemi eolici nei sistemi di produzione;
2. Stato dell'arte dei convertitori statici;
3. Simulazione di un algoritmo di maximum power point tracking (MPPT) per PMSG.

Nella prima parte è analizzata la dimensione oggi assunta dal mercato della generazione eolica studiando prima il contesto mondiale e poi quello europeo ponendo particolare attenzione ai parchi eolici offshore.

La seconda parte è caratterizzata dallo studio dello stato dell'arte per quanto riguarda gli aerogeneratori nel loro complesso: sia per quanto riguarda le tipologie di generatori elettrici che per quanto riguarda i convertitori statici.

Il lavoro si conclude con la terza parte, in cui è simulato un sistema di conversione dell'energia eolica caratterizzato dall'utilizzo un algoritmo di MPPT e di un generatore a magneti permanenti al fine di estrarre la massima potenza dalla vena fluida di vento.

1 ENERGIA EOLICA: FENOMENO MEDIATICO O REALTÀ SFRUTTABILE?

Sin dall'antichità l'uomo ha saputo sfruttare l'energia del vento: ha cominciato utilizzandola per solcare i mari, ha proseguito servendosene per macinare il grano ed oggi la sfrutta per produrre energia elettrica. Energia elettrica che risulta essere di tipo pregiato: infatti, oltre ad essere prodotta da fonte rinnovabile e quindi non immette nell'atmosfera inquinanti (come anidride carbonica, ossidi di azoto e ossidi di zolfo), risulta, economicamente parlando, competitiva con gli altri sistemi di produzione.

Spesso, specialmente nei dibattiti televisivi, personaggi che non si sa bene che titolo abbiano, fanno riferimento all'energia prodotta da fonti rinnovabili come se fosse qualcosa di divino, senza però mai addentrarsi nei problemi e senza citare perlomeno qualche numero che permetta di quantificare la potenzialità della fonte energetica; per questo motivo l'inizio del mio lavoro di laurea è stato caratterizzato dall'obiettivo di quantificare le potenzialità che la risorsa vento offre, e quanto scoperto è mostrato nel prosieguo di questo capitolo.

In particolare ho strutturato la mia indagine statistica partendo dall'analisi della situazione mondiale per convergere a quella europea per poi valutare l'eolico off-shore; i dati presi in esame si riferiscono alla fine del 2009 in quanto al momento della scrittura i dati del 2010 non erano ancora disponibili.

Il primo grafico, figura 1, si riferisce alla situazione mondiale ed in particolare esprime la potenza installata di anno in anno.

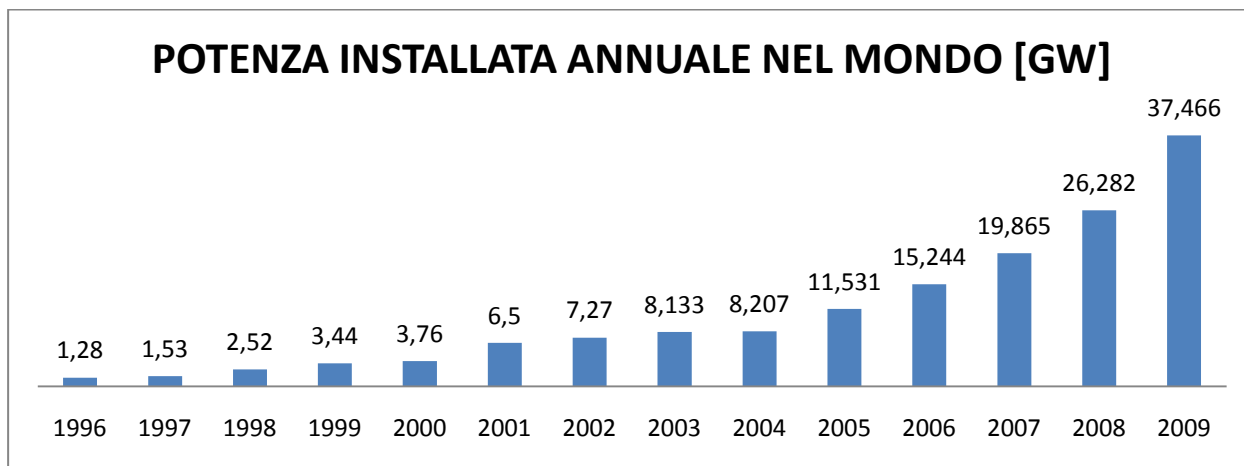


Figura 1 - Potenza installata annualmente nel mondo

Come è possibile vedere, anno per anno la potenza installata è sempre aumentata, dapprima con una tendenza lineare, mentre negli ultimi anni la tendenza è divenuta quasi esponenziale e con pieno diritto si può parlare di un vero e proprio boom che ha portato, alla fine del 2009, ad avere una potenza totale installata nel mondo di 157,9 GW e che nelle previsioni di medio termine non accenna a fermarsi.

Proseguendo, in figura 2 sono riportati due grafici che illustrano come l'energia eolica sia ripartita nel mondo e si riferiscono alla fine del 2008 e alla fine del 2009: periodi significativi per quanto riguarda l'evoluzione del settore eolico alla luce del boom evidenziato sopra.

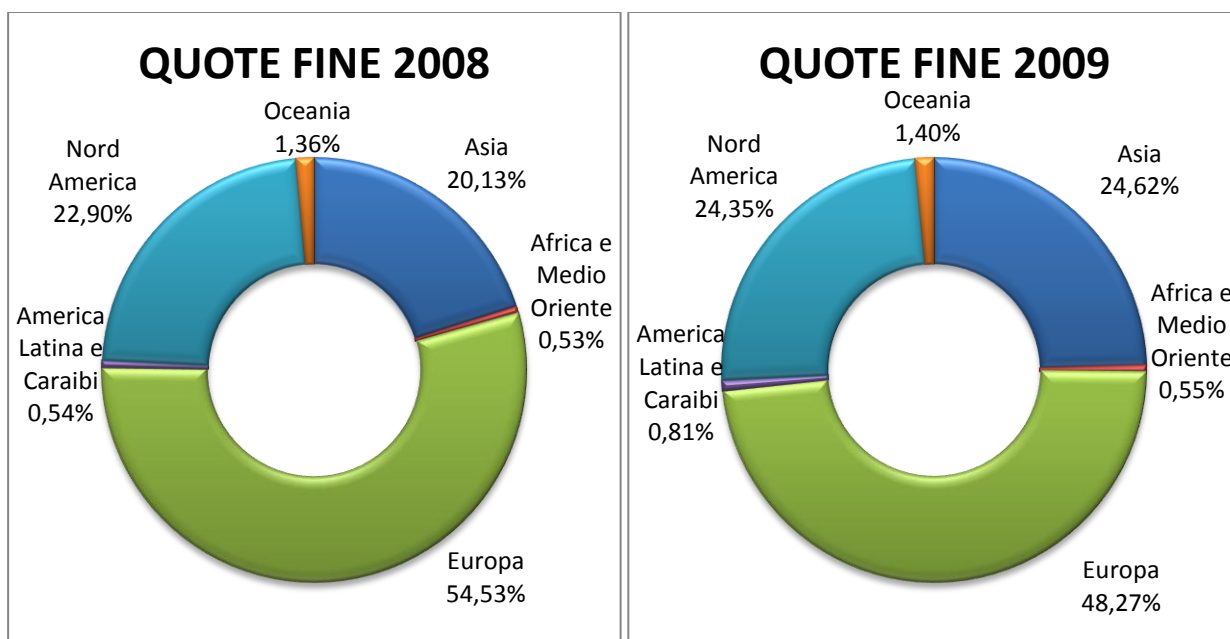


Figura 2 - Distribuzione eolica nel mondo

Dall'analisi dei grafici subito balza all'occhio il dominio europeo ed è interessante notare come, a fronte di aumento di 10,526 GW di potenza installata, la quota europea nel corso del 2009 sia diminuita e questo perché gli altri continenti hanno incrementato in maggior maniera la loro potenza installata, in primis Asia e Nord America, a dimostrazione di come il boom economico di questo settore abbia una dimensione globale.

Ulteriore passo di questa analisi prevede lo studio del settore eolico europeo e con questo proposito sono riportati in figura 3 due grafici che permettono di apprezzare l'evoluzione del mix energetico europeo dall'anno 2000 all'anno 2009.

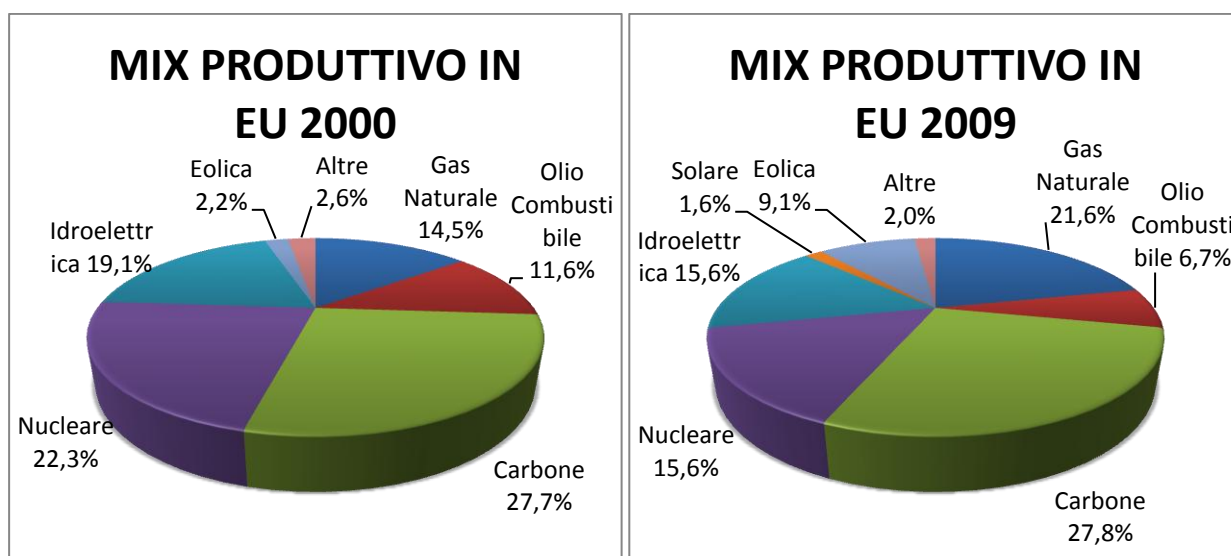


Figura 3 - Evoluzione del mix europeo nell'ultimo decennio

È interessante notare l'incremento della quota relativa all'eolico; in particolare essa ad oggi è superiore all'olio combustibile (fonte energetica malvista per via delle emissioni inquinanti) e con nuove installazioni potrebbe addirittura sopravanzare il contributo dato dall'idroelettrico e dal nucleare.

Nei successivi grafici, figura 4 e 5, possiamo confermare come anche l'eolico in Europa abbia conosciuto un vero e proprio boom, sia a livello continentale che a livello delle singole nazioni.

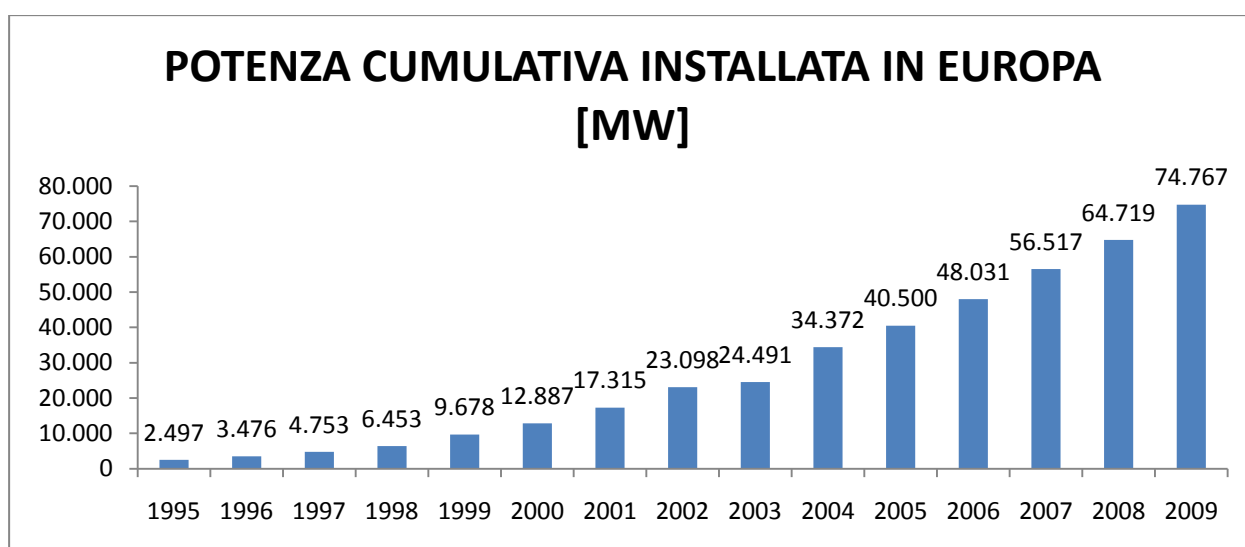


Figura 4 - Potenza cumulativa installa in Europa

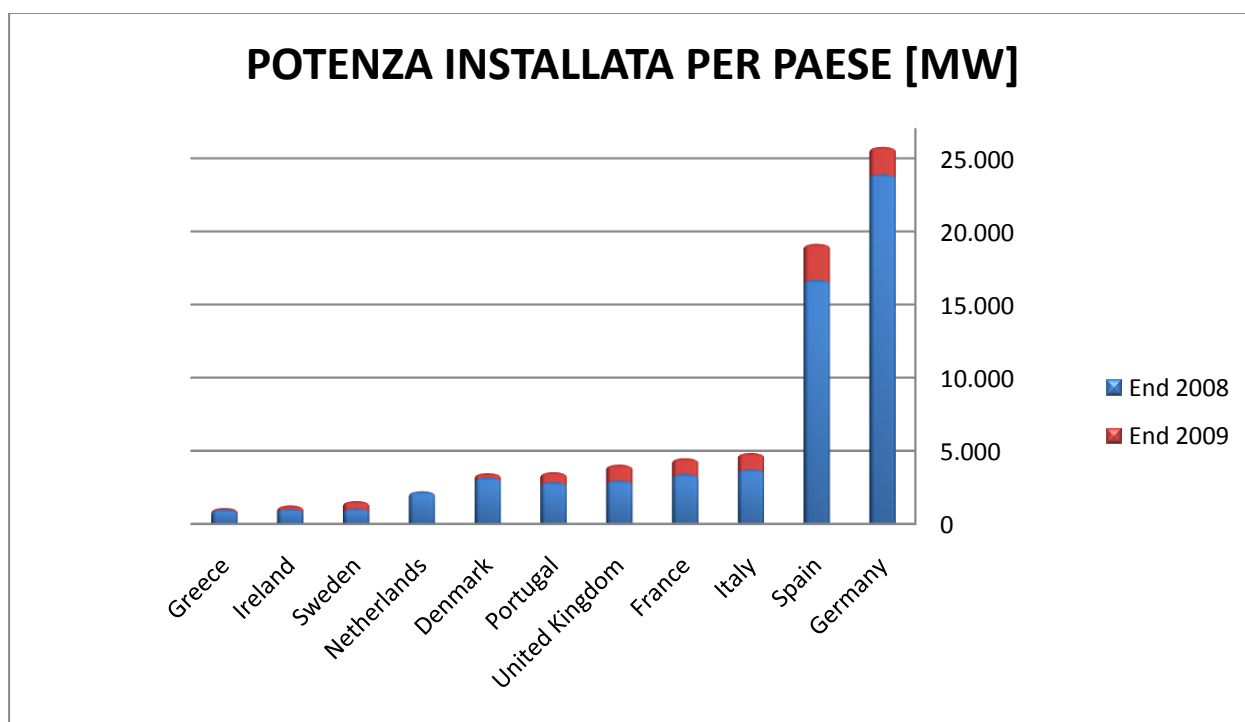


Figura 5 - Potenza installata per paese

Nuove prospettive per lo sfruttamento dell'energia eolica nascono dalla colonizzazione dei mari, proprio perché, in mare aperto, il vento non incontra né ostacoli né dislivelli e raggiunge quindi velocità maggiori anche del 25% circa in più rispetto ai venti presenti sulle coste ed inoltre è più stabile e quindi anche più prevedibile.

In linea di principio, uno stesso aerogeneratore può arrivare a produrre un quantitativo di energia anche superiore al 40% rispetto al caso di installazione terrestre e la minor presenza di turbolenze riduce lo stress a cui sono sottoposti gli organi meccanici aumentandone la vita.

Le turbine eoliche in mare possono essere più grandi, visto che non si hanno le difficoltà logistiche dettate dal trasporto su strada dei componenti dal luogo di fabbricazione ai siti d'installazione; inoltre essendo i venti elevati anche a basse altezze dalla superficie marina, la struttura di supporto può essere ridotta in altezza pur mantenendo invariato il diametro del rotore. Inoltre in fase progettuale il mare impone minori limiti spaziali, legati per lo più al livello di profondità e alle condizioni di ventosità. Al fine di eliminare completamente l'impatto aerodinamico che una turbina può produrre sulle altre, in mare queste possono essere posizionate ad esempio a distanze di anche 700 metri l'una dall'altra; realizzare un impianto da 500 MW costituito da 100 aerogeneratori utilizzando queste distanze vuol dire impegnare un'area di 7 per 7 chilometri quadrati, una superficie molto vasta, ma che oltre le coste non incontra le difficoltà pratiche legate alla presenza di infrastrutture e di vegetazione che invece caratterizza la terraferma.

L'eolico off-shore elimina anche i problemi esistenti in termini di impatto ambientale e di emissioni sonore; in mare aperto ogni emissione sonora prodotta dalla rotazione delle pale non è in grado di giungere alle coste (per cui sono permesse velocità di rotazione maggiori), e oltre determinate distanze gli aerogeneratori risultano anche invisibili ad occhio nudo.

Il trend che si sta stabilendo è appunto quello di orientarsi verso grandi distanze dalla costa, non solo per questioni riguardanti la deturpazione estetica del paesaggio (questione di dibattito all'interno sia delle istituzioni che dell'opinione pubblica), ma anche per minimizzare ogni impatto nei confronti della flora e della fauna marina, nonché nei confronti delle popolazioni di volatili migranti, realtà più ricche vicino la terraferma.

Altro elemento fondamentale che contribuisce all'incremento delle distanze è costituito dalla possibilità che diversi interessi possano collidere tra loro, spesso le zone costiere sono infatti interessate da intense tratte marittime di varia natura (commerciale e non), attività di pesca, zone balneari o restrizioni militari. E' anche vero che diversi progetti propongono la sinergia di più attività, in Danimarca la realizzazione di impianti off-shore è stata affiancata con successo ad attività di acquacoltura.

Realizzare impianti di generazione eolica in mare comporta però costi maggiori rispetto a quelli previsti per la terraferma, sia in termini di investimento iniziale che in termini di spese di manutenzione; maggiori sono anche le sfide tecniche, occorre realizzare collegamenti elettrici su distanze teoricamente anche superiori ai cento chilometri, nonché strutture portanti in corrispondenza di elevate profondità marine.

Ancora molte sono le strozzature che possono rallentare un futuro sviluppo massiccio della generazione eolica oltre le coste; la disponibilità dei componenti delle turbine è ancora limitata,

le navi piattaforma e le infrastrutture portuali adeguate sono disponibili attualmente in numero troppo esiguo, persino la quantità di personale qualificato rappresenta attualmente una limitazione.

Le possibilità di vincere tali sfide porrebbe la comunità mondiale in possesso di una quantità enorme di energia pulita e a costi sostenibili.

Il fattore limitante non sarà mai costituito dalla fonte disponibile: l'EEA (European Environment Agency) ha stimato il potenziale eolico off-shore tecnicamente disponibile in Europa pari a 30'000 TWh l'anno, mentre la commissione europea ha stimato la totale richiesta energetica europea nel 2030 per un valore tra i 4'279 TWh e i 4'408 TWh; teoricamente sarebbe sufficiente coprire circa il 2% della superficie dei mari europei escludendo l'Atlantico per arrivare a coprire tale richiesta.

Nel 2009 sono state installate 199 turbine, per una potenza totale di 577 MW (il 54% in più rispetto all'anno precedente) portando così, in Europa ad essere installate e operative 828 turbine, per una potenza totale di 2056 MW, in 38 wind farm posizionate in 9 diversi stati dell'Unione Europea (potenza media per turbina in queste wind farm off-shore 2,9 MW).

Per il 2010 sarà installato 1 GW (+ 75% rispetto al 2009), mentre per gli anni futuri al 2010 terminerà l'installazione di 17 wind farm (3,5 GW) e saranno realizzate 52 wind farm (16 GW) che hanno ottenuto l'approvazione ad essere realizzate. Guardando ancora oltre al 2020 l'Unione Europea prevede di avere una potenza eolica offshore installata compresa tra i 40 e i 55 GW.

Dal punto di vista economico il fatturato del 2009 è stato di 13 mld di euro, dei quali 11,5 si riferiscono al mercato onshore, mentre 1,5 mld è fatturato del mercato offshore. Nel 2010 la quota del mercato offshore dovrebbe raddoppiare e salire a 3 mld di euro.

Ad oggi la taglia media di una wind farm è 72,1 MW, la profondità media è 12 m e la distanza media dalla costa è di 14,4 km.

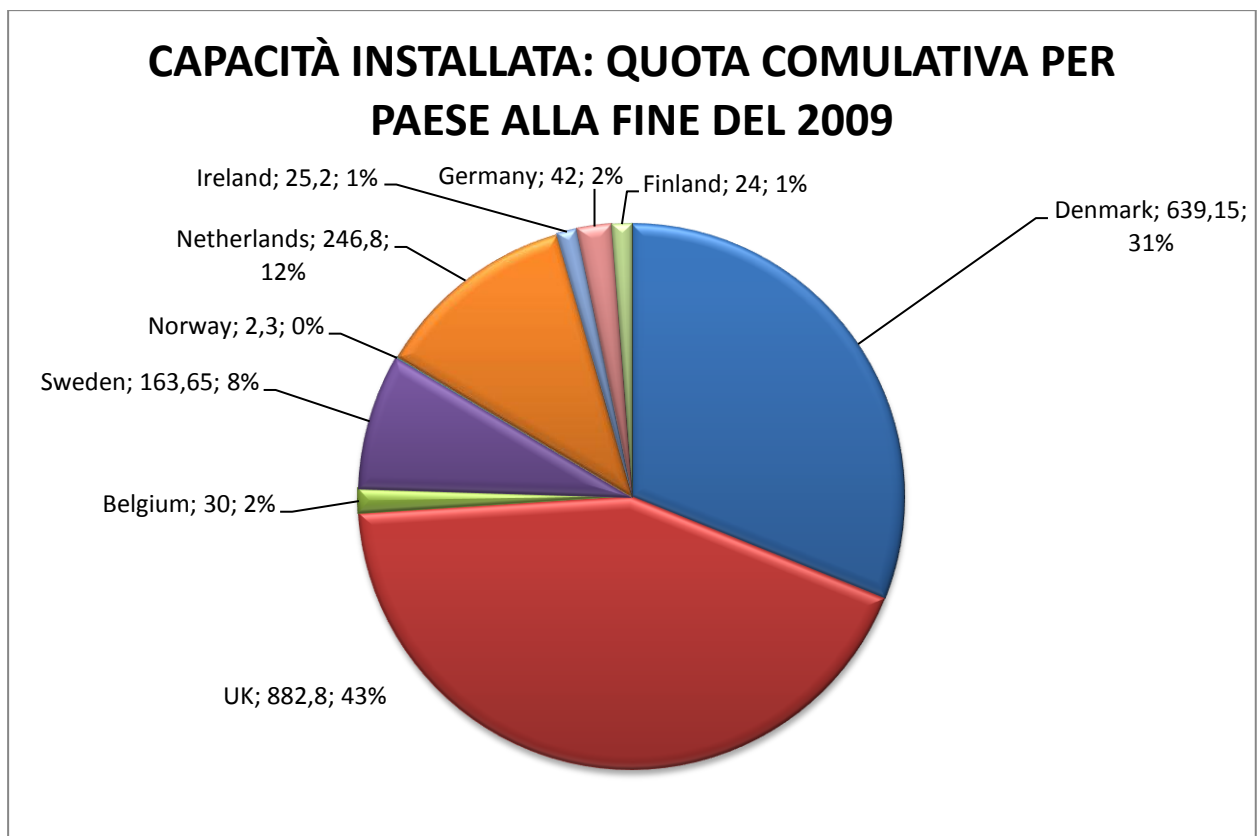


Figura 6 - Capacità installata alla fine del 2009

All'estero le cose non sono diverse: gli USA hanno pianificato 10 wind farm offshore (2 GW), il Canada 1 wind farm da 1,75 GW costruita in 5 fasi, Taiwan una da 600 MW e la Cina ne ha pianificate 5 da 100 MW ciascuna.

Bibliografia:

Documenti tratti dal sito dell'associazione:

- European Wind Energy Association – www.ewea.org
 - Wind in power: 2008 european statistics
 - Wind in power: 2009 european statistics
 - The European offshore wind industry – key trends and statistics 2009
- Global Wind Energy Council – www.gwec.net
 - Global installed wind power capacity 2008/2009

2

STATO DELL'ARTE DELLE TURBINE EOLICHE

Questo capitolo è strutturato così: dapprima è proposta una breve panoramica di che cosa compone l'aerogeneratore e poi è approfondito lo stato dell'arte delle turbine eoliche integrando il discorso con l'analisi delle offerte commerciali che oggi il mercato propone. Un aerogeneratore è ovviamente composto da una torre sulla quale è installata una navicella: un esempio di quest'ultima è mostrato nella figura sottostante.

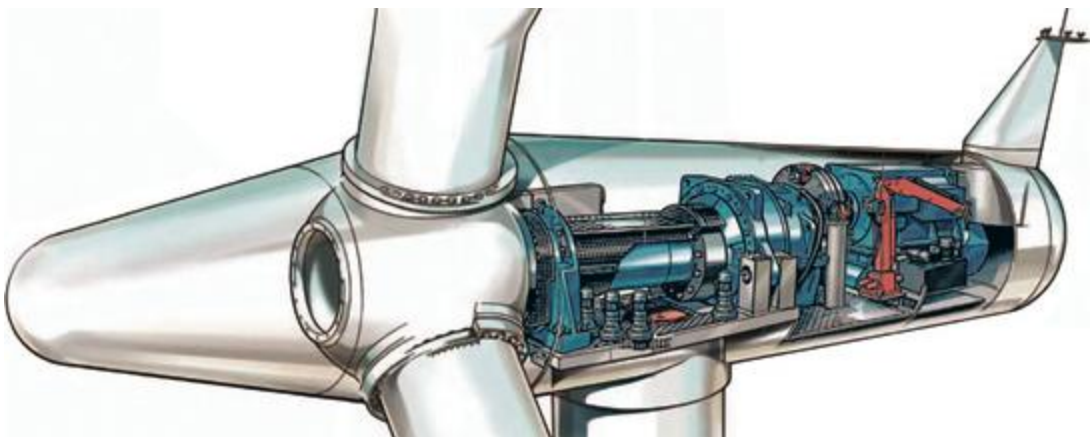


Figura 7 – Esempio di navicella di un aerogeneratore

All'interno della navicella i componenti principali per la trasformazione di energia risultano essere: l'elica, un riduttore di velocità, un generatore, uno stadio di convertitori statici di potenza e un trasformatore per l'allacciamento con la rete.

Turbina eolica

La turbina eolica è la componente dell'aerogeneratore mediante la quale l'energia cinetica del vento è trasformata in energia meccanica ed è anche la parte che più sbalordisce per la sua grandezza: infatti, oggi, il diametro di queste eliche è tra i 70 e i 100 metri; queste sono studiate per generare la massima potenza per un vento di 15 m/s (~50 km/h) e quindi è importante essere in grado di controllare e limitare la potenza meccanica convertita per venti di superiore intensità e questo viene fatto tramite diverse strategie, le più note e utilizzate sono: *stall control*, *active stall control* e *pitch control* che ora analizzeremo brevemente.

Stall control: Una turbina con il controllo dello stallo ha le pale imbullonate al mozzo ad un angolo fisso. È utilizzato il fenomeno dello stallo (uno stallo corrisponde ad una diminuzione della portanza della pala e quindi della potenza meccanica all'albero) per limitare la potenza in uscita quando la velocità del vento è troppo alta. Ciò è ottenuto tramite un design dell'aerodinamica del rotore tale che superate certe velocità del vento ritenute critiche avvenga una separazione della vena fluida nel lato interno di ogni pala.

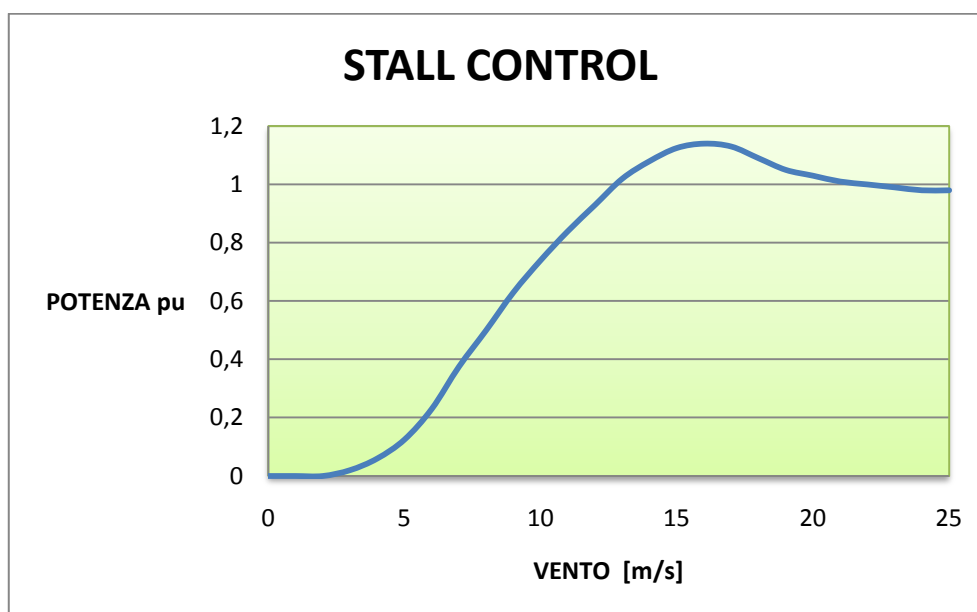


Figura 8 - Caratteristica potenza – velocità dello stall control

Pitch control: Le turbine con controllo del pitch (passo) sono caratterizzate dalla possibilità per le pale di poter ruotare rispetto al loro asse longitudinale. La potenza in uscita è costantemente monitorata e quando diventa troppo alta le pale vengono ruotate (modificando l'angolo di attacco e quindi la portanza della pala) per ridurre la potenza in uscita. Queste verranno poi inclinate nella posizione originaria non appena il vento cala. Il controllo del pitch richiede un progetto tale da assicurare che le pale siano posizionate momento per momento in modo tale da ottimizzare la produzione a tutte le velocità del vento.

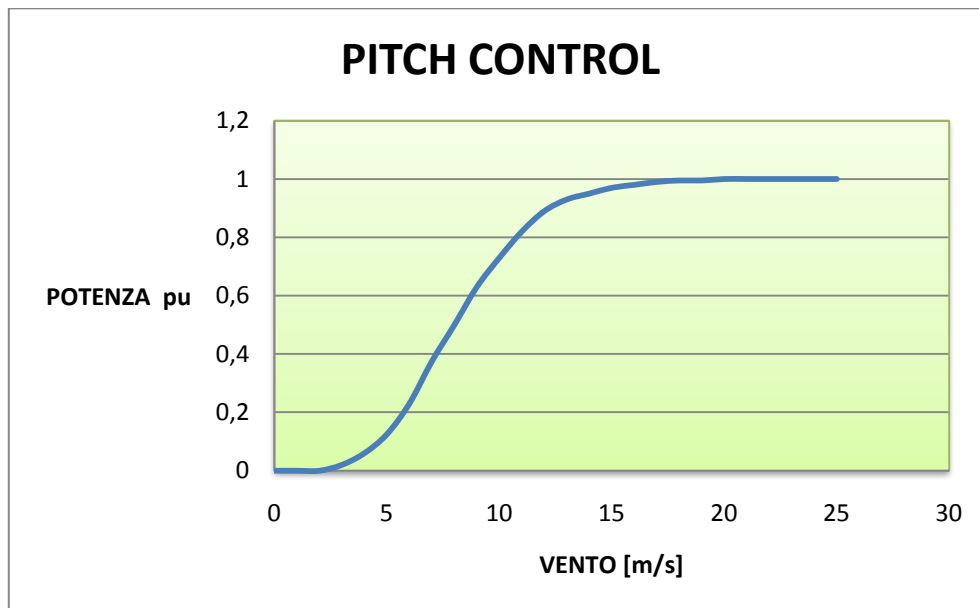


Figura 9 - Caratteristica potenza - velocità del pitch control

Active stall control: Le turbine con il controllo attivo dello stallo sono riconducibili a quelle a pitch control in quanto hanno le pale che possono ruotare nella posizione desiderata momento per momento; in particolare, a basse velocità del vento queste operano esattamente nello stesso modo delle precedenti, mentre quando vengono raggiunte le velocità critiche, queste inclinano le pale nella direzione opposta, forzandole a stallare.

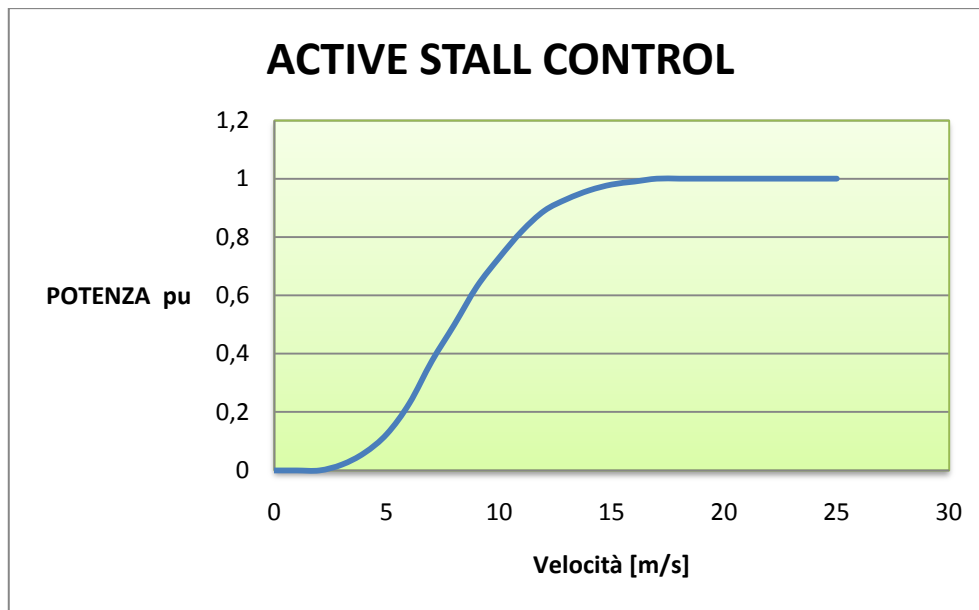


Figura 10 - Caratteristica potenza - velocità dell'active stall control

Dall'analisi delle figure 8, 9 e 10 si può notare che i sistemi di tipo pitch control e active stall control risultano essere i migliori e infatti sono i più utilizzati in quanto possono limitare la potenza senza problemi e non eccedono mai livelli di potenza superiori a quello nominale; invece il sistema a stallo controllato mostra un sovraccarico (1.25 p.u.) e con venti forti la potenza prodotta in p.u. è di poco inferiore all'unità. Di contro questo sistema è il più economico, mentre gli altri due hanno bisogno di un sistema (elettromeccanico o elettropneumatico) che permetta alla pala di ruotare.

Come ultimo sistema di controllo, troviamo lo *Yaw system*, che permette alla navicella installata sulla sommità della torre di poter ruotare per 360° in maniera tale da poter collocarsi perpendicolarmente alla vena fluida di vento per estrarre la maggior potenza possibile.

Moltiplicatore di giri

Un moltiplicatore di giri, che in inglese è chiamato *gearbox*, è mostrato nella figura 11. Esso è fondamentale in questo sistema di produzione: infatti la turbina eolica si caratterizza per ruotare ad una bassa velocità (qualche rad/s), mentre il generatore per essere connesso direttamente alla rete deve ruotare a velocità ben più alte (ipotizzando un generatore a 6 poli, il rotore dovrebbe ruotare a 104 rad/s).



Figura 11 - Esempio di Gearbox

Il moltiplicatore di giri contemporaneamente a modificare la velocità, rimodula anche il valore di coppia:

$$C_{in} * \omega_{in} = C_{out} * \omega_{out}$$

Una volta stabilito il rapporto degli ingranaggi interni al moltiplicatore di giri, il rapporto tra ω_{in} e ω_{out} è fissato e quindi pure il rapporto tra la coppia in ingresso e d'uscita; in particolare volendo una ω_{out} più alta rispetto a ω_{in} , a parità di potenza meccanica, la C_{out} risulterà più bassa di C_{in} .

Nella realtà dei fatti però, il cambio, è ovviamente sede di perdite e di guasti e quindi deve essere sottoposto a regolare manutenzione, che nelle applicazioni offshore può non essere così semplice ed economica; per questo motivo sono stati studiati dei sistemi di conversione dell'energia eolica che non prevedano il gearbox ed è il caso dei generatori multipolari (a parità di frequenza della tensione in uscita un alto numero di poli significa che la velocità meccanica del rotore è bassa).

Sistema elettrico

A valle del gearbox troviamo il generatore, parte del sistema nella quale avviene la trasformazione dell'energia meccanica in energia elettrica. Nella seguente schematizzazione sono riportate le tipologie di generatori che storicamente sono state installate sulle turbine eoliche:

- Generatore ad induzione {
 - Rotore avvolto con controllo delle resistenze rotoriche
 - Rotore a gabbia di scoiattolo
 - A doppia alimentazione

- Generatore Sincrono {
 - A magneti permanenti
 - Ad Eccitazione

Innanzitutto va detto e si evince anche dallo schema che questi generatori si dividono in due distinte famiglie: la prima è quella dei generatori ad induzione mentre la seconda è quella dei generatori sincroni; un'ulteriore distinzione possiamo farla dividendo le macchine in 2 gruppi in funzione dell'attitudine alla variazione della velocità dell'albero.

Il primo gruppo è quello delle turbine a velocità fissa (fixed speed), esso si caratterizza per il bisogno di avere la velocità del rotore in un ristretto intorno della velocità nominale e a questo gruppo possiamo ascrivere i generatori ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo e con rotore avvolto con controllo delle resistenze rotoriche. Il secondo gruppo è quello delle turbine a velocità variabile (variable speed), nel quale raggruppare le altre tipologie di macchine riportate in tabella, in quanto, il generatore ad induzione a doppia alimentazione può variare la sua velocità in un intorno del $\pm 30\%$ della sua velocità nominale, mentre i 2 generatori sincroni sono disaccoppiati dalla rete tramite uno stadio in corrente continua e quindi non hanno vincoli di velocità legati alla rete.

Generatore ad induzione con rotore avvolto e controllo delle resistenze rotoriche

In questo schema (figura 12) gli avvolgimenti di rotore sono collegati esternamente alla macchina a resistenze variabili. Il valore equivalente della resistenza del circuito, viene regolata da un controllo elettronico con lo scopo di regolare e mantenere la velocità del generatore entro un certo range. Purtroppo la connessione tra il banco di resistori variabili e gli avvolgimenti di rotore viene effettuata tramite spazzole ed anelli, che introducono notevoli svantaggi in confronto al semplice design di un generatore ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo (ad esempio la regolare manutenzione). Questa soluzione ha bisogno di soft-starter all'avviamento e la necessità di operare ad una velocità supersincrona per generare potenza; mentre per quanto riguarda la potenza reattiva abbiamo il problema che la macchina non può generarla ma solo assorbirla e questa o viene fornita dalla rete o viene fornita da un dispositivo di compensazione, come un banco di condensatori o come un compensatore statico, ovviamente installato a bordo

dell'aerogeneratore: al fine di mantenere il costo più basso possibile, sono normalmente utilizzate batterie di condensatori.

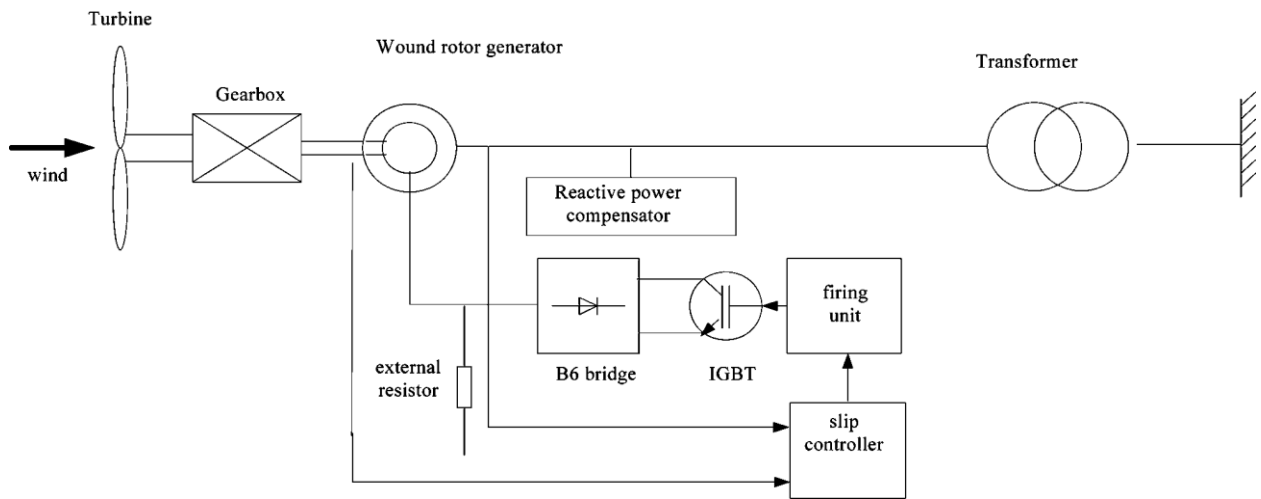


Figura 12 - Generatore asincrono con resistenze rotoriche

Generatore ad induzione con rotore a gabbia di scoiattolo (SCIG)

Questa tecnologia di generazione è stata ampiamente usata in Danimarca e caratterizzava i primi sistemi di turbine eoliche. Lo schema (figura 13) consiste in un SCIG (squirrel cage induction generator), collegato direttamente alla rete fatto salvo un trasformatore per connettersi alla rete in media tensione.

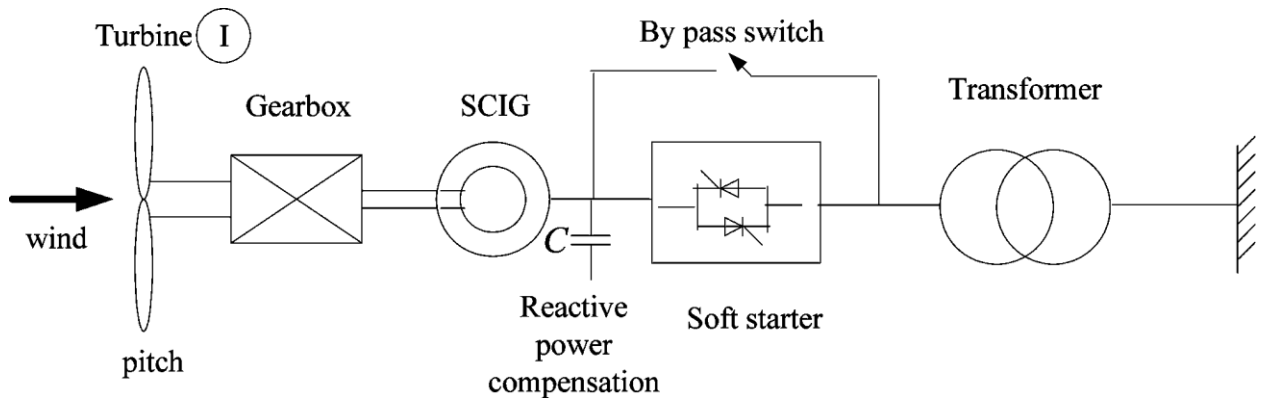


Figura 13 – SCIG

Vantaggi di questa soluzione sono la costruzione semplice ed economica (non è richiesto alcun tipo di dispositivo di sincronizzazione), e molto affidabile; tuttavia ci sono anche degli svantaggi: la turbina eolica deve funzionare a velocità quasi fissa, la costruzione meccanica della trasmissione deve essere robusta e quindi più costosa a causa delle elevate sollecitazioni di coppia sulla trasmissione che le raffiche di vento impongono e richiede una rete elettrica solida per permettere un funzionamento stabile. Quest'ultimo punto è molto importante: infatti il

collegamento dei generatori ad induzione alla rete produce transitori di breve durata caratterizzati da correnti di valore molto elevato che provocano picchi di coppia nel sistema di trasmissione e disturbi alla rete che di fatto limitano il numero di turbine eoliche connettabili alla rete. Al fine di ridurre queste problematiche si controlla all'avviamento la connessione alla rete della turbina tramite un dispositivo denominato soft-starter: questo è basato sulla tecnologia dei tiristori e limita il valore efficace della corrente di spunto ad un livello inferiore a due volte la corrente nominale del generatore. Il soft-starter ha una limitata capacità termica e quindi è connesso in parallelo ad un contattore che lo cortocircuita quando la connessione alla rete è completata; un altro compito del soft starter è quello di attenuare in modo efficace i picchi di coppia associati al picco di corrente, e quindi ridurre gli sforzi sul cambio.

È noto che questa categoria di macchine assorba e non produca potenza reattiva pertanto questa deve essere fornita direttamente dalla rete o da un opportuno sistema di compensazione installato localmente. Una prima soluzione potrebbe essere quella di installare un banco di condensatori in parallelo ai morsetti della macchina; così facendo conteniamo i costi però potremmo avere problemi di auto eccitazione qualora la connessione alla rete venisse persa. Una seconda soluzione è rappresentata dall'utilizzo di un compensatore statico SVC, che aumenta i costi, ma che permette una compensazione più dinamica, indispensabile su turbine eoliche dell'ordine dei MW.

Un ulteriore svantaggio delle macchine ad induzione a gabbia sta nel fatto che queste si comportano da generatore quando marciano ad una velocità supersincrona; questo fatto è stato superato dai tecnici della Siemens introducendo tra la rete e il generatore uno stadio in corrente continua tramite convertitori statici (figura 14).

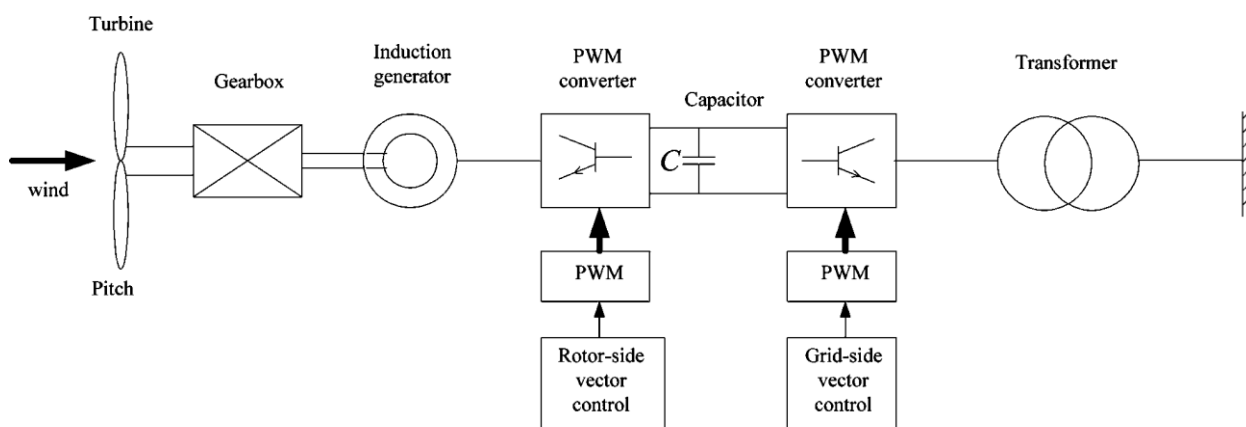


Figura 14 - SCIG by Siemens

Così facendo il generatore oltre a risultare disaccoppiato dalla rete (non sono più riversati in rete i suoi disturbi) è anche totalmente controllabile e quindi lo si porta sempre a lavorare in velocità supersincrona indipendentemente dalla velocità della turbina.

Generatore ad induzione a doppia alimentazione:

Questa soluzione, mostrata in figura 15, ha come acronimo inglese DFIG, doubly fed induction generator, e si caratterizza per avere una doppia alimentazione: mentre lo statore è collegato direttamente alla rete, il rotore è connesso attraverso delle spazzole a convertitori statici connessi a loro volta alla rete.

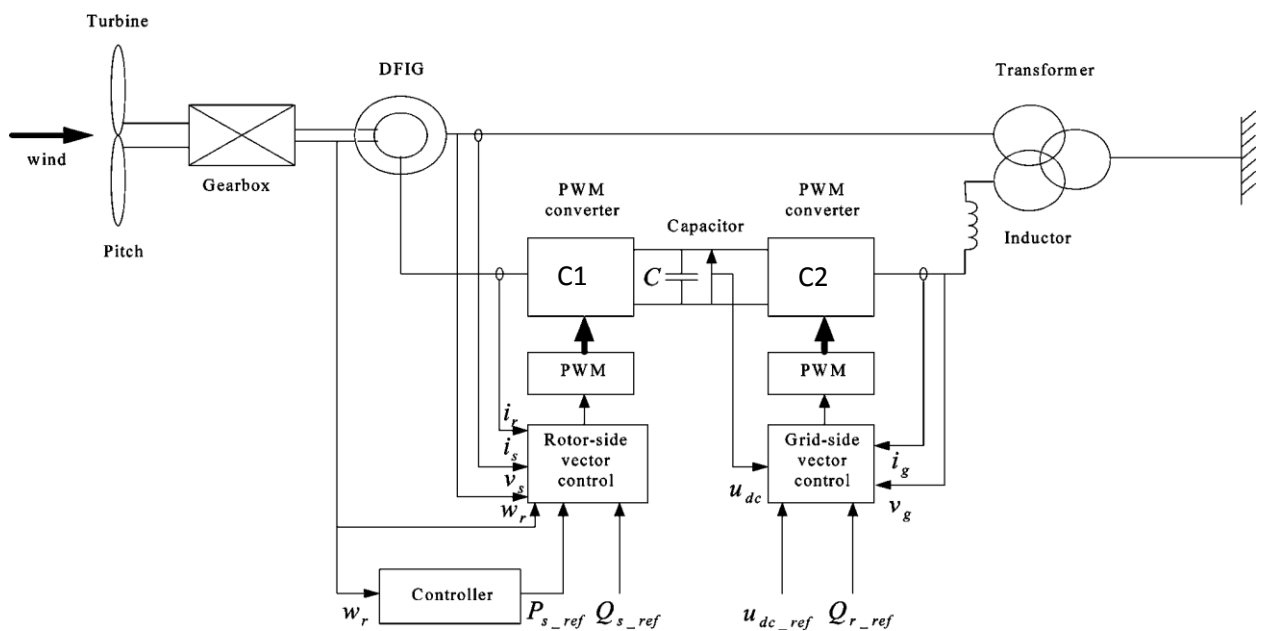
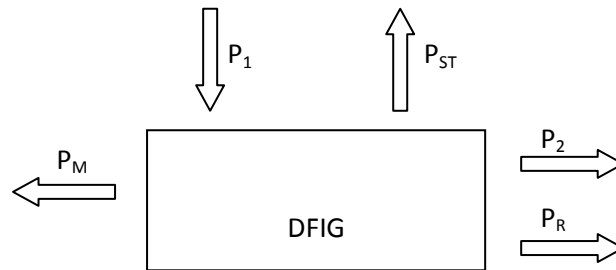


Figura 15 – DFIG

La peculiarità di un DFIG è che i convertitori statici possono essere dimensionati per una potenza pari solo ad una frazione della potenza del generatore: infatti come in tutte le macchine ad induzione, la potenza rotorica P_{rot} è proporzionale alla potenza statorica P_{sat} tramite lo scorrimento s : $P_{rot} = sP_{sat}$; la potenza fluente nei convertitori è quella rotorica, dunque essi saranno dimensionati per sP_{sat} : solitamente s varia tra $\pm 0,3$, perciò il convertitore va dimensionato per il 30% della potenza del generatore, ne segue anche che la velocità può variare nel campo $\pm 30\%$ della velocità nominale.

Vediamo ora in dettaglio il funzionamento.



In particolare, assunto positivo il verso indicato dalla freccia, indichiamo con:

- P_M – Potenza meccanica;
- P_1 – Potenza che lo statore scambia con la rete;
- P_2 – Potenza che il rotore scambia con la rete;
- P_{ST} – Perdite di statore;
- P_R – Perdite di rotore;

e potremo scrivere che $P_1 = P_M + P_{ST} + P_2 + P_R$.

Per una data condizione di funzionamento, la potenza trasmessa per via elettromagnetica da statore a rotore è pari al prodotto della coppia per la velocità di sincronismo del campo rotante, mentre la potenza meccanica all'albero è pari al prodotto della coppia per la velocità effettiva di rotazione. La differenza tra potenza trasmessa per via elettromagnetica tra statore e rotore e la potenza meccanica all'albero si identifica con la potenza elettrica assorbita dal circuito di rotore che, nella nostra applicazione, è pari alla somma delle perdite nel rame di rotore e della potenza attiva che il rotore invia alla rete 2; di conseguenza scriveremo che lo scorrimento s corrisponde a:

$$s = \frac{\Omega_0 - \Omega}{\Omega_0} = \frac{P_2 + P_R}{P_1 - P_{ST}}$$

Ed in generale si potrà scrivere che:

$$P_1 - P_{ST} = P_M + P_2 + P_R$$

E quindi che:

$$P_M + P_2 + P_R = \frac{P_2 + P_R}{s}$$

$$(P_2 + P_R) * \left(\frac{s-1}{s}\right) = -P_M$$

Ed in conclusione che:

$$P_2 + P_R = -P_M \left(\frac{s}{s-1}\right)$$

$$P_1 - P_{ST} = -P_M \left(\frac{1}{s-1}\right)$$

In particolare quando la marcia sarà subsincrona ($0 < s < 1$) varranno le seguenti deduzioni dato che $P_M < 0$ e che P_R e P_{ST} sono intrinsecamente positive :

$$P_2 + P_R < 0 \Rightarrow P_2 < 0$$

$$P_1 - P_{ST} < 0 \Rightarrow P_1 < 0$$

Il che vuol dire che il rotore sta assorbendo potenza mentre lo statore la sta erogando verso la rete. Quando invece la marcia sarà ipersincrona ($s > 1$) e sempre tenendo conto che $P_M < 0$ e che $P_R, P_{ST} > 0$ varranno queste altre deduzioni:

$$P_2 + P_R > 0 \Rightarrow P_2 > 0$$

$$P_1 - P_{ST} < 0 \Rightarrow P_1 < 0$$

Che indicano che la potenza fluisce verso la rete sia da rotore che dallo statore.

È intuitivo comprendere che nel funzionamento in marcia subsincrona, *C2* funziona da raddrizzatore e *C1* da inverter, mentre nel funzionamento in marcia ipersincrona *C1* funziona da raddrizzatore e *C2* da inverter.

Un'ulteriore possibilità che offre questa macchina è quella di controllare sia la potenza attiva e reattiva fornita alla rete e quindi l'aerogeneratore può svolgere un ruolo attivo nella regolazione di tensione e di frequenza. Con l'utilizzo di convertitori statici, si ha poi il problema delle armoniche e in quest'applicazione le armoniche generate dal convertitore risultano comprese nella gamma di qualche kHz rendendo così necessari i filtri per ridurle.

Per quanto riguarda il comportamento in servizio della macchina, bisogna evidenziare che è ottimo: oltre ad essere notevolmente migliorata la risposta dinamica e la controllabilità in confronto con un generatore a induzione tradizionale, la soluzione DFIG non ha bisogno né di un soft-starter, né di un compensatore di potenza reattiva.

Generatori sincroni ad eccitazione e a magneti permanenti

I generatori sincroni come ben sappiamo prevedono un sistema di eccitazione: o adottiamo una soluzione che prevede un circuito in continua installato sul rotore oppure utilizziamo dei magneti permanenti. Alla prima soluzione il mercato ha preferito la seconda soluzione: infatti il calante prezzo dei magneti permanenti unito alla minor manutenzione ed ad altri vantaggi caratteristici di queste macchine (elevata risposta di coppia, elevata densità di potenza e $\cos \varphi$) hanno determinato la "vittoria" di questi ultimi (figura 16).

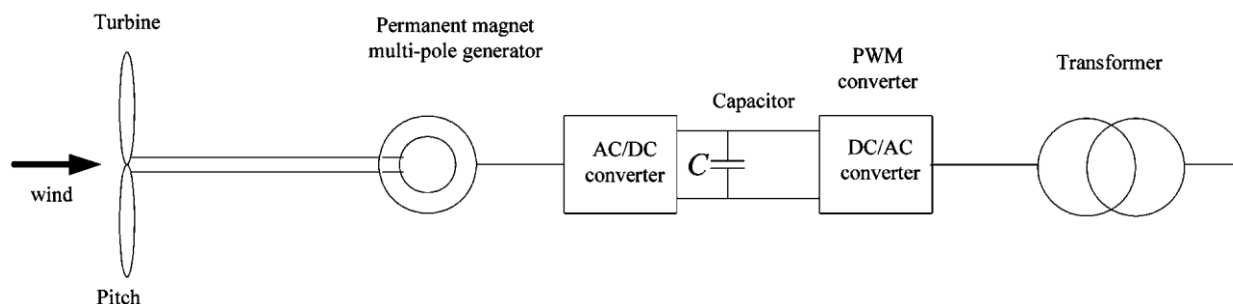


Figura 16 - PMSG

Inoltre esiste un notevole interesse nell'applicazione dei generatori sincroni a più poli direttamente connessi all'elica, eliminando quindi il gearbox a tutto vantaggio di costi, affidabilità e manutenzione. Si è già detto che le macchine sincrone sospinte dal vento non possono essere collegate direttamente alla rete AC; per questo motivo è necessario un convertitore statico dimensionato per la piena potenza per disaccoppiare il generatore dalla rete. La soluzione più comune consiste in un convertitore a doppio stadio AC/DC e DC/AC; per il raddrizzatore si ricorre a 2 tipi di soluzione:

- convertitore statico VSC back to back
- raddrizzatore a diodi

Nel primo caso, il convertitore è controllabile su tutti i 4 quadranti, mentre nel secondo caso l'utilizzo dei diodi impedisce questo, ed infatti con questa soluzione è più difficile controllare completamente l'intero sistema; sempre con questa soluzione può essere previsto l'utilizzo di un chopper per controllare la tensione sul DC link.

Indipendentemente dalla soluzione utilizzata il generatore è separato dalla rete e quindi può lavorare ad un valore di frequenza variabile allo scopo di ottenere un punto di funzionamento ottimale, mentre mediante il convertitore lato rete si controlla la potenza attiva e reattiva inviata (rapide risposte dinamiche) indipendentemente dallo stato del generatore .

A compendio di questa parte relativa alle macchine elettriche è riportato ora lo studio degli attuali cataloghi dei produttori di aerogeneratori mediante il quale è stato possibile elevare quest'esposizione teorica alla realtà di oggi e capire che tipologie di macchine compongono le attuali offerte commerciali; un riassunto di quest'indagine è riportata nelle tabelle seguenti.

VESTAS	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
V112	3 MW	A magneti permanenti
V100	1,8 MW	A doppia alimentazione
V90	3 MW	A doppia alimentazione
V90	2 MW	A doppia alimentazione
V82	1,65 MW	A gabbia di scoiattolo
V80	2 MW	A doppia alimentazione

NORDEX	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
N100	2,5 MW	A doppia alimentazione
N90	2,5 MW	A doppia alimentazione
N82	1,5 MW	A doppia alimentazione
N80	2,5 MW	A doppia alimentazione
N77	1,5 MW	A doppia alimentazione

REPOWER	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
6M	6 MW	A doppia alimentazione
5M	5 MW	A doppia alimentazione
3.4M104	3,370 MW	A doppia alimentazione
3.2M114	3,170 MW	A doppia alimentazione
MM 100	1,8 MW	A doppia alimentazione
MM 92	2,050 MW	A doppia alimentazione
MM 82	2,050 MW	A doppia alimentazione

GAMESA	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
G128	4,5 MW	A magneti permanenti
G97	2 MW	A doppia alimentazione
690	2 MW	A doppia alimentazione
G87	2 MW	A doppia alimentazione
G80	2 MW	A doppia alimentazione

GENERAL ELECTRICS	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
GE1.5	1,5MW	A magneti permanenti
GE2.5	2,5 MW	A magneti permanenti

ACCIONA	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
AW-1500	1,5 MW	A doppia alimentazione
AW-3000	3 MW	A doppia alimentazione

LEITWIND	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
LTW101	3 MW	A magneti permanenti
LTW80	1,8 MW	A magneti permanenti
LTW80	1,5 MW	A magneti permanenti
LTW77	1,5 MW	A magneti permanenti
LTW77	1 MW	A magneti permanenti
LTW70	2 MW	A magneti permanenti

FUHLANDER	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
FL2500	2,5 MW	A doppia alimentazione
FL1500	1,5 MW	A doppia alimentazione
FL MD 70/77	1,5 MW	A doppia alimentazione
FL 1250	1,3 MW	A doppia alimentazione

SIEMENS	<i>Potenza</i>	<i>Sistema</i>
SWT – 2,3 – 93	2,3 MW	A gabbia di scoiattolo
SWT – 3,6 – 107	3,6 MW	A gabbia di scoiattolo
SWT – 2,3 – 82VS	2,3 MW	A gabbia di scoiattolo
SWT – 3,0 – 101	3 MW	A magneti permanenti

Analizzando queste tabelle si nota subito che generatori sincroni ad eccitazione e generatori asincroni a rotore avvolto con controllo delle resistenze rotoriche sono spariti dal mercato , mentre ad oggi Siemens è l'unica marca di produttori che ricorre ancora alla tecnologia a gabbia

di scoiattolo però interpretandola diversamente: infatti ora il generatore è connesso alla rete esclusivamente tramite convertitore statici. Si nota altresì che le due soluzioni più utilizzate sono il generatore asincrono a doppia alimentazione ed il generatore sincrono a magneti permanenti; in particolare quest'ultima soluzione sembra essere la più promettente vista la prossima "colonizzazione" dei mari. Si analizzerà ora più nel dettaglio ogni singola tipologia.

Trasformatore

Il trasformatore è normalmente situato vicino alle turbine eoliche per avere cadute di tensione contenute e quindi è situato alla base della torre eolica.

Attualmente la maggior parte delle turbine (essendo onshore) sono collegate al sistema di media tensione, mentre i grandi parchi eolici off-shore sono collegati con sistemi in alta tensione: ad oggi queste wind farm sono installate entro 40 km dalla costa e quindi il collegamento viene ancora fatto mediante sistemi a corrente alternata, ma in futuro quando queste wind farm saranno installate a centinaia di km dalla costa si utilizzeranno sistemi di trasporto in corrente continua.

Convertitori Statici

Abbiamo visto che ad oggi ogni soluzione scelta per il sistema di generazione necessita in maniera diversa di convertitori statici al fine di ottenere migliori performance per quanto concerne la produzione di energia: in particolare l'utilizzo di questi permette l'immissione in rete di potenza alla frequenza desiderata e con un valore di tensione indipendente dallo stato attuale del generatore eolico, permette di soddisfare i requisiti dei gestori della rete in materia di power quality ed infine l'adozione di questi sistemi garantisce anche quelle azioni che il gestore richiede a seguito di un guasto.

Abbiamo visto che, a seconda della tipologia installata, il dimensionamento dello stadio di conversione risulterà essere in un intorno del 30% della potenza nominale per sistemi di tipo DFIG (che abbiamo visto essere la soluzione più commercializzata), oppure il dimensionamento risulterà proporzionato per il 100% della potenza nominale (consentendo un totale disaccoppiamento tra rete e generatore) e questo è il caso dei generatori sincroni come i PMSG o dei generatori ad induzione della Siemens.

Indipendentemente dalla macchina scelta l'unico modo per controllare questi alti livelli di flussi di potenza è quello di ricorrere all'utilizzo di convertitori statici ad alta potenza che devono essere selezionati con cura per raggiungere le prestazioni richieste.

La scelta di questi elementi si caratterizza per due importanti aspetti che nel seguito saranno analizzati:

- tipologia del convertitore
- tecnologia delle valvole del convertitore

Tipologia del convertitore

Per quanto riguarda la tipologia del convertitore, la tipologia VSI (Voltage Source Inverter) ha raggiunto un posizione dominante nel campo della conversione di frequenza per applicazioni sia di bassa, sia di media tensione. Per la conversione a bassa tensione la soluzione che si è imposta nel mercato è quella che utilizza un inverter a 2 livelli (figura 17); in particolare nel mercato odierno il VSI a 2 livelli è utilizzato prevalentemente su aerogeneratori che installano un sistema di tipo DFIG per il controllo del rotore.

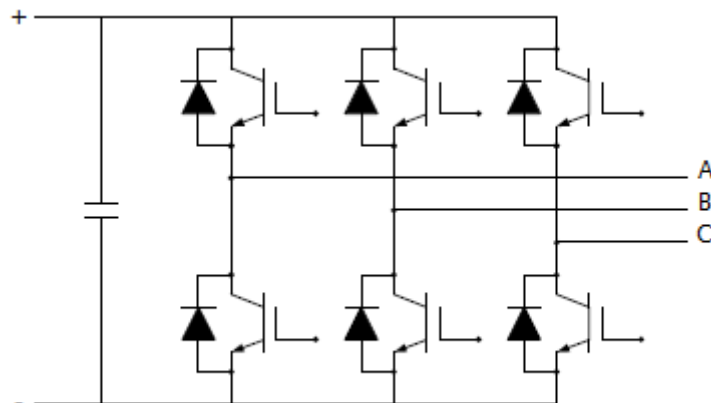


Figura 17 - Voltage Source Inverter a 2 livelli con IGBT

Tuttavia, gli attuali campi di funzionamento dei componenti disponibili rimangono un fattore limitante, in quanto il collegamento in serie di questi dispositivi di potenza è una questione complessa caratterizzata da molte difficoltà tecniche.

Per ottenere una tensione d'uscita superiore senza collegamento in serie di dispositivi di potenza altre topologie sono necessarie e la più comune è quella che prevede un VSI a 3 livelli (figura 18), che consente un'output di tensione che è doppio rispetto a un inverter su 2 livelli a parità di tensione nominale del semiconduttore.

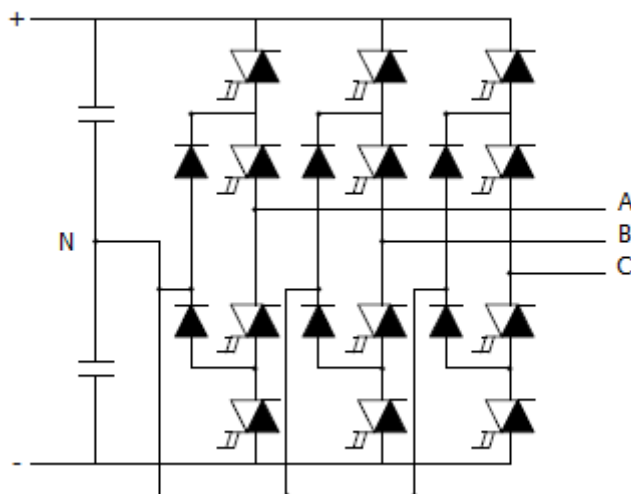


Figura 18 - Voltage Source Inverter a 3 livelli con IGCT

Ad oggi questa topologia è la principale soluzione sul mercato per i sistemi a media tensione dato che con gli attuali dispositivi è possibile ottenere tensioni di uscita fino a 4,5 kV senza collegamento in serie di dispositivi e / o convertitori.

L'inverter a 3 livelli nel campo dell'energia eolica è principalmente utilizzato a valle di generatori sincroni a magneti permanenti e dimensionato per la piena potenza di questi ultimi (è realizzato il disaccoppiamento tra rete e generatore)

Un confronto tra le due diverse topologie al fine di analizzare vantaggi e svantaggi può essere riassunto in quanto segue: ogni ulteriore livello aumenta la complessità sia del convertitore stesso, nonché del sistema di controllo ed in particolare la quantità aggiuntiva di componenti incide negativamente sull'affidabilità (più componenti sono installati e più aumentano le possibilità qualcosa si guasti). D'altro canto però aumentare il numero dei livelli fa sì che la tensione in uscita abbia una forma d'onda migliore (è diminuito il ripple) riducendo così la necessità di appositi filtri (e questo si traduce in un beneficio economico e di spazi a bordo dell'aerogeneratore). In aggiunta, livelli di tensione superiori possono essere raggiunti senza l'introduzione di complesse connessioni in serie.

Tecnologia delle valvole del convertitore

Ad oggi il panorama dei convertitori per la generazione eolica è dominato esclusivamente da 2 tipi di valvole: IGBT e IGCT. In particolare, le valvole IGBT sono utilizzate per potenze minori in inverter a 2 livelli (in quanto la potenza gestibile dalla valvola diminuisce all'aumentare della frequenza di switching), mentre le valvole IGCT sono utilizzate per le potenze più alte in inverter a 3 livelli. Queste valvole sono in continua evoluzione, perciò nel seguito oltre ad essere

discusse le principali caratteristiche di queste, saranno riportati anche gli ultimi importanti sviluppi.

IGBT - Insulated Gate Bipolar Transistor

Questa famiglia di valvole col tempo si è affermata nell'ambito dei sistemi statici di conversione, tant'è che oggi, per esempio, la troviamo installata su auto elettriche, treni, frigoriferi e condizionatori (figura 19).



Figura 19 - Esempio di IGBT attualmente in commercio

Da un punto di vista pratico possiamo descrivere questa valvola come l'unione di un transistor di tipo MOSFET (a bassa potenza) che pilota un transistor di tipo BJT (ad alta potenza); esternamente il dispositivo, come mostra la figura 20, prevede 3 morsetti:

- gate (G)
- collettore (C)
- emettitore (E)

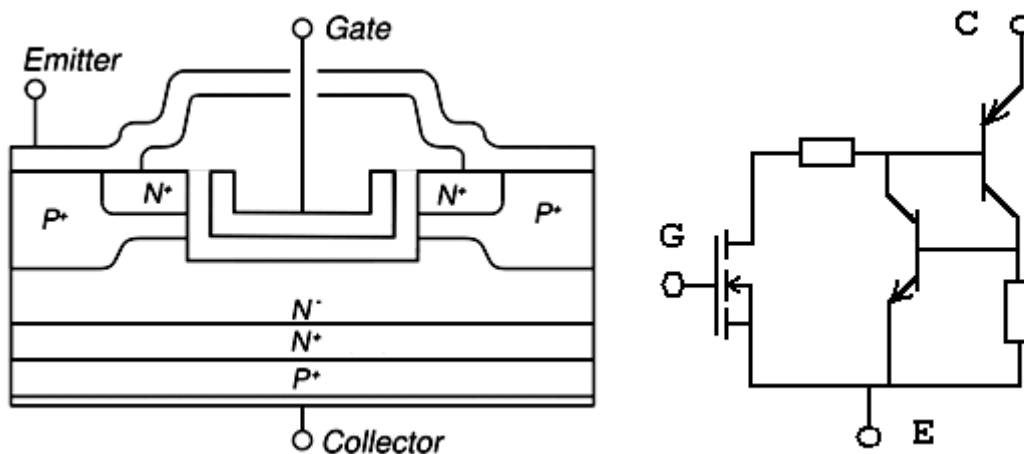


Figura 20 – Sezione e schema della valvola IGBT

Per quanto riguarda invece il funzionamento, abbiamo che finché la tensione tra gate ed emettitore non supera il valore V_{GE} il dispositivo è nella fase di interdizione; questa è caratterizzata dal fatto che tutta la tensione fra collettore ed emettitore è sopportata dalla giunzione P/N- che, in virtù del basso drogaggio della regione di deriva N-, è molto spessa e quindi può tollerare senza problemi tensioni inverse molto alte, tipiche dei tiristori e dei triac, dell'ordine delle migliaia di volt.

Quando la tensione del gate aumenta oltre il valore V_{GE} la giunzione P/N- viene bypassata dal gate e il dispositivo entra in stato di conduzione. Il passaggio di corrente avviene in senso verticale attraverso la regione di deriva; in questa condizione entrano in gioco le regioni N+ e P inferiori, che insieme alla regione di deriva realizzano il transistor principale di conduzione. La regione N+ inietta portatori di carica nella regione di deriva debolmente drogata, aumentandone la conduttività e migliorando il tempo di commutazione del dispositivo.

Il primo brevetto su dispositivi IGBT è del 1980, mentre i primi modelli commercializzati risalgono al 1983. Questi primi esemplari erano piuttosto lenti nella commutazione e soggetti a guastarsi facilmente: le successive generazioni hanno migliorato molto i parametri di funzionamento ed eliminato tale vulnerabilità. Gli IGBT di oggi commutano con la stessa velocità dei migliori MOSFET e tollerano molto bene i sovraccarichi. Attualmente hanno assunto grande importanza per tutte le applicazioni di commutazione di potenza in cui sono in gioco alte tensioni e correnti: in particolare nel mercato odierno risaltano i moduli IGBT – HiPak di ABB. Questo set di valvole ha avuto due importanti step evolutivi che ABB ha chiamato SPT e SPT+ (Soft Punch Through) che ora analizzeremo.

Soft Punch Through

Grazie a questo step ABB ha migliorato il comportamento dei suoi IGBT per tensioni superiori ai 2000 V: infatti oltre questa tensione la SOA (Safe Operating Area: indica i limiti di funzionamento di una valvola) degradava in modo significativo a causa dei vincoli fisici della struttura e dello stress operativo imposto dai più alti valori di tensione del DC link connesso alla valvola. In particolare, oltre ad avere un'area SOA più grande e quindi una valvola più performante, si è ottenuta una valvola con minori perdite e con la capacità di cambiare di stato (da ON ad OFF e viceversa) in maniera dolce. Questi miglioramenti negli IGBT sono stati ottenuti inserendo nella valvola un tampone a basso drogaggio (denominato SPT buffer) che permette di realizzare rispetto al design precedente un dispositivo con uno spessore totale diminuito del 20%; tuttavia questo approccio richiede una maggiore resistività del materiale di

partenza per ottenere le tensioni di blocco volute ed avere una piccola probabilità di guasti dovuti a raggi cosmici. Inoltre si è utilizzato una nuova tecnica per il design planare delle celle al fine di renderle più robuste e meno sensibili al fenomeno del latch-up. Invece il diodo è stato migliorato utilizzando un anodo P fortemente drogato che permette migliori performance rispetto ad un anodo P classico e la realizzazione di una giunzione robusta capace di sopportare alti campi e la corrente di reverse recovery. Nel prosieguo saranno mostrati grafici esplicativi delle prestazioni raggiunte dallo step SPT.

La figura 21 mostra la fase di turn-off di queste valvole:

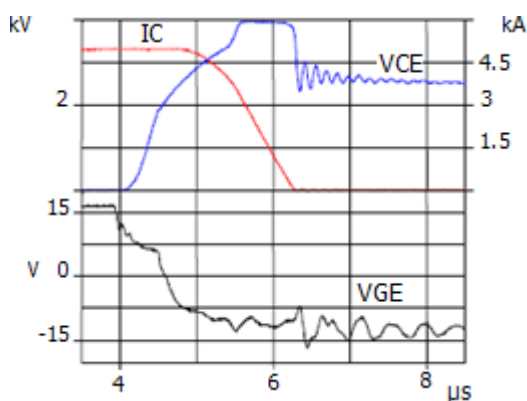


Figura 21 – 3,3kV/1,2kA HiPak IGBT RBSOA turn-off @ $V_{CC}=2600V$, $I_C=5000A$, $V_{GE}=15V$, $R_G=1,5 \Omega$, $L_S=280nH$, $T_J=125^\circ C$, no snubbers

Analizzando il grafico si nota la robustezza mai raggiunta prima da queste valvole, tant'è che la valvola ha interrotto una corrente pari a 4 volte la sua corrente nominale in $1\mu s$ e in maniera dolce. L'energia totale dissipata durante il turn-off è di 20 J di cui 5 J durante il periodo di auto bloccaggio, mentre la potenza di picco durante questo turn off è di 14 MW. Nella figura 22 invece è raffigurata la caratteristica del diodo, che ha interrotto una corrente di valore doppio a quello nominale anch'esso con una caratteristica molto soft in soli $3 \mu s$.

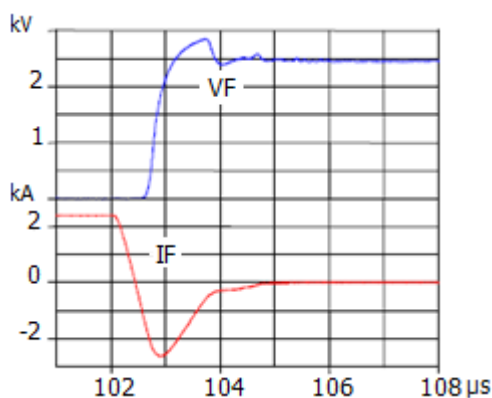


Figura 22 - 3,3kV/1,2kA HiPak diode RBSOA $V_{CC}=2500V$, $I_C=2400A$, $V_{GE}=0,27V$, $R_G=0,27 \Omega$, $L_S=280nH$, $T_J=125^\circ C$

Infine la figura 23 mostra la valvola impegnata in una prova di corto circuito.

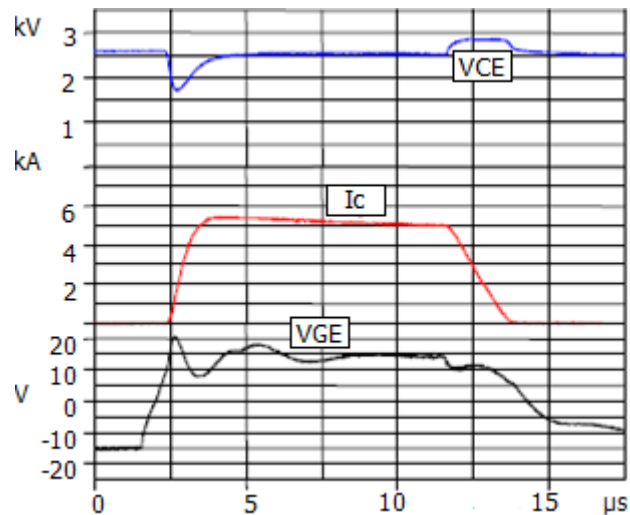


Figura 23 – 3,3kV/1200A HiPak SCSOA @ $V_{CC}=2500V$, $R_G=1,5\Omega$, $V_{GE}=15V$, $T_j=125^\circ C$

Soft Punch Through +

Negli ultimi tempi ABB ha introdotto un nuovo step, che ha denominato STP+, con il quale è riuscita a diminuire la caduta di tensione sulle valvole durante la fase di conduzione mantenendo tutti i vantaggi introdotti con lo STP. In particolare questo miglioramento è stato ottenuto disponendo uno strato di silicio drogato di tipo N- attorno al silicio drogato in modo P connesso all'emettitore (figura 24): questa novità migliora la concentrazione delle cariche che determina appunto una diminuzione delle cadute di tensione e permette alla valvola di funzionare con elevati valori di induttanze parassite. Non è stata migliorata solo la valvola IGBT ma anche il diodo di ricircolo, che è stato ottimizzato nell'ottica di minimizzare le perdite e mantenere comunque una caratteristica di switch dolce.

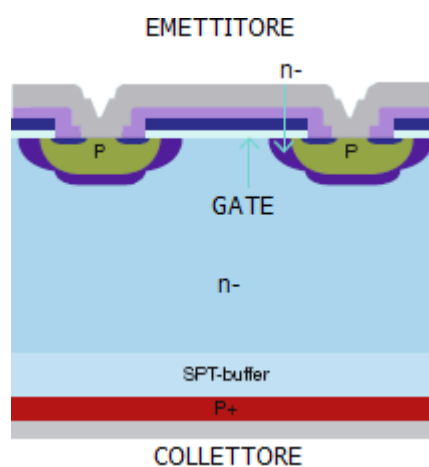


Figura 24 - Sezione schematica dell'IGBT SPT+

Lo step STP + ha permesso migliori prestazioni per tutte le valvole che lo implementano, dimostrazione di ciò è la figura 25 che in maniera chiara e semplice ricapitola la situazione:

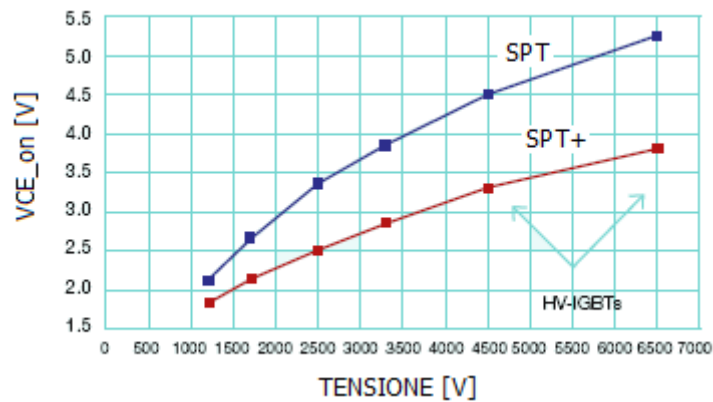


Figura 25 - Confronto SPT e SPT+

Sono ben evidenti i vantaggi che lo step STP+ introduce: per ogni valvola la caduta di tensione in conduzione è diminuita e i progressi maggiori si hanno per le valvole a tensione più alte, tant'è che per l'IGBT HiPak 6,5kV la caduta di tensione è diminuita del 30% e contestualmente all'aumentata robustezza della valvola la corrente nominale è cresciuta del 25% ossia ora vale 750 A.

Anche per quanto riguarda la fase di turn-off la valvola mostra tutta la sua robustezza: infatti per come è possibile vedere in figura 26 essa è riuscita a gestire una potenza di picco di 11,7 MW ed ad interrompere una corrente di 2400 A, ben più di 3 volte il valore nominale, con un valore di induttanza di dispersione pari a 750 nH, che è più del doppio del valore che si può prevedere in un'applicazione mirata anche in peggiori circostanze.

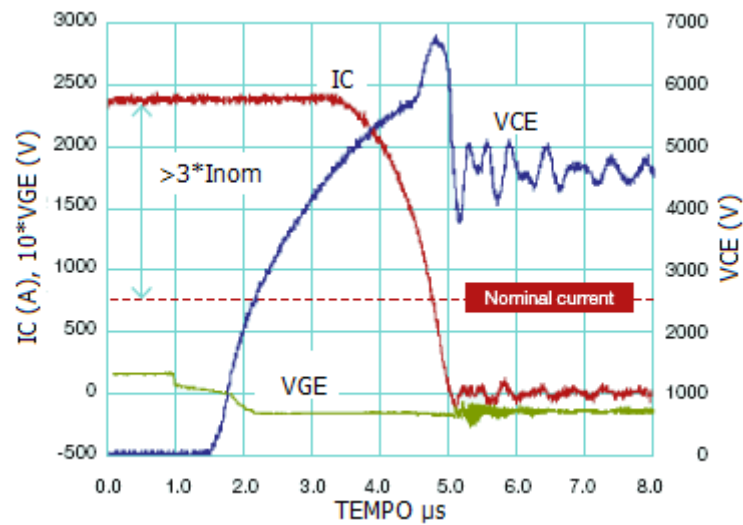


Figura 26 - 6,5kV SPT+ IGBT turn-off @ $I_c=2400A$, $V_{DC}=4500V$, $T_j=125^\circ C$, $L_s=750nH$

La figura 27 mostra la rapidità della fase di turn off del diodo durante la quale il picco di potenza è stato di 9 MW, la corrente era al valore nominale, 750 A, e l'induttanza di dispersione era di 350 nH.

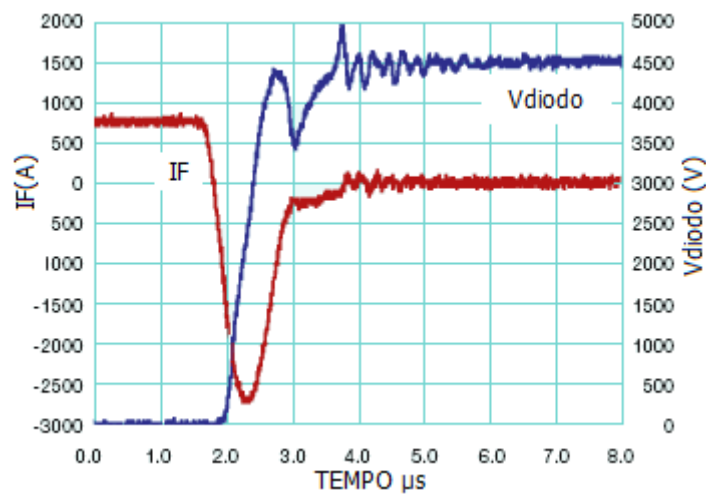


Figura 27 - 6,5kV SPT+ diodo reverse recovery @ $I_f=750A$, $V_{DC}=4500V$, $T_j=125^\circ C$, $L_s=380nH$

Nella figura 28 è mostrata la robustezza della valvola a fronte di un corto circuito, in cui si apprezza il fatto che la valvola resista al passaggio di correnti superiori a 4 volte la corrente nominale di valvola. Questo risultato è stato raggiunto ottimizzando il SPT buffer e l'efficienza dell'emettitore ed oggi con una tensione $V_{GE}=15 V$ la resistenza al corto circuito è assicurata per tensioni al DC link fino a 4500 Ve temperature di giunzione tra $-40^\circ C$ e $125^\circ C$.

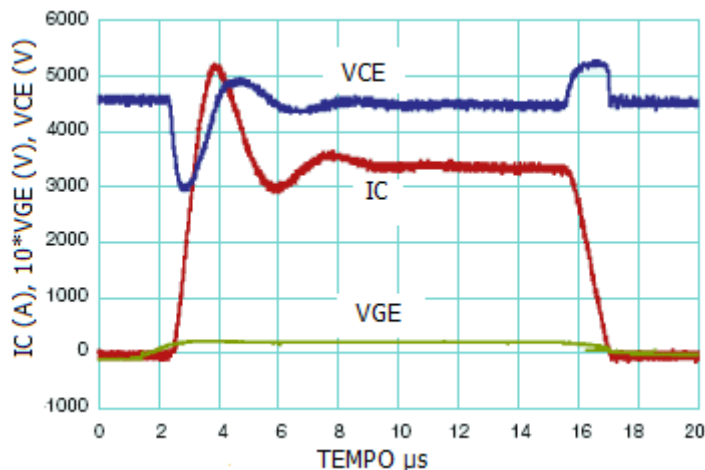


Figura 28 - Prova di corto circuito $V_{DC}=4500V$, $T_j=125^{\circ}C$, $L_s=280\text{ nH}$

In ultimo, nella figura 29, sono mostrati i risultati di una simulazione termica della valvola IGBT, nel particolare caso, la prova si riferisce ad un IGBT 6,5kV SPT+ HiPak. Si nota che per rimanere entro i limiti termici che la valvola impone, all'aumentare della frequenza di switching la corrente deve diminuire. Si è anche sperimentato che questa valvola, sin dalle correnti più basse, mostra un coefficiente di temperatura positivo e questo è molto importante in quanto consente un'ottima suddivisione della corrente tra moduli in parallelo.

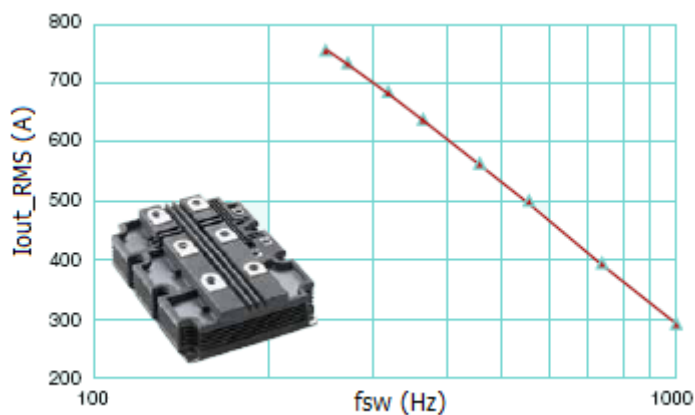


Figura 29 - 6,5kV STP+ HiPak corrente in funzione di f_{sw} @ $V_{DC}=3600V$, $T_A=40^{\circ}C$, $T_j=125^{\circ}C$

Lo sviluppo di queste valvole non si è ancora fermato; in particolare oggi i progettisti cercano nuove performance nei materiali da affiancare al silicio al fine di migliorare il suo comportamento elettrico e di ridurre le dimensioni; non solo, attualmente pare essere molto promettente il Reverse Conducting IGBT (RC IGBT), filosofia per la quale IGBT e diodo sono riuniti in un'unica struttura.

Infine, come conseguenza degli aumentati valori delle SOA dei dispositivi e quindi delle correnti gestite dalle valvole, la ricerca è impegnata ad aumentare le temperature di funzionamento di quest'ultime: infatti, poiché la potenza di uscita è proporzionale alla differenza di temperatura tra

la giunzione e il fluido di raffreddamento, un aumento della temperatura di funzionamento aumenterebbe la densità di potenza; in particolare si stima che un incremento di 25°C aumenta la potenza nominale del 25 – 35%.

Nella tabella 1 è riportata una panoramica delle principali caratteristiche delle valvole IGBT di ABB.

	V_{CE}	I_C	V_{GE}	V_{ISOL}	$T_{vj (op)}$	$V_{CE sat}$	E_{ON}	E_{OFF}	I_{SC}	STEP
5SNA 1200G450300	4500	1200	-20 / +20	7,4	-40 / +125	3,55	4,35	6	5,2	STP+
5SNA 0800J450300	4500	800	-20 / +20	7,4	-40 / +125	3,55	2,58	3,78	3,5	STP+
5SNA 0650J450300	4500	650	-20 / +20	7,4	-40 / +125	3,7	2,4	2,9	2,55	STP+
5SNA 0750G650300	6500	750	-20 / +20	10,2	-40 / +125	4,5	6,4	5,3	3,4	STP+
5SNA 2400E170100	1700	2400	-20 / +20	4	-40 / +125	2,9	0,7	1	11,1	STP
5SNA 1200E250100	2500	1200	-20 / +20	5	-40 / +125	3,4	1,15	1,25	5,8	STP
5SNA 0800N330100	3300	800	-20 / +20	6	-40 / +125	4,3	1,38	1,25	3,3	STP
5SNA 1200G330100	3300	1200	-20 / +20	10,2	-40 / +125	4,3	1,73	1,9	5,1	STP
	[V]	[A]	[V]	[kV]	[°C]	[V]	[J]	[J]	[kA]	

Tabella 1 – Principali caratteristiche IGBT

Legenda:

V_{CE} Collector-emitter voltage

I_C DC collector current

V_{GE} Gate-emitter voltage

V_{ISOL} Isolation voltage

I_{SC} Short circuit current

$T_{vj (op)}$ Junction operating temperature

$V_{CE sat}$ Collector-emitter saturation voltage

E_{ON} Turn-on switching energy

E_{OFF} Turn-off switching energy

IGCT – Integrated Gate Commutated Thyristor

Questa valvola, mostrata in figura 30, ha cominciato ad essere studiata nel 1993 e la sua prima applicazione commerciale risale al 1996 (convertitori statici installati a Brema per le ferrovie tedesche); ad oggi questo dispositivo si è imposto, per le sue elevate qualità rispetto al costo, all'affidabilità e alle perdite, nel mercato relativo alla media tensione: alcuni esempi sono il mercato relativo alla trazione marina, alla cogenerazione, al settore eolico ed alla trazione ferroviaria.

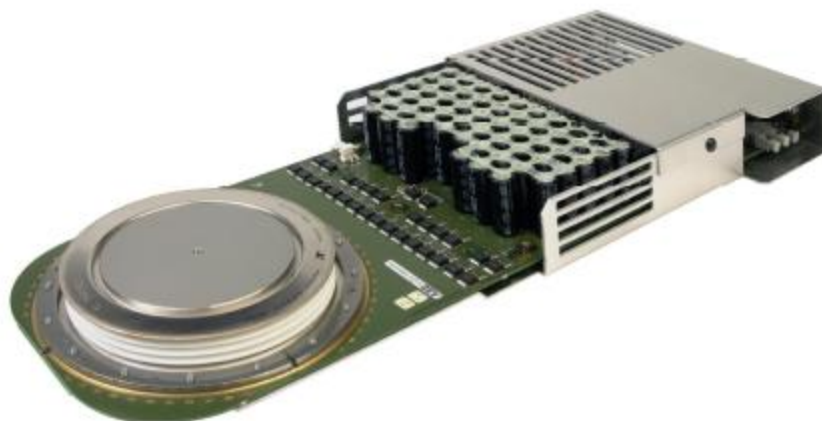


Figura 30 - IGCT

L'acronimo IGCT sintetizza il nome della valvola che è Integrated Gate-Commutated Thyristor, dal quale capiamo che questa valvola appartiene alla famiglia dei tiristori, è comandabile in accensione e spegnimento ed ha come caratteristica fondamentale il morsetto di gate che risulta essere isolato ma comunque integrato nell'unità.

Le strutture a tiristori hanno avuto largo impiego per la loro qualità di consentire il passaggio di elevate correnti con minime perdite, successivamente sempre per applicazioni di elevata potenza sono stati messi a punto strutture, sempre della famiglia dei tiristori, quali i GTO che necessitano tuttavia di strutture di snubber, e gli IGBT, della famiglia dei transistor, che come abbiamo visto presentano alte velocità di switching ma elevate perdite.

Il componente IGCT ha la struttura di un GTO, ma il circuito di gate ha una induttanza talmente bassa, e una distribuzione di corrente tale che il suo emettitore catodico può interrompere una corrente istantaneamente senza la necessità di installare degli snubber, convertendo la struttura in quella di un transistor bipolare in interdizione.

Lo stato di conduzione è caratterizzato dal passaggio di correnti elevate (tipica proprietà dei tiristori) e di basse perdite per conduzione.

Lo stato di blocco risulta essere più interessante ed ora analizzeremo nel particolare il processo di turn off di queste valvole, le cui fasi sono mostrate nella figura 31: cominciamo dalla fase di

on-state che è mostrata in figura: si notano sia la corrente principale che fluisce dall'anodo verso il catodo e la debole corrente che dal gate è diretta sempre verso il catodo e che consente alla valvola di rimanere accesa. Quando comincia la fase di turn off, il gate deve essere polarizzato mediante una corrente inversa e questa viene prelevata dalla corrente anodica, la quale progressivamente fluisce dall'anodo verso il gate (alla fine di questa fase il gate porterà tutta la corrente di carico) spingendo la valvola a funzionare come un transistor p – n – p in blocco (tutto questo avviene entro 1 μ s). Grazie al ridotto tempo di commutazione risulta inutile la presenza dei circuiti di snubber con evidente diminuzione delle perdite.

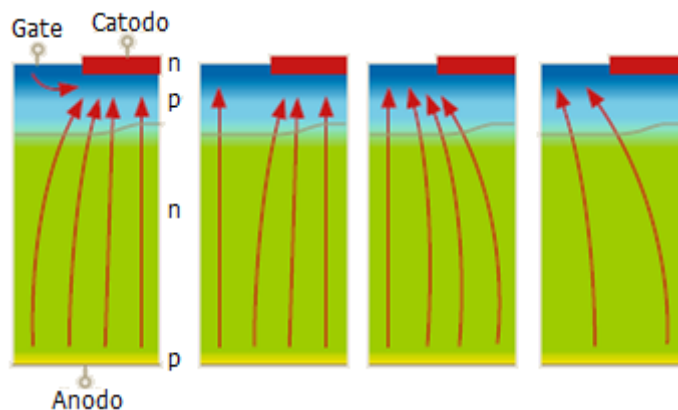


Figura 31 - Andamento delle correnti nella valvola durante la fase di turn-off

In figura 32 è possibile vedere l'andamento temporale della corrente anodica, della corrente di gate e della tensione tra anodo e catodo.

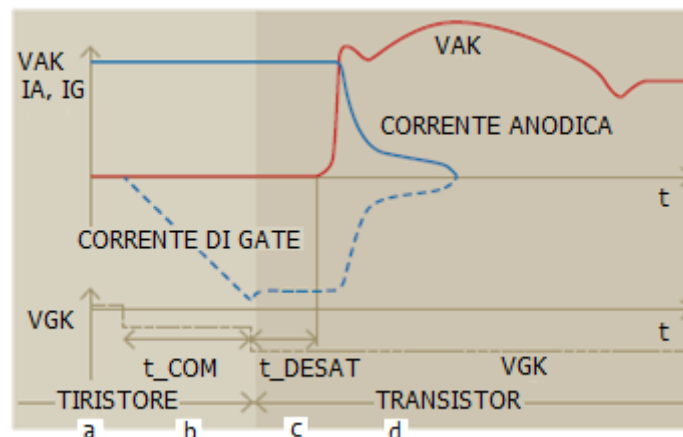


Figura 32 - Andamento temporale di V_{AK} , I_A e I_G nella fase di turn-off

La fase a corrisponde allo stato di conduzione della valvola: la tensione sulla valvola è bassa (qualche volt), mentre è alta la corrente anodica (che poi è la corrente di carico) e bassa la corrente di gate (tant'è che nel disegno non è apprezzabile).

Durante il periodo b la valvola sta cambiando di stato (da on ad off): mentre la corrente anodica e la caduta di tensione sulla valvola rimangono inalterate, la corrente di gate sta crescendo in

maniera sostanziale perché come abbiamo visto, la corrente anodica si reindirizza proprio verso il gate (t_{com}).

La fase c invece corrisponde a quando tutta la corrente anodica fluisce attraverso il gate (t_{desat}) e la valvola nel suo complesso comincia a comportarsi come un transistor; successivamente abbiamo la fase d, nella quale la tensione sulla valvola da qualche volt cresce vertiginosamente fino a raggiungere la tensione del DC link; a questo punto la corrente anodica comincia a decrescere fino ad annullarsi e questo determina la fine della fase di turn off.

Nella figura 33 è stato riportata invece una semplice sezione della valvola dalla quale possiamo vedere l'alternanza degli strati a drogaggio pentavalente (n) e trivalente (p) (l'apice più indica una zona ad alto drogaggio, mentre l'apice meno rappresenta una zona a basso drogaggio).

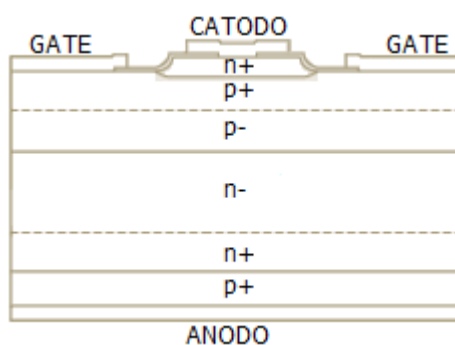


Figura 33 - Sezione di un IGCT

Questa struttura ha due particolari strati: il Buffer Layer (strato respingente) e il Transparent Emitter.

Il Buffer Layer grazie alla presenza dello strato n- n+, distribuisce la tensione di blocco, portandola da una distribuzione triangolare ad una trapezoidale con minori perdite e minore spessore del silicio.

Il Transparent Emitter garantisce minori perdite durante il turn-off e lo spessore del wafer è sottile e debolmente drogato, tale da renderlo trasparente durante la commutazione on-off agli elettroni che lo attraversano senza rilasciare una lacuna, consentendo così una corrente di trigger del gate non elevata. Tale spessore viene reso piccolo con un compromesso tra l'esigenza precedentemente detta e quella di non presentare disturbi per l'incidenza di raggi cosmici, che potrebbero causare eventi intempestivi.

Nella figura 34 invece si ha l'immagine del "cuore" della valvola:



Figura 34 - Vista interna dell'IGCT

In essa si possono notare i 10 anelli che compongono la valvola; essi sono composti a loro volta da migliaia di segmenti connessi tra loro in parallelo che devono operare in maniera sincrona per evitare pericolose distribuzioni di corrente; inoltre si può notare l'anello di gate che è ben visibile e che è posto tra l'anello 5 e 6.

Inevitabilmente, questi anelli hanno impedenze diverse rispetto al gate, come peraltro mostra la figura 35, nella quale è pacifico notare che il valore dell'induttanza di dispersione è variabile, aumenta più ci si allontana dal gate ed è maggiore per l'anello più interno.

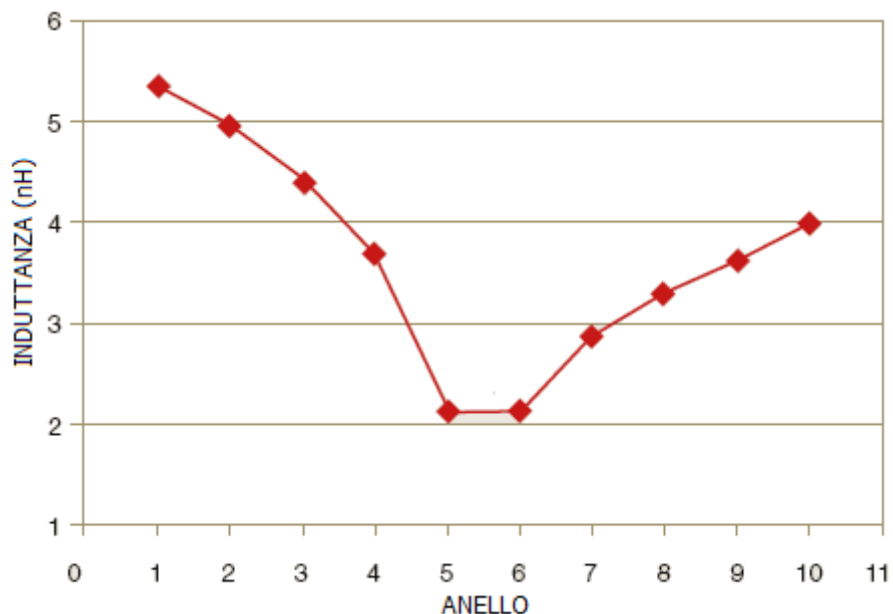


Figura 35 – Legame Induttanza - Anello

Questa situazione, come peraltro hanno confermato numerosi test, crea problemi di rottura soprattutto agli anelli più esterni perché, oltre ad essere maggiore l'induttanza, sono interessati da correnti maggiori in quanto rispetto agli anelli più interni hanno una superficie attiva più grande.

Oltre ai problemi di rottura, questi aspetti determinano anche problemi legati allo sviluppo della valvola: infatti, se aumentassimo il raggio di quest'ultima la portata di questi problemi aumenterebbe!

Ciononostante, questa tipologia di valvola è stata migliorata da ABB tramite il suo step evolutivo denominato HPT, High Power Technology che analizzeremo ora.

High Power Technology

I miglioramenti sono dovuti ad un diverso design della zona p-, che è mostrato in figura 36:

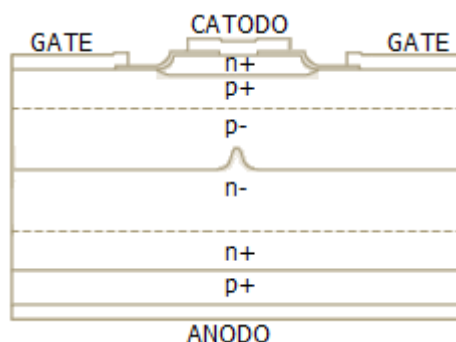


Figura 36 - Sezione di un IGCT HPT

La diversità di design è evidente e stupefacente per quanto semplice: infatti questa piccola “collina” produce grandi vantaggi per quel che concerne la RBSOA, tant'è che la massima corrente che la valvola può interrompere senza danneggiarsi è aumentata del 50% a 125°C e dell'80% a temperatura ambiente come mostra la figura 37, in cui la linea rossa si riferisce al nuovo IGCT dotato di tecnologia HPT, mentre la linea blu si riferisce ad un IGCT con design classico.

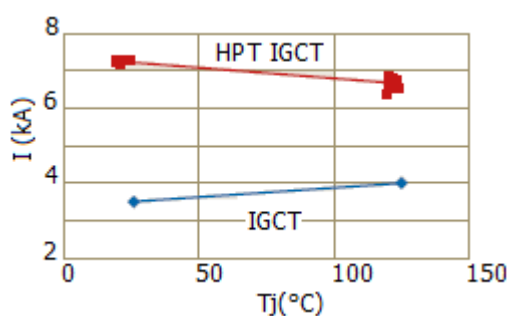


Figura 37 – Progresso della tecnologia HPT @ V_{dc} = 2800V e L_s = 300 nH

E non è tutto, sviluppi futuri di questa nuova tecnologia permetteranno di avere ICGT con:

- 10 kV di tensione nominale e correnti nominali dell'ordine di quelli da 6 kV
- Miglior omogeneità del diametro di turn off
- Ulteriore aumento del diametro del wafer.

La combinazione di questi vantaggi garantirà nel prossimo futuro la commutazione di più di 4 kA con tensioni al Dc link di più di 6 kV consentendo inverter a tre livelli con potenza di 20 MW per azionamenti a 6 kV in corrente alternata senza alcuna necessità di serie o parallelo (nella tabella 2 sono riportati i previsti futuri sviluppi); inoltre a causa della grande capacità di turn off che contraddistingue queste valvole, esse possono trovar impiego anche come interruttori. In ultimo con queste valvole si sono realizzati inverter da 100 MW, mentre è allo studio uno da 400 MW.

Nella tabella 3 è riportata una panoramica delle principali caratteristiche delle valvole IGCT di ABB.

Tipo	Reverse conducting			Asymmetric
V_{DRM}	Ø 51 mm	Ø 68 mm	Ø 91 mm	Ø 91 mm
4,5 kV	640 A	1100 A	2250 A	4000 A
4,5 kV	640 A	1100 A	2250 A	5000 A (HPT)
5,5 kV	520 A	910 A	1820 A	¹ 4000 A (HPT)
6,5 kV	520 A	910 A	1820 A	¹ 3300 A (HPT)
10 kV	520 A	910 A	1820 A	² 1700 A
¹ pronto per il 2011 - ² pronto per il 2012				

Tabella 2 - Futuri sviluppi IGCT

	5SHY 42L6500	5SHY 35L4512	5SHY 35L4510	5SHY 55L4500
Blocking				
Repetitive peak off-state voltage V_{DRM}	6500 V	4500 V	4500 V	4500 V
DC link voltage V_{DC}	4000 V	2800 V	2800 V	2800 V
Mechanical Data				
Length L	439 mm	439 mm	439 mm	439 mm
Height H	40 mm	40 mm	40 mm	40 mm
Width W	173 mm	173 mm	173 mm	173 mm
IGCT Data				
Max peak non-repetitive surge on-state current I_{TSM}	26*10 ³ A	35*10 ³ A	21*10 ³ A	33*10 ³ A
Threshold voltage $V_{(TO)}$	1,88 V	1.15 V	1,4 V	1,15 V
Slope resistance r_T	0,56 mΩ	0,21 mΩ	0,325 mΩ	0,30 mΩ
Turn-On switching				

Critical rate of rise of on-state current di/dt	1000 A/ μ s	1000 A/ μ s	1000 A/ μ s	1000 A/ μ s
Turn-On energy per pulse E_{ON}	3,1 J	1,5 J	1,5 J	1,8 J
Turn-Off switching				
Max controllable turn-off current I_{TGQM}	3800 A	4000 A	4000 A	5000 A
Turn-off energy per pulse E_{OFF}	44 J	37 J	22 J	31,5 J
Thermal				
Junction operating temperature T_{vj}	125°C	125°C	125°C	125°C

Tabella 3 - Principali caratteristiche IGCT

Bibliografia:

- Ned Mohan, Tore M. Undeland, William P. Robbins - Elettronica di potenza;
- Appunti del corso di Complementi di Elettronica di potenza I + II;
- Appunti del corso di Modellistica delle macchine elettriche;
- Appunti del corso di Macchine elettriche e Complementi di macchine elettriche;

Data sheet, brochure commerciali e documenti per i convertitori statici tratti da:

- www.abb.it

Brochure commerciali per le turbine eoliche tratte da:

- www.vestas.com
- www.italtechwind.com
- www.repower.com
- www.abb.it
- www.winwind.com
- www.leitwind.com
- www.fuhrlaender.de
- www.acciona.es
- www.gamesa.es
- www.nordex-online.com
- www.enercon.de
- www.ge.com
- www.siemens.com

3

SIMULAZIONE

Abbiamo visto nel primo capitolo che l'energia eolica, specialmente nel panorama europeo, sta acquisendo importanti quote nel mix energetico; purtroppo però il vento non è controllabile e quindi la potenza prodotta dalle turbine ha sempre un margine di imprevedibilità legato innanzitutto alla presenza o meno del vento e in secondo luogo, in caso di presenza, al valore della velocità della vena fluida dato che il cubo della velocità di quest'ultima è direttamente proporzionale alla potenza prodotta. Esistendo questo rapporto, si vede che una piccola diminuzione della velocità del vento determina una significativa diminuzione della potenza prodotta e viceversa, una piccolo aumento di velocità del vento determina un significativo aumento della potenza prodotta; quindi è evidente e indispensabile che lo sviluppo di aerogeneratori deve essere teso a migliorare l'interazione con le dinamiche aleatorie del vento ed infatti si sono sviluppati tutta una serie di algoritmi di *maximum power point tracking* (MPPT) per massimizzare la potenza estratta dalla vena fluida di vento.

Questo capitolo è strutturato in questo modo: dapprima è descritta una panoramica della simulazione, poi è presentata la teoria generale delle turbine a velocità variabile, per proseguire poi con l'analisi dettagliata del modello implementato e concludere con l'esposizione dei risultati ottenuti.

In questa simulazione, sviluppata in ambiente Matlab Simulink, si è implementato un algoritmo di MPPT desunto dalla letteratura, al fine di controllare un generatore a magneti permanenti (PMSG); lo schema del circuito reale è riportato nella figura 38.

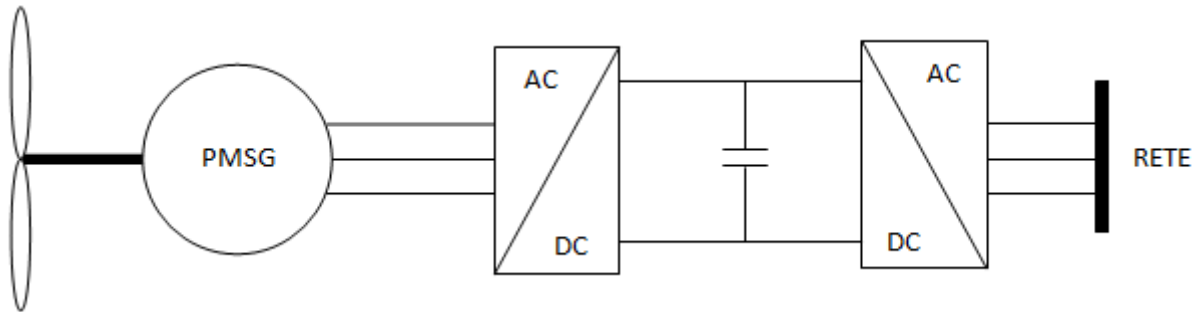


Figura 38 - Schema del circuito reale

Dato che l'argomento della simulazione è l'algoritmo di MPPT e quindi il controllo del voltage source converter (VSC) utilizzato come raddrizzatore, il VSC utilizzato come inverter e la rete sono stati modellizzati con una resistenza di carico e quindi lo schema circuitale effettivamente studiato in Simulink è mostrato in figura 39.

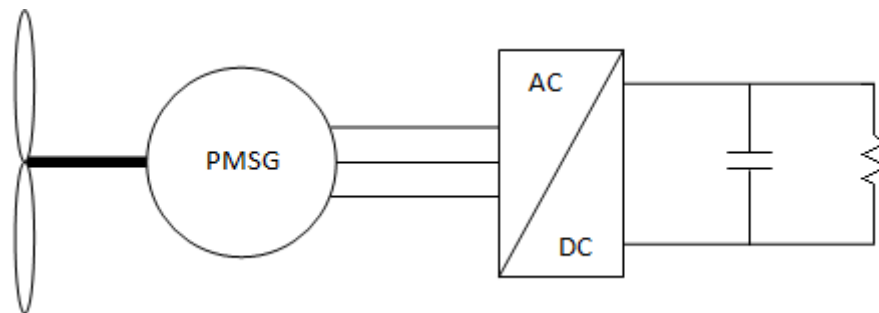


Figura 39 - Schema circuitale effettivamente implementato

Dallo schema si nota l'assenza del gearbox e quindi che il PMSG è direttamente connesso alla pala eolica; a valle di questo è posto un VSC nei cui circuiti di controllo è implementata l'idea oggetto della simulazione. Il circuito prosegue in una parte in tensione continua chiamata DC link caratterizzata dalla presenza di un condensatore e della resistenza di carico.

Teoria generale delle turbine eoliche a velocità variabile

Prima di addentrarci nella simulazione è bene capire su cosa agiscono gli algoritmi di MPPT e per far questo facciamo riferimento alla figura 40.

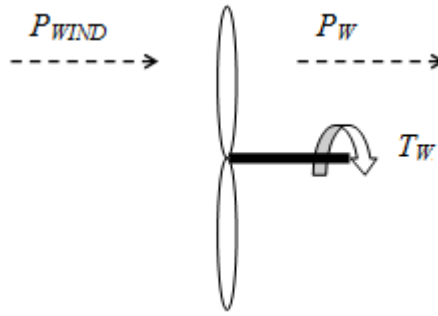


Figura 40 - Azione della turbina

La potenza in ingresso alla pala eolica può essere così calcolata:

$$P_{WIND} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_W^3$$

dove R è il raggio dell'area spazzata dalla pala eolica, V_W è la velocità del vento e ρ è la densità dell'aria; la coppia corrispondente può essere così formulata:

$$T_{WIND} = \frac{\lambda}{\omega_m} P_{WIND} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 V_W^2$$

dove ω_m è la velocità angolare della turbina e λ è il tip speed ratio, che è così definito:

$$\lambda = \frac{R \omega_m}{V_W}$$

e quindi il termine $\frac{\lambda}{\omega_m}$ rappresenta una velocità angolare fittizia.

La potenza e la coppia in uscita alla pala eolica sono inferiori a quelle in ingresso e possono essere così calcolate:

$$P_W = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^2 V_W^3 \quad 1$$

$$T_W = \frac{\frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^3 V_W^2}{\lambda}$$

dove β rappresenta il valore dell'angolo di pitch, mentre C_p è il fattore di conversione o coefficiente di prestazione della pala, che esprime quanta della potenza disponibile nella vena fluida di vento è convertita in potenza meccanica. Il comportamento di C_p è influenzato sia dal valore del tip speed ratio λ (che a sua volta dipende dalla velocità del rotore ω_m e dalla velocità del vento V_W), sia dal valore dell'angolo di pitch β (che dipende anch'esso dal valore della velocità del vento V_W).

Come si vede nell'equazione 1 per il calcolo di P_w , l'unico parametro su cui si può agire in fase di funzionamento è C_p che può essere controllato da noi tramite la sua dipendenza da ω_m , grandezza che possiamo a sua volta controllare tramite il raddrizzatore.

Questo è quello che fanno gli algoritmi di MPPT, ovvero calcolano la velocità ω_m per la quale il valore di C_p è massimo e quindi la potenza estratta dalla vena fluida per ogni condizione di vento è massima.

In figura 41 è mostrato per diversi valori della velocità del vento e della velocità di rotore come varia la potenza disponibile all'albero della pala eolica a causa del valore di C_p .

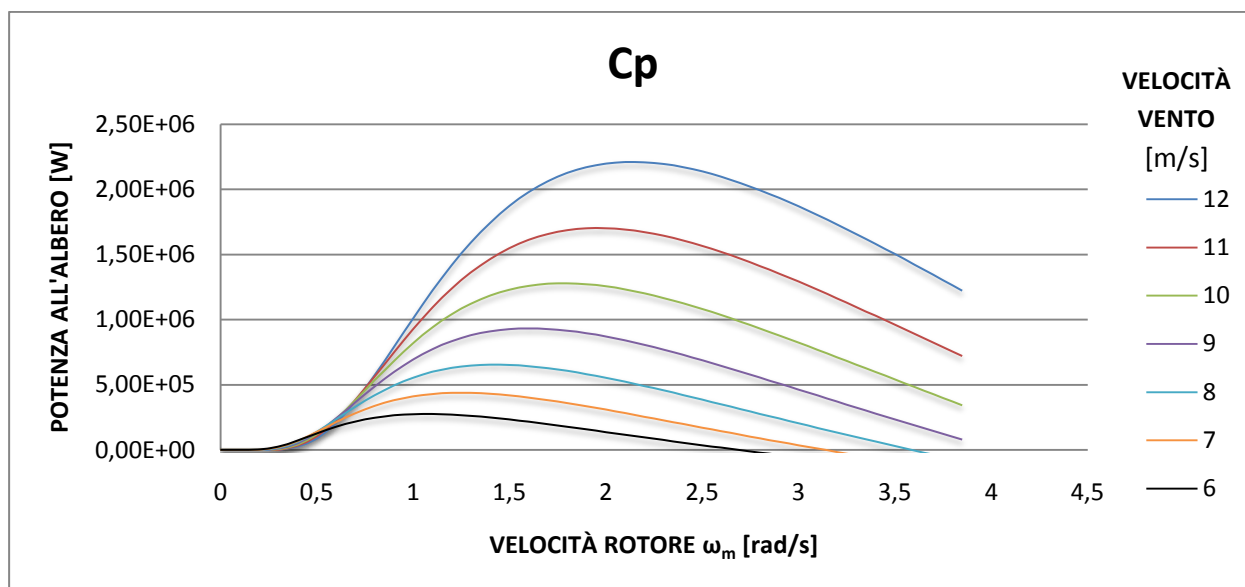


Figura 41 - Influenza di C_p sulla potenza

Esistono diversi tipi di algoritmo di MPPT, parecchi di questi si diversificano a causa del sistema con il quale implementano C_p : in questa simulazione lo si è rappresentato tramite quest'equazione:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\Gamma} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\Gamma}}$$

$$\Gamma = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}}$$

La quale è stata utilizzata per realizzare il grafico riportato in figura 41, ponendo $\beta = 2^\circ$.

Analisi e descrizione dettagliata del modello

In figura 42 è riportato il foglio principale della simulazione; in esso sono contenuti più blocchi che nel prosieguo saranno analizzati in dettaglio.

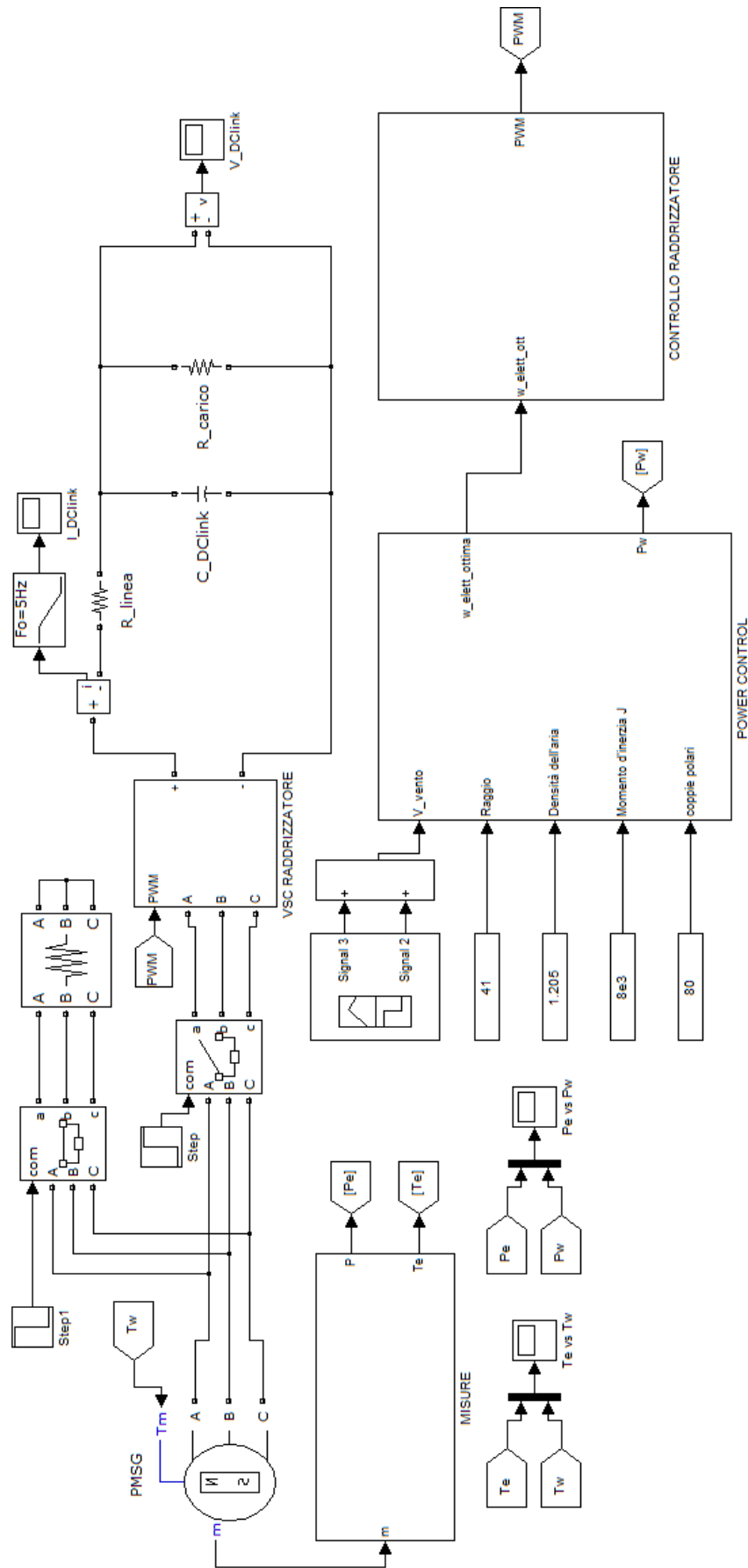


Figura 42 - Foglio principale della simulazione

Analisi e descrizione del blocco PMSG

Come detto, in questa mia simulazione ho scelto di simulare un sistema di conversione dell'energia che avesse come unità di produzione della corrente elettrica un generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG) in quanto essi appaiono molto promettenti per le applicazioni nelle wind farm offshore. In figura 43 e 44 è appunto mostrato un PMSG di ABB sviluppato appositamente per le applicazioni eoliche; in particolare il generatore mostrato in figura ha una potenza nominale di 3,6 MW.



Figura 43 - Esempio di PMSG

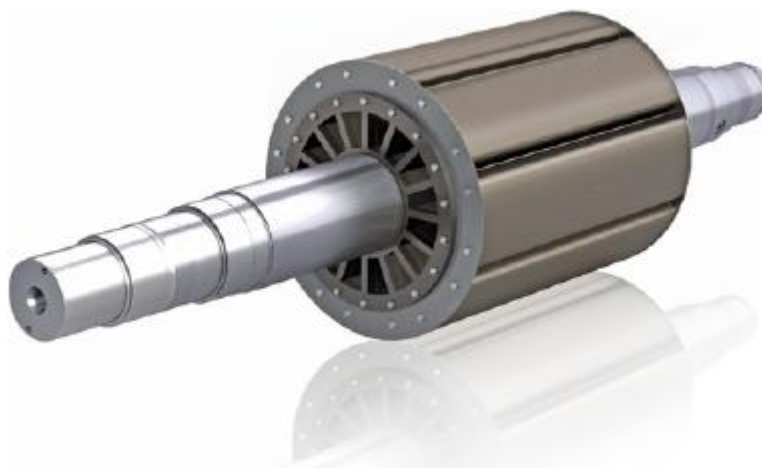


Figura 44 – Vista del rotore a magneti permanenti installato nel generatore di figura 43

Nella simulazione, invece, è stato scelto di utilizzare un motore di taglia inferiore, i cui dati sono mostrati nella tabella 4.

	Simbolo	Valore	Unità di misura
Potenza nominale	P_n	2	[MW]
Resistenza di statore	R_s	0,1	[Ω]
Induttanza di asse diretto	L_d	50	[mH]
Induttanza di asse in quadratura	L_q	50	[mH]
Flusso magnete permanente	Ψ_{MP}	10,68	[Wb]
Numero di paia poli	n	80	ADIMENSIONALE

Tabella 4 – Caratteristiche del generatore utilizzato nella simulazione

Nella simulazione è implementato il modello matematico di questa macchina; esso è stato ricavato dal modello della macchina sincrona tradizionale conservando le equazioni che descrivono le tre fasi di statore della macchina, riscrivendo l'equazione relativa all'eccitazione per adeguarla alla presenza dei magneti permanenti ed eliminando le equazioni relative alle gabbie smorzatrici che in questa tipologia di macchina non sono installate per motivi di spazio.

$$\begin{aligned}
 v_{sa} &= R_{sa}i_{sa} + p\psi_a \\
 v_{sb} &= R_{sb}i_{sb} + p\psi_b \\
 v_{sc} &= R_{sc}i_{sc} + p\psi_c \\
 \psi_{MP} &= cost
 \end{aligned}$$

Come prassi comune nello studio della macchine elettriche si applica una trasformazione per rendere più agevole lo studio della macchina: in particolare tramite la trasformata di Clark perveniamo all' equazione 2:

$$\bar{v}_s = R_s \bar{i}_s + p\bar{\psi}_s \tag{2}$$

In questa, \bar{v}_s rappresenta il vettore della tensione statorica, \bar{i}_s quello della corrente di statore, p è l'operatore derivata, mentre $\bar{\psi}_s$ è il vettore spaziale del flusso concatenato. Trasformando l'equazione 2 nel dominio degli assi rotanti di Park, con asse d allineato con il vettore che rappresenta il flusso dei magneti permanenti $\bar{\psi}_{MP}$, il vettore della tensione di statore diventa:

$$\begin{aligned}\bar{v}_s &= v_{sd} + jv_{sq} \\ v_{sd} &= R_s i_{sd} + p\psi_d - \omega\psi_q \\ v_{sq} &= R_s i_{sq} + p\psi_q + \omega\psi_d\end{aligned}$$

dove v_{sd} e v_{sq} rappresentano le componenti su asse diretto e in quadratura della tensione di statore, i_{sd} e i_{sq} le correnti di statore sui due assi, ψ_d e ψ_q il flusso concatenato diretto e in quadratura, mentre ω è la pulsazione elettrica. I flussi risultano:

$$\begin{aligned}\psi_d &= L_d i_{sd} + \psi_{MP} \\ \psi_q &= L_q i_{sq}\end{aligned}$$

dove L_d e L_q rappresentano l'induttanza statorica della macchina su asse diretto e in quadratura.

La coppia elettrica che la macchina fornisce risulta :

$$T_e = n[\psi_{MP} i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sd} i_{sq}]$$

dove n indica il numero di paia poli.

In questo caso il generatore a magneti permanenti scelto è isotropo, quindi $L_d = L_q$ e la coppia diventa:

$$T_e = n[\psi_{MP} i_{sq}]$$

Al modello vanno aggiunte poi le equazioni meccaniche:

$$\begin{aligned}p\omega_m &= \frac{n}{J}(T_e - T_m) \\ p\delta &= \omega_m\end{aligned}$$

Il modello completo a questo punto può essere formulato nei flussi (3) o nelle correnti (4):

$$\begin{aligned}p\psi_d &= v_{sd} - R_s \left(\frac{\psi_d - \psi_{MP}}{L_d} \right) + \omega_m \psi_q \\ p\psi_q &= v_{sq} - R_s \frac{\psi_q}{L_q} - \omega_m \psi_d \\ p\omega_m &= \frac{n}{J}(T_e - T_m) \\ p\delta &= \omega_m\end{aligned} \tag{3}$$

$$\begin{aligned}pi_{sd} &= \frac{1}{L_d}(v_{sd} - R_s i_{sd} + \omega_m L_q i_{sq}) \\ pi_{sq} &= \frac{1}{L_q}(v_{sq} - R_s i_{sq} - \omega_m L_d i_{sd} - \omega_m \psi_{MP}) \\ p\omega_m &= \frac{n}{J}(T_e - T_m) \\ p\delta &= \omega_m\end{aligned} \tag{4}$$

Nel foglio di Simulink non ho implementato le equazioni scritte sopra, ma ho utilizzato un blocco già presente nella libreria SimPowerSystems che modella il PMSG; questo è mostrato nella figura 45.

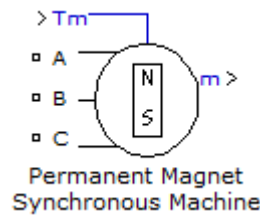


Figura 45 - Blocco Simulink di un PMSG

In questo blocco è implementato il modello del generatore a magneti permanenti formulato nelle correnti (equazioni 4); l'unica differenza sta nel calcolo della coppia che nel modello assume la seguente espressione:

$$T_e = \frac{3}{2} n [\psi_{MP} i_{sq}]$$

Questo capita perché i modelli presenti nella libreria SimPowerSystems calcolano la trasformata di Park in questo modo:

$$\begin{Bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} \sin(\omega t) & \frac{2}{3} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{2}{3} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{2}{3} \cos(\omega t) & \frac{2}{3} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{2}{3} \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{3} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{Bmatrix}$$

mentre calcolano l'anti trasformata in questo modo:

$$\begin{Bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} \sin(\omega t) & \frac{2}{3} \cos(\omega t) & 1 \\ \frac{2}{3} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{2}{3} \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \frac{2}{3} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) & \frac{2}{3} \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_o \end{Bmatrix}$$

Ritornando all'analisi del blocco PMSG, graficamente esso presenta tre punti, identificati in figura 45 dalle lettere A, B e C che rappresentano i morsetti elettrici della macchina, mentre, sempre in figura 45, con la dicitura Tm è indicato l'ingresso della coppia meccanica; in particolare se questa è di segno positivo, la macchina funziona da motore, se è di segno negativo,

la macchina funziona da generatore. Sempre in figura 45 è presente un'uscita m , la quale è un vettore contenente diversi parametri ricapitolati in tabella 5.

	Simbolo	Unità di misura	Numero uscita
Corrente di statore fase a	I_{s_a}	A	1
Corrente di statore fase b	I_{s_b}	A	2
Corrente di statore fase c	I_{s_c}	A	3
Corrente di asse diretto	I_d	A	4
Corrente di asse in quadratura	I_q	A	5
Tensione di asse diretto	V_d	V	6
Tensione di asse in quadratura	V_q	V	7
Sonda ad effetto hall di fase a	H_a	Uscita logica 0 -1	8
Sonda ad effetto hall di fase b	H_b	Uscita logica 0 -1	9
Sonda ad effetto hall di fase c	H_c	Uscita logica 0 -1	10
Velocità del rotore	ω_m	rad/s	11
Angolo del rotore	δ_m	Rad	12
Coppia elettromagnetica	T_e	Nm	13

Tabella 5 - Vettore uscita m

Cliccando due volte sul simbolo appare a video una maschera nella quale è possibile selezionare alcuni parametri e inserirne di altri al fine di caratterizzare la macchina; in particolare è possibile operare delle selezioni su questi campi:

- **Back EMF waveform** – Permette di selezionare la forma d'onda (sinusoidale o trapezoidale) della forza elettromotrice;
- **Mechanical input** – Permette di scegliere la tipologia dell'ingresso meccanico (coppia meccanica o velocità) applicato al blocco Simulink;
- **Preset Model** – Permette di selezionare diversi set di valori di macchine a magneti permanenti.

Questi altri campi invece richiedono l'inserimento di un numero:

- **Stator phase resistance** – In questo campo va inserito il valore della resistenza statorica R_s [Ω];
- **Stator inductances** – In questo campo va inserito il valore dell'induttanza: se la forma d'onda scelta per la f.e.m. è sinusoidale va inserito il valore di induttanza di asse diretto L_d [H] e di asse in quadratura L_q [H], mentre se la forma d'onda della f.e.m. è trapezoidale va inserito il valore dell'induttanza di fase statorica L_s [H];
- **Specify a machine constant** – In questo campo va selezionata la costante di macchina con la quale caratterizzare il blocco e successivamente va inserito il valore numerico riferito a tale grandezza; le opzioni disponibili sono:
 - Flux linkage established by magnets** – Quest'opzione va selezionata qualora sia noto il valore del flusso dei magneti permanenti [Wb];
 - Voltage Constant** – Quando quest'opzione è selezionata, nel campo va inserito il valore di picco della tensione concatenata a 1000 giri al minuto;
 - Torque Constant** – Quando quest'opzione è selezionata, nel campo va inserito il valore di coppia per ampère;
- **Inertia, friction factor and pole pairs** – In questo campo va inserito il valore del momento di inerzia J [kgm^2], del coefficiente di attrito viscoso [Nms] e del numero di paia poli;
- **Initial conditions** – In questo campo è possibile inserire le condizioni iniziali della macchina; in particolare si possono impostare tre parametri: velocità meccanica ω_m (rad/s), angolo meccanico δ_m (gradi) e correnti istantanee di statore (A).

Analisi e descrizione del blocco MISURE

L'uscita m del blocco PMSG costituisce l'unico ingresso del blocco misure mostrato in figura 42. L'interno del blocco invece è mostrato in figura 46.

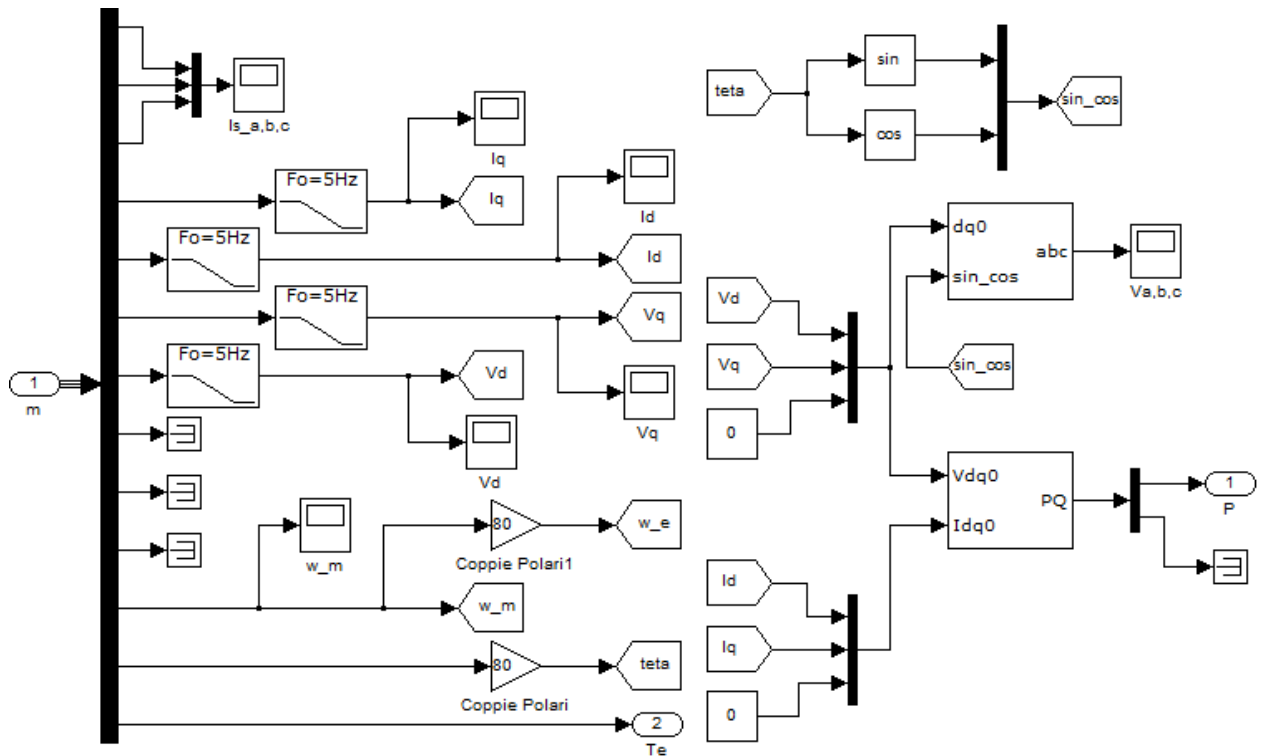


Figura 46 - Vista interna del blocco MISURE

L'ingresso vettoriale m viene fatto passare in un blocco "demux" al fine di scomporre il segnale nelle sue varie componenti, illustrate in tabella 5. Le prime tre uscite sono relative alle correnti di linea fisiche, che a loro volta sono state ricomposte in un blocco "mux" e successivamente visualizzate in un blocco "scope".

Le uscite 4 e 5, invece, sono dedicate rispettivamente alla corrente di asse in quadratura I_q e alla corrente di asse diretto I_d ; esse sono state filtrate con un filtro del secondo ordine con una frequenza di taglio di 5 Hz per eliminare le armoniche di corrente presenti; è stato scelto un valore di frequenza di taglio così basso in quanto adottando la trasformata di Park su assi rotanti solidali con il rotore il valore delle correnti di prima armonica una volta a regime risulta essere continuo nel tempo e non pulsante, come invece è atteso per le armoniche di ordine superiore alla fondamentale.

Le uscite 6 e 7 invece sono riferite rispettivamente alla tensione di asse in quadratura V_q e di asse diretto V_d ; anch'esse sono state filtrate allo scopo di ottenere una misura di tensione priva di armoniche di ordine superiore alla fondamentale. Queste due grandezze sono state poi unite al valore nullo della tensione omopolare tramite un blocco "mux" in un unico segnale, il quale è stato poi inviato in un blocco, sempre prelevato dalla libreria SimPowerSystems e mostrato in figura 47, che realizza la trasformazione da valori di Park a valori fisici di fase (non concatenati), visualizzati nel blocco "scope" sottotitolato $V_{a,b,c}$.

L'ingresso *sin_cos* si riferisce al valore del seno e del coseno assunti dall'angolo elettrico; essi sono calcolati sempre nel blocco MISURE riportato in figura 46 in alto a destra.

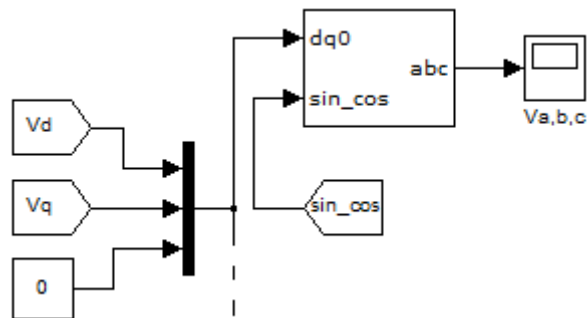


Figura 47 - Blocco anti trasformata di Park

Le uscite 8, 9 e 10 sono riferite a delle sonde ad effetto Hall che però nella simulazione non trovano impiego e quindi sono state chiuse da dei blocchi “terminator” al fine di prevenire gli avvisi di “warnings” di Matlab.

L'uscita 11 è relativa alla velocità meccanica (w_m) assunta dal rotore della macchina, pertanto per calcolare la velocità elettrica (w_e) del rotore è stato necessario, come mostrato in figura 9 moltiplicare la velocità meccanica per le coppie polari n .

L'uscita 12 invece è relativa all'angolo meccanico assunto dal rotore, ed anche in questo caso è stato necessario moltiplicare l'angolo meccanico per le coppie polari per ottenere l'angolo elettrico, il quale attraverso il valore del seno e del coseno ha fatto da riferimento per il calcolo della trasformata e dell'anti trasformata di Park.

Infine l'ultima uscita è dedicata alla coppia elettromagnetica T_e sviluppata dalla macchina.

A conclusione della trattazione relativa a questo blocco va descritto il blocco che realizza il calcolo della potenza elettrica sviluppata dalla macchina mostrato in figura 48.

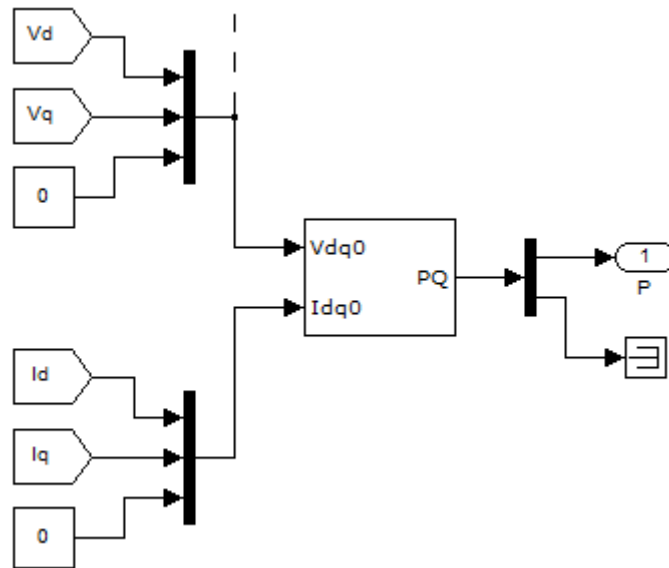


Figura 48 - calcolo della potenza attiva

In ingresso a questo blocco ritroviamo due segnali vettoriali, uno di tensione e uno di corrente, ciascuno contenete la componete di asse diretto, di asse in quadratura e omopolare.

All'interno del blocco sono implementate queste formule, che permettono di calcolare il valore istantaneo della potenza attiva e reattiva.

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q + 2v_0 i_0)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_q i_d - v_d i_q)$$

Mentre la prima formula è sempre valida, la seconda lo è solo per sistemi bilanciati e liberi da armoniche e questo non è il caso, per cui l'uscita relativa alla potenza reattiva è stata chiusa con un blocco "terminator".

Analisi e descrizione del blocco RADDRIZZATORE

Nella figura 42 a valle del blocco PMSG troviamo il blocco RADDRIZZATORE, il cui interno è mostrato nella figura 49.

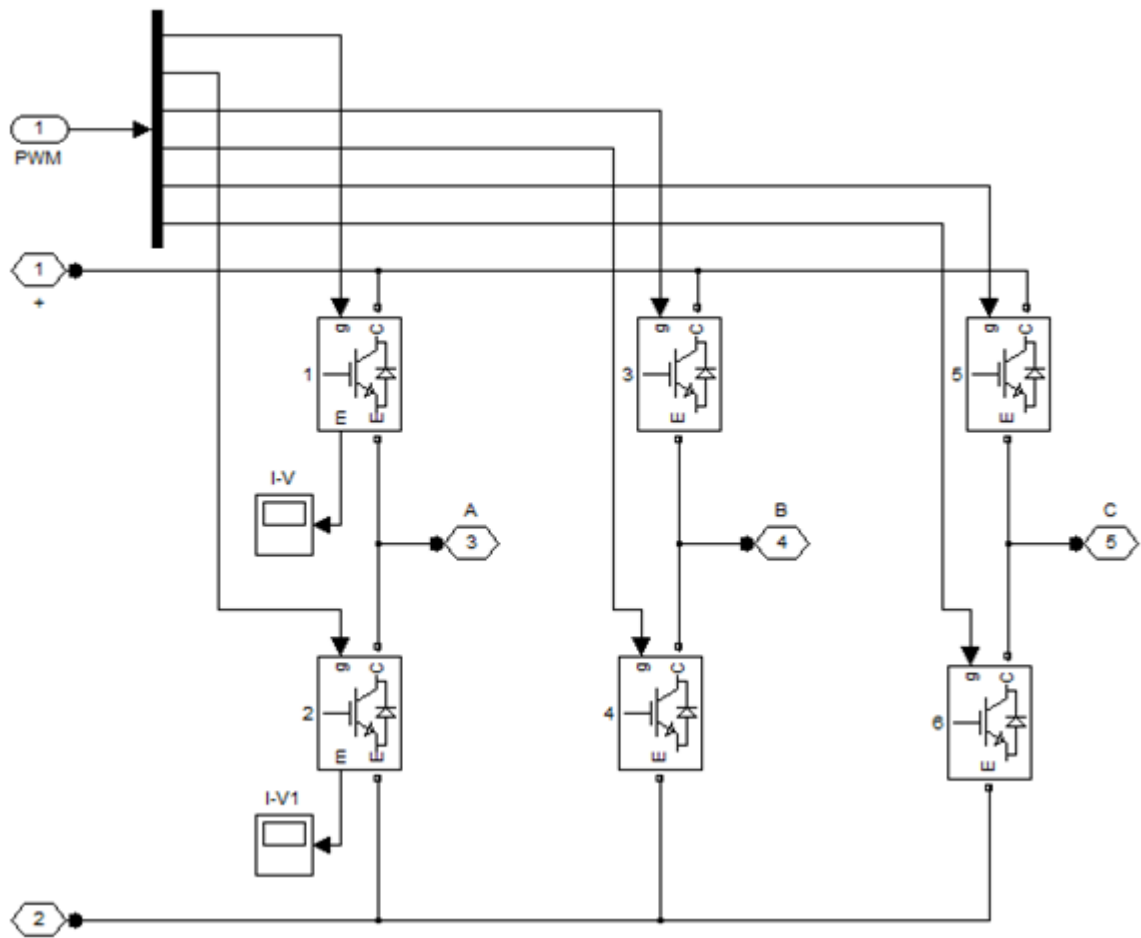


Figura 49 - Vista interna del blocco RADDRIZZATORE

In questo blocco avviene il raddrizzamento della tensione e per fare ciò è stato implementato un voltage source converter (VSC) a due livelli. Per quanto esposto nel capitolo 2, per simulare lo stato dell'arte, in questo blocco avrei dovuto implementare un VSC a tre livelli utilizzando come valvole degli IGCT; tuttavia nelle librerie SimPowerSystems un blocco che realizza tale valvola non c'è e quindi, ho scelto dei blocchi IGBT con i relativi diodi in antiparallelo che invece sono presenti nella suddetta libreria; in particolare, nel proporre questa soluzione, ho consultato i cataloghi di ABB assicurandomi che questa nella realtà sia fattibile facendo ricorso al modulo IGBT di ABB 5SNA 0750G650300, che con una tensione di blocco di 6500 V e del DC link di 4000 V alla frequenza di switching di 750 Hz può portare una corrente di 550 A.

Analizzando la figura 49 si vedono i sei blocchi che modellizzano gli IGBT con i relativi diodi in antiparallelo e la tipica struttura di un inverter VSC a due livelli: infatti gli esagoni 1 e 2 rappresentano rispettivamente il polo positivo e negativo del DC link, mentre gli esagoni 3, 4 e 5 rappresentano i morsetti ai quali connettere le tre fasi del generatore PMSG; l'ultimo ingresso del blocco è quello denominato PWM e che ha la funzione di comandare lo stato delle sei

valvole; è un ingresso di tipo vettoriale e quindi viene scomposto in un apposito blocco “demux”.

Analizziamo ora il blocco presente nella libreria SimPowerSystems che modella l’IGBT e il suo relativo diodo in antiparallelo, mostrato in figura 50.

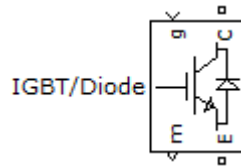


Figura 50 - Blocco IGBT/diodo

Questo blocco si compone di quattro morsetti, tre dei quali li ritroviamo su una valvola reale: infatti il morsetto *g* simula il morsetto di gate, mentre *C* quello del collettore ed *E* quello dell’emettitore; in ultimo abbiamo un’uscita *m* che permette di visualizzare la corrente che fluisce nella valvola e la tensione ai capi di quest’ultima.

Cliccando due volte sul blocco, appare a video una schermata nella quale si può inserire opportuni valori numerici per modellizzare al meglio l’elemento; in particolare è possibile agire su questi campi:

- **Internal resistance Ron** – In questo campo va inserito il valore della resistenza interna del dispositivo;
- **Snubber resistance Rs** – In questo campo va inserito il valore della resistenza di snubber;
- **Snubber capacitance Cs** – In questo campo va inserito il valore della capacità di snubber.

Se negli ultimi due campi si inserisce il valore Inf nel modello non sono utilizzati circuiti di snubber.

Per la simulazione si sono scelti questi valori, presi dal catalogo ABB.

Ron [mΩ]	1
Rs [Ω]	Inf
Cs [F]	Inf

Tabella 6 - Parametri dell'IGBT

Analisi e descrizione del blocco DC LINK

Il DC link della mia simulazione è mostrato in dettaglio nella figura 51.

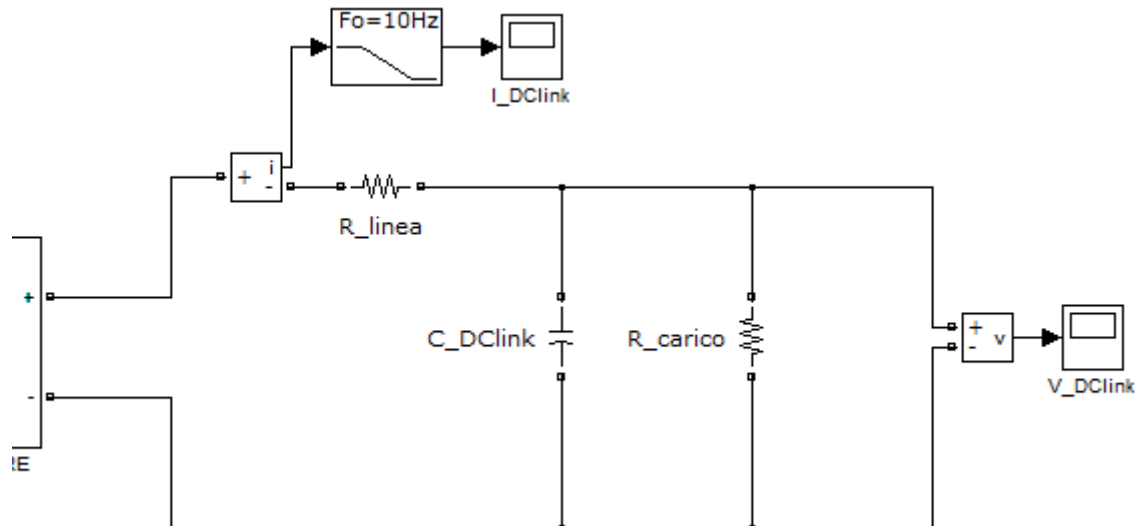


Figura 51 - Vista in dettaglio del DC link

Il modello del DC link proposto in simulazione è stato costruito a partire dai morsetti (+ e -) in uscita al raddrizzatore, mettendo in serie ad una resistenza R_{linea} , che tiene conto delle perdite nei collegamenti, il parallelo tra il condensatore C_{DClink} e la resistenza R_{carico} . La presenza del condensatore C_{DClink} in questo tipo di applicazioni è ormai standardizzata e serve a mantenere stabile il valore della tensione nel DC link e quindi ai capi dei dispositivi AC/DC e DC/AC; tuttavia eventuali squilibri tra potenza attiva uscente dal raddrizzatore e la potenza attiva inviata dall'inverter alla rete comportano variazioni al valore di tensione sul DC link in quanto il condensatore accumula o scarica energia.

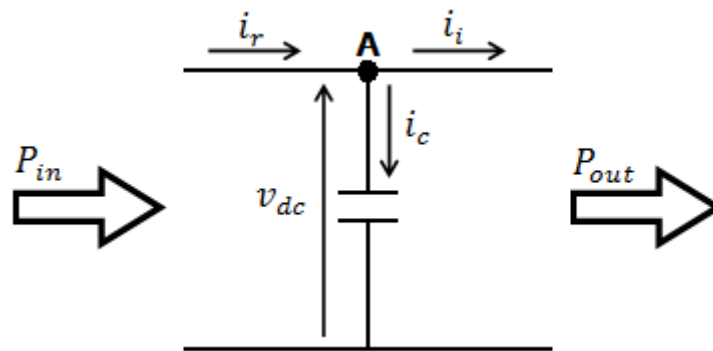


Figura 52 - Bilancio di potenze al DC link

Considerando la figura 52 per ottenere a regime l'uguaglianza $P_{in} = P_{out}$ è necessario che:

$$v_{dc}i_r = v_{dc}i_i$$

e quindi che:

$$i_r = i_i$$

dove con i_r si è indicato la corrente in uscita dal raddrizzatore e la i_i la corrente in ingresso all’inverter. Per verificare l’uguaglianza delle correnti è necessario che la tensione del DC link rimanga costante: infatti se permane questa condizione per la caratteristica del condensatore (equazione 5) la corrente che circola in esso è nulla e la legge di Kirchhoff al nodo A mostrato in figura 52 assicura l’uguaglianza della corrente di raddrizzatore ed inverter.

$$i_c = C \frac{dv_{dc}}{dt} \quad 5$$

La potenza attiva non può essere rappresentata all’interno del sistema di controllo dell’inverter da un valore di set point costante, ma deve essere variabile in maniera tale che la potenza consegnata alla rete sia istante per istante uguale alla potenza generata dalla turbina consentendo così che rimanga costante la tensione sul DC link. In questa simulazione l’inverter e il suo relativo sistema di controllo così come la rete non vengono implementati, ma anzi vengono sostituiti da una resistenza di carico indicata con R_{carico} il cui valore, mostrato in tabella 7, sarà calcolato nel prosieguo e quindi il DC link nella simulazione sarà libero di fluttuare. Sempre mostrati in figura 51 troviamo un voltmetro e un amperometro che rispettivamente misurano la tensione ai capi del condensatore e la corrente fluente nel DC link; in particolare la misura del segnale di corrente è stata filtrata con un filtro passa basso del secondo ordine per “pulirla” dalle armoniche presenti.

Per la simulazione si sono inseriti questi parametri:

R_linea [Ω]	0,1
C_DClink [F]	0.05
R_carico [Ω]	7

Tabella 7 - Parametri DC link

Analisi e descrizione del blocco POWER CONTROL

Nella figura 42 è mostrato il blocco “POWER CONTROL”, il cui interno è mostrato in figura 53. A differenza del blocco PMSG già presente nella libreria SimPowerSystems il blocco “POWER CONTROL” è stato realizzato da me, modificando uno schema desunto dalla letteratura.

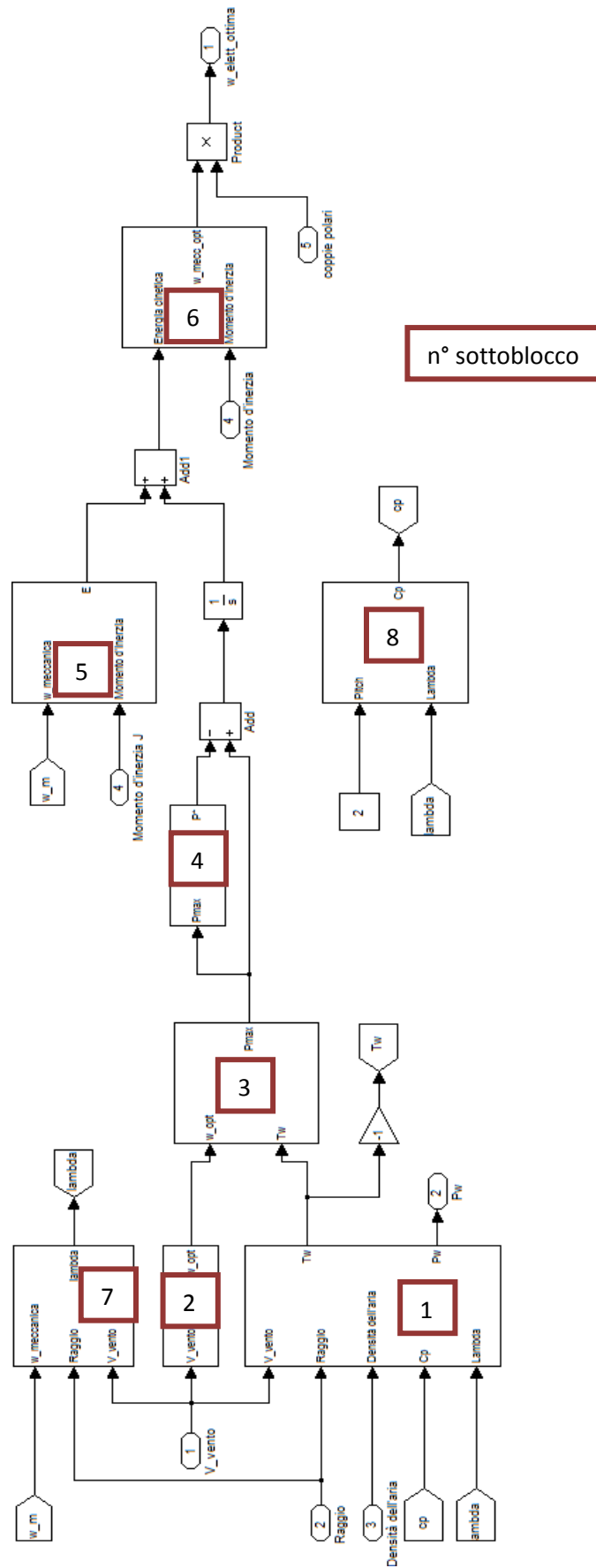


Figura 53 - Interno del blocco POWER CONTROL

L'interno di questo blocco, come mostra la figura 53, è formato da più sottoblocchi che nel prosieguo saranno analizzati uno ad uno. Prima però descriverò il compito di questo blocco che in funzione della velocità del vento e di altri ingressi, restituisce in uscita la velocità ottima (espressa in rad/s) alla quale il rotore dovrebbe ruotare per avere la massima estrazione di potenza dalla vena fluida di vento. La tabella 8 riepiloga gli ingressi del blocco POWER CONTROL:

Ingresso	Uscita	Valore	Unità di misura
Velocità del vento		Variabile tra 5 e 12	[m/s]
Raggio della turbina		41	[m]
Densità dell'aria		1,205	[kg/m ³]
Momento di inerzia		8000	[kgm ²]
Coppie polari		80	ADIMENSIONALE

Tabella 8 - Blocco POWER CONTROL

In questo blocco, come già detto sopra, è implementato un algoritmo di Maximum Power Point Tracking (MPPT); un primo calcolo è svolto dal sottoblocco 1 che calcola il valore di coppia disponibile all'albero grazie al valore di λ calcolato nel sottoblocco 7 e di C_p calcolato nel sottoblocco 8, il cui valore viene moltiplicato nel sottoblocco 3 per una stima della velocità ottima, ricavata dal blocco 2, al fine di ottenere la massima potenza P_{MAX} producibile dalla turbina eolica. A questo punto troviamo una particolarità di questo metodo di MPPT: il sottoblocco 4, il quale calcola il valore medio della potenza P^* su un intervallo di tempo T variabile e la scelta di quest'ultimo comporta due effetti: se T è piccolo (inferiore ai 2 secondi) la velocità ottima calcolata estrae dalla vena fluida la massima potenza, mentre se T è alto (superiore ai 2 secondi) la potenza elettrica generata è minore ma più livellata e questa tendenza è più marcata più si aumenta l'intervallo T . Proseguendo, si calcola la differenza tra la potenza massima P_{MAX} e il valore di potenza media P^* il quale viene integrato per trovare il corrispondente valore di energia a cui viene sommata l'attuale energia cinetica del rotore calcolata nel sottoblocco 5; l'energia risultante viene poi utilizzata per calcolare nel sottoblocco 6 il valore della velocità meccanica ottima che moltiplicata per il numero delle coppie polari restituisce il valore della velocità elettrica ottima.

Analizziamo ora nel dettaglio ogni singolo sottoblocco, cominciando da quello mostrato in figura 54 che implementa il calcolo del Tip Speed Ratio λ .

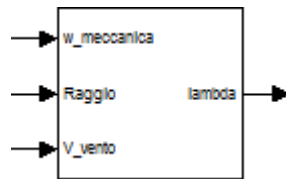


Figura 54 – Sottoblocco 7, calcolo del Tip Speed Ratio

L'equazione implementata in questo blocco è $\lambda = R\omega_m/V_w$; in tabella 9 sono ricapitolati gli ingressi e l'uscita di questo blocco.

Ingressi	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Raggio		R	[m]
Velocità meccanica		ω_m	[rad/s]
Velocità del vento		V_w	[m/s]
	Tip Speed Ratio	λ	ADIMENSIONALE

Tabella 9 – Sottoblocco 7

In questo blocco mostrato in figura 61 viene calcolato il fattore di potenza C_p .

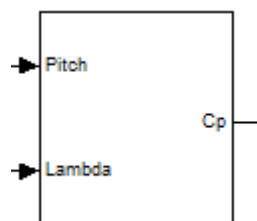


Figura 55 – Sottoblocco 8, calcolo di C_p

In esso sono implementate le seguenti formule:

$$C_p = 0,22 \left(\frac{116}{\Gamma} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-12,5/\Gamma}$$

$$\Gamma = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}}$$

Lo stato degli ingressi e dell'uscita del blocco sono riepilogati in tabella 10.

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Angolo di pitch		β	ADIMENSIONALE
Tip Speed Ratio		λ	ADIMENSIONALE
	Fattore di potenza	C_p	ADIMENSIONALE

Tabella 10 – Sottoblocco 8

Come spiegato nel capitolo 2, l'angolo di pitch β varia in maniera tale da non consentire al generatore di produrre una potenza superiore a quella nominale quando la velocità del vento risulta superiore a quella per la quale si ha la potenza nominale. Esemplicativa è la figura 62.

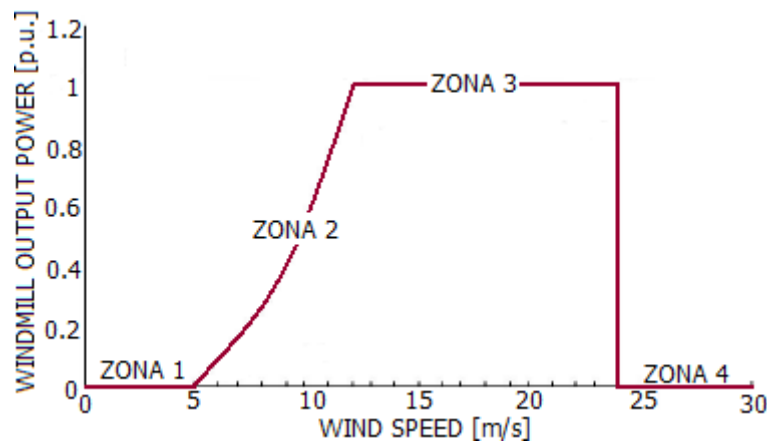


Figura 56 - Legame potenza – velocità

In questa simulazione il vento viene fatto variare in maniera tale che la potenza generata sia compresa nell'intervallo di funzionamento tra 0 ed 1 p.u., quindi in zona 2 nella figura 62; per questo motivo non è necessario nella simulazione far variare l'angolo di pitch tant'è che è stato inserito come una costante, pari a 2° .

Continuando nell'esposizione, è mostrato il sottoblocco 2 di figura 55 che calcola la velocità ottima in funzione della velocità del vento secondo l'equazione: $\omega_m = 0.2V_w - 0.2$ calcolata differenziando C_p rispetto a ω_w .

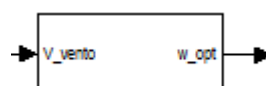


Figura 57 – Sottoblocco 2, calcolo della velocità ottima

Mentre in tabella 11 è ricapitolato lo stato dell'ingresso e dell'uscita del blocco:

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Velocità del vento		V_w	[m/s]
	Velocità ottima	ω_{opt}	[rad/s]

Tabella 11 – Sottoblocco 2

Proseguendo, in figura 56 è mostrato il blocco che permette di calcolare la coppia e la potenza all'albero data dal vento.

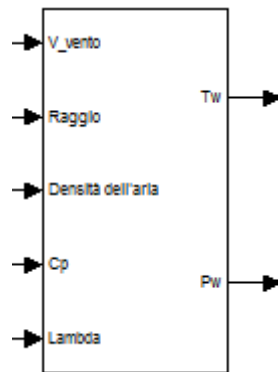


Figura 58 – Sottoblocco 1, calcolo di coppia e potenza

In questo blocco sono implementate queste formule:

$$T_w = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^3 V_w^2$$

$$P_w = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho \pi R^2 V_w^3$$

Mentre in tabella 12 sono ricapitolati gli stati di ingresso e di uscita del sottoblocco:

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Velocità del vento		V_w	[m/s]
Raggio		R	[m]
Densità dell'aria		ρ	[kg/m ³]
Fattore di potenza		C_p	ADIMENSIONALE
Tip Speed Ratio		λ	ADIMENSIONALE
	Coppia estraibile	T_w	[Nm]
	Potenza estraibile	P_w	[W]

Tabella 12 – Sottoblocco 1

Continuando la descrizione del blocco, si trova il blocco mostrato in figura 57 che calcola la potenza massima che può essere estratta dalla vena fluida di vento.

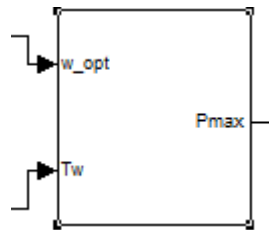


Figura 59 - Sottoblocco 3, calcolo della potenza massima

L'equazione implementata in questo sottoblocco è: $P_{max} = T_w \omega_{opt}$, mentre gli ingressi e l'uscita del blocco sono ricapitolati nella tabella 13.

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Velocità ottima		ω_{opt}	[rad/s]
Coppia estraibile		T_w	[Nm]
	Potenza massima	P_{max}	[W]

Tabella 13 – Sottoblocco 3

In figura 58 è mostrato il sottoblocco relativo al calcolo del valore medio della potenza massima.

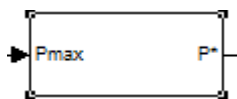


Figura 60 – Sottoblocco 4, calcolo della potenza media

In questo blocco è implementata quest'equazione: $P^* = \frac{1}{T} \int_T P_{max} dt$

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Potenza massima		P_{max}	[W]
	Potenza media	P^*	[W]

Tabella 14 - Sottoblocco 4

In quest'altro sottoblocco, mostrato in figura 59, è implementato il calcolo dell'energia cinetica del rotore, per cui la formula implementata è: $E = J\omega_m^2/2$.

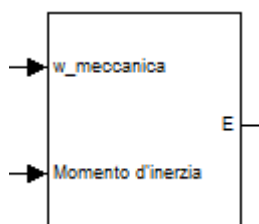


Figura 61 - Sottoblocco 5, calcolo dell'energia cinetica

La tabella 15 ricapitola gli ingressi e l'uscita di tale blocco:

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Velocità meccanica		ω_m	[rad/s]
Momento d'inerzia		J	[kgm ²]
	Energia cinetica	E	[J]

Tabella 15 – Sottoblocco 5

In quest'altro blocco, mostrato in figura 60 viene calcolata la velocità ottima a partire dalla totale energia elaborata dal sistema: $\omega_m = \sqrt[2]{2E/J}$

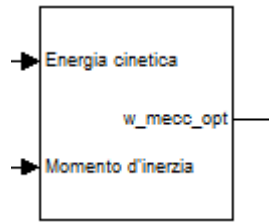


Figura 62 – Sottoblocco 6, calcolo della velocità ottima

La tabella 16 ricapitola gli ingressi e l’uscita di tale sottoblocco:

Ingresso	Uscita	Simbolo	Unità di misura
Energia cinetica		E	[J]
Momento d’inerzia		J	[kgm ²]
	Velocità meccanica	ω_m	[rad/s]

Tabella 16 – Sottoblocco 6

Analisi e descrizione del blocco CONTROLLO VSC

In figura 63 è mostrato l’interno del blocco “CONTROLLO VSC”; anche questo blocco è stato da me realizzato, basandomi su alcune soluzioni trovate in letteratura.

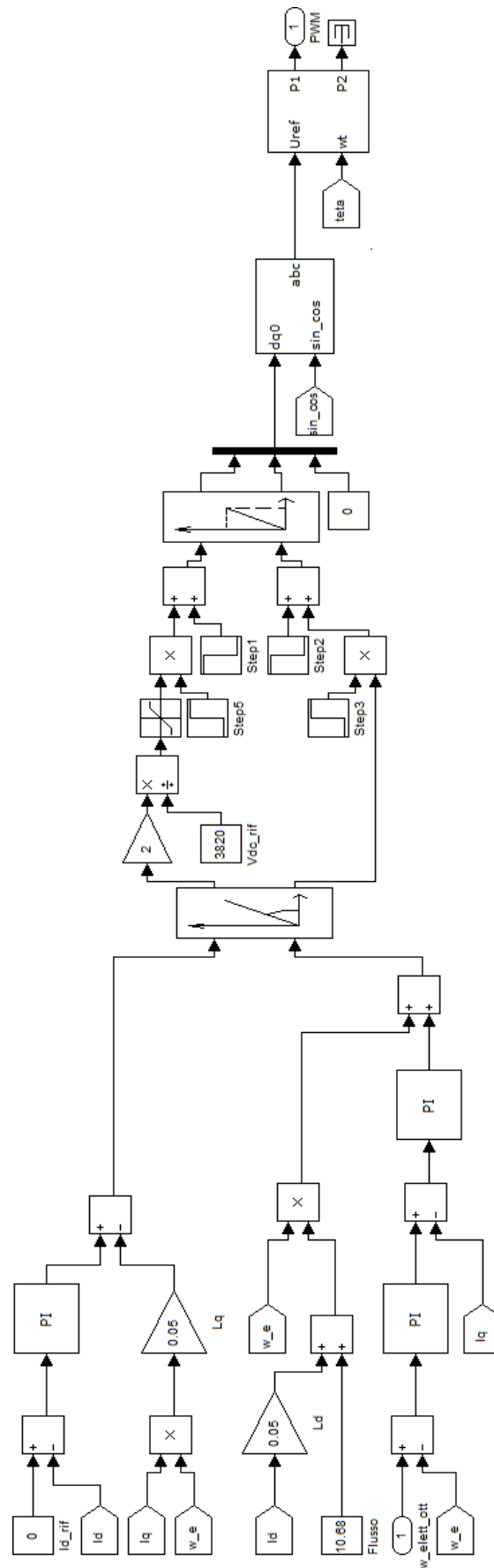


Figura 63 - Vista interna del blocco CONTROLLO VSC

In questo blocco è realizzato il controllo del raddrizzatore, ovvero vengono calcolati i valori del vettore tensione del VSC segnalati dalle linee azzurre in figura 64 che porteranno il motore ad avere una velocità per la quale l'estrazione di potenza dalla vena fluida del vento è ottima. In particolare il sistema di controllo pone l'attenzione sulla corrente di asse diretto I_d , di asse in quadratura I_q e la velocità elettrica ottima ω_e . Come si nota nella figura 64 che mostra in dettaglio una porzione di regolatore, il valore di riferimento per la corrente I_d è zero, in quanto la sua presenza non incide sulla coppia ma concorre ad aumentare le cadute di tensione; mentre il valore di riferimento per la velocità ottima è calcolato dal blocco "POWER CONTROL", infine il valore di riferimento per la corrente I_q consiste nell'uscita del regolatore PI della velocità elettrica.

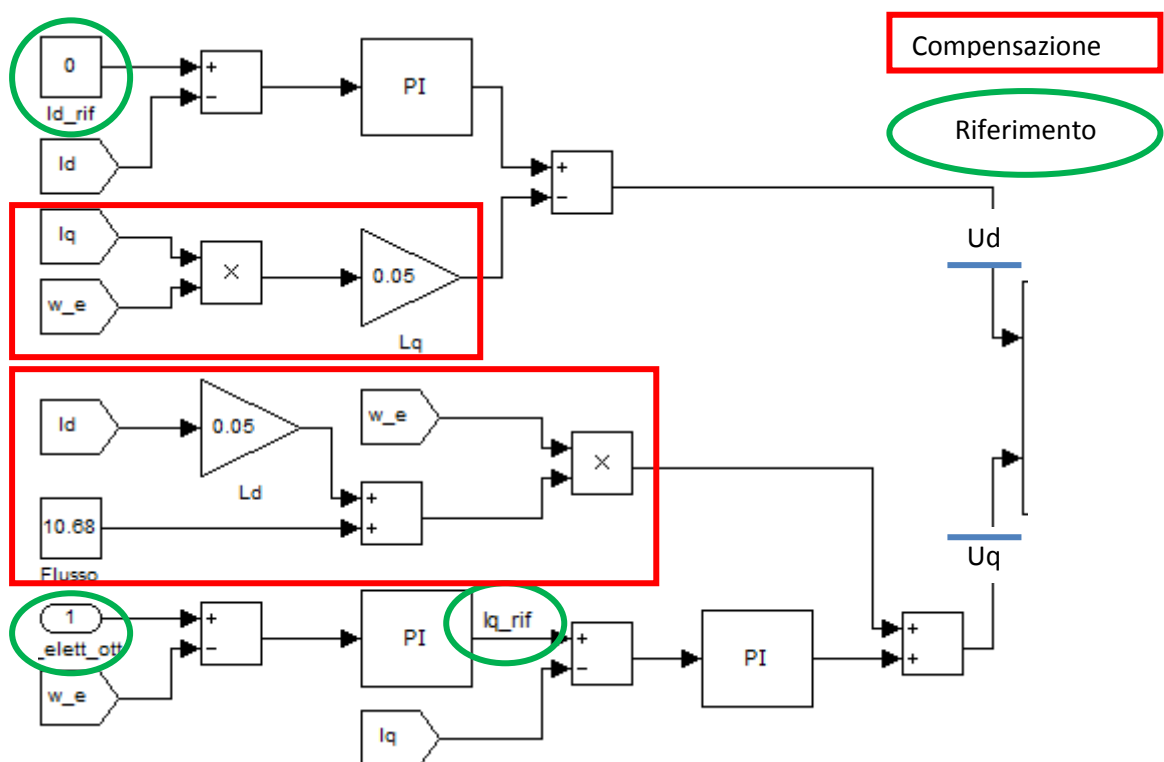


Figura 64 - Porzione del blocco CONTROLLO VSC

Alla base del controllo è il calcolo della differenza tra i valori di riferimento e la misura della grandezza controllata, al fine di calcolare l'errore, il quale costituirà l'ingresso del relativo regolatore P o PI che produrrà un segnale teso a correggere l'errore e quindi a guidare il sistema verso i valori di riferimento indicati in figura 64 dagli ovali verdi. I rettangoli rossi evidenziano i termini di compensazione che ritroviamo nelle equazioni del PMSG indicate nell'equazione 4.

I valori dei regolatori sono stati calcolati effettuando uno studio in frequenza del regolatore; in particolare si è partiti dall'ipotesi che le dinamiche di asse diretto devono evolvere come le dinamiche di asse in quadratura e quindi il valore k_p del regolatore P deve essere il medesimo.

Partendo da quest'ipotesi, ci si è limitati a studiare l'asse in quadratura e poi ad estendere i risultati all'asse diretto.

In figura 65 è riportato lo schema a blocchi del sistema simulato.

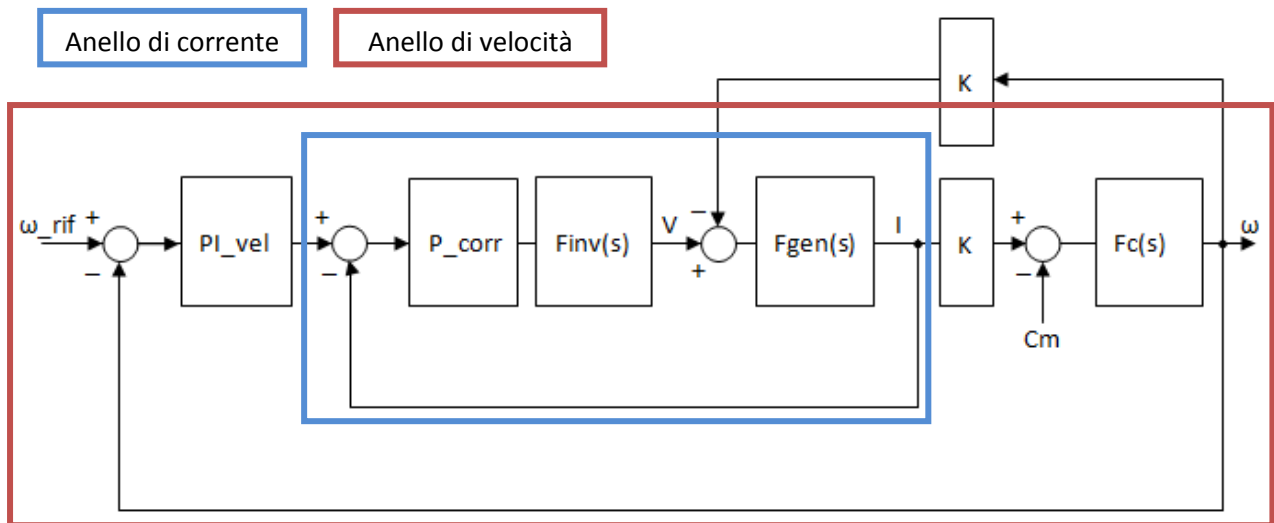


Figura 65 - Schema a blocchi del sistema

In tabella 17 sono riepilogati i significati dei blocchi mostrati in figura 65.

Nome	Significato
PI_vel	Regolatore PI di velocità
P_corr	Regolatore P di corrente
Finv(s)	Funzione di trasferimento del raddrizzatore
Fgen(s)	Funzione di trasferimento del generatore
K	Costante di coppia
Fc(s)	Funzione di trasferimento meccanica

Tabella 17 - Funzioni di trasferimento dello schema a blocchi

La funzione di trasferimento con cui si è modellizzato il generatore è la seguente:

$$F_{gen}(s) = \frac{1}{R_s + sL_q}$$

dove R_s è la resistenza di statore, mentre L_q è l'induttanza di asse in quadratura.

La funzione di trasferimento meccanica invece risulta:

$$F_c(s) = \frac{1}{sJ}$$

dove J indica il momento di inerzia.

Il blocco K invece rappresenta la costante di coppia; in particolare essa vale:

$$K = \frac{3n\psi_{MP}}{2}$$

Il VSC invece è modellizzato secondo questa funzione di trasferimento:

$$F_{inv}(s) = \frac{1}{1 + sT}$$

nella quale T equivale a metà del periodo di switching.

Il regolatore di corrente P_{corr} ha come funzione di trasferimento il guadagno k_p , mentre il regolatore di velocità PI ha come funzione di trasferimento:

$$PI_{vel} = k_p + \frac{k_i}{s}$$

Il primo passo verso il calcolo dei valori di k_p e di k_i è stato quello di rendere concentriche le retroazioni e quindi si è spostata a monte la retroazione superiore mostrata in figura 65. La funzione di trasferimento relativa al primo anello è l'equazione:

$$F1(s) = \frac{V(s)}{I(s)} = \frac{sJ}{JLs^2 + JRs + K^2}$$

A questo punto è possibile calcolare la funzione di trasferimento dell'anello di corrente mostrata in figura 66:

$$F3(s) = P_{corr} * F2(s)$$

con $F2(s)$ che vale:

$$F2(s) = \frac{sJ}{JLTs^3 + (JL + JRT)s^2 + (JR + TK^2)s + K^2}$$

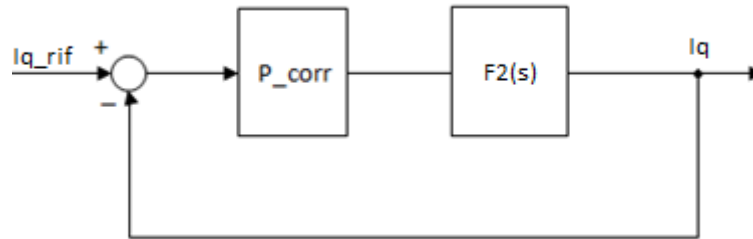


Figura 66 - Anello di corrente

Attraverso il software Mathcad si è implementata la totale funzione di trasferimento dell'anello di corrente ed attraverso una funzione root per un valore di banda passante di 150 Hz si è calcolato il valore di kp che è risultato essere di 4,5.

Successivamente si è proceduto ad analizzare l'anello di velocità mostrato in figura 67 e calcolare il valore di $F4(s)$ la cui espressione è:

$$F4(s) = F3(s) * K * Fc(s)$$

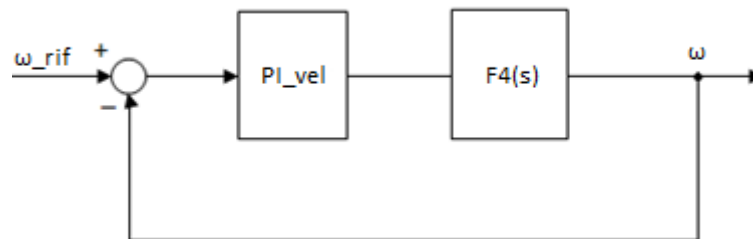


Figura 67 - Anello di velocità

Come prima, mediante il software Mathcad si è implementata la funzione di trasferimento dell'anello di velocità e mediante una funzione root si sono calcolati i valori di kp e ki per un valore di banda passante di 50 Hz e margine di fase di 60° ; i valori trovati risultano essere di 9,6 e 13500.

Terminata la descrizione di questa porzione di regolatore si passa alla descrizione di un'altra porzione di regolatore indicata in figura 68.

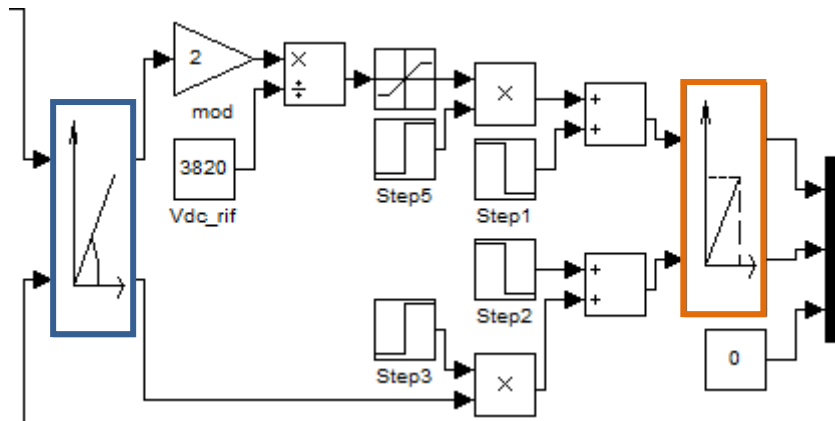


Figura 68 - Porzione del blocco CONTROLLO VSC

Il blocco con la cornice azzurra in figura 68 effettua la trasformazione da coordinate cartesiane a coordinate polari, mentre il blocco con la cornice arancione realizza la trasformazione inversa e cioè da coordinate polari a coordinate cartesiane. Effettuiamo questo scambio di coordinate per andare a calcolare l'indice di modulazione: infatti dobbiamo implementare nel circuito questa formula:

$$m_a = \frac{2v_{AO}}{v_{dc}}$$

nella quale m_a indica l'indice di modulazione, v_{dc} indica la tensione del DC link e v_{AO} è il modulo del vettore spaziale di park del VSC che otteniamo passando alle coordinate polari. Inoltre è stato inserito un blocco che limita tra 0 ed 1 l'indice di modulazione che potrebbe assumere valori maggiori transitoriamente a causa di oscillazioni del sistema e determinando così delle sovramodulazioni notoriamente ricche di armoniche.

I blocchi step 1, 2, 3 e 5 servono a far sì che per i primi istanti di funzionamento del VSC, le tensioni che esso imprime al PMSG siano fisse, aiutando così l'avviamento del sistema; successivamente, passati 1,5 secondi, la regolazione manuale si esclude a vantaggio della regolazione automatica.

A valle del blocco che ritrasforma le coordinate polari in coordinate cartesiane c'è un blocco "mux" il quale compone un segnale vettoriale comprendente la tensione di asse diretto, di asse in quadratura e omopolare.

In figura 69 è mostrata l'ultima porzione del regolatore: essa comprende un blocco che realizza l'anti trasformata di Park e un blocco che realizza i comandi da dare alle valvole; entrambi sono stati presi dalla libreria SimPowerSystems.

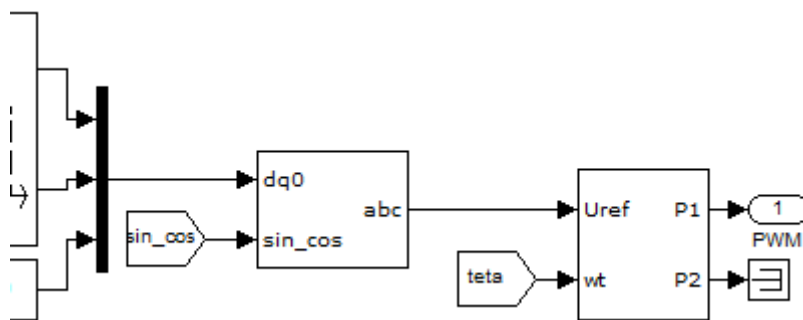


Figura 69 - Ultima porzione del blocco CONTROLLO VSC

Il blocco anti trasformata, già studiato precedentemente, ha come ingresso il vettore tensione di Park sopra citato e il seno e coseno dell'angolo elettrico di rotore; mentre il blocco che realizza il PWM ha come ingressi una terna di tensioni sinusoidali e l'angolo elettrico di rotore, l'uscita invece è vettoriale e contiene 6 segnali mediante i quali si comandano le valvole del blocco raddrizzatore. Esternamente il blocco PWM presenta quattro morsetti ripartiti come mostra la tabella 18.

Ingressi	Uscita
Uref	
Wt	
	P1
	P2

Tabella 18 - Ingressi e uscite del blocco PWM

Questo blocco offre molte possibilità; in particolare si possono generare segnali PWM per VSC a due o tre livelli. In funzione del numero dei livelli cambiano le uscite: se è selezionata l'opzione due livelli allora tutti i sei comandi delle valvole sono contenuti nell'uscita P1, mentre se è selezionata l'opzione tre livelli allora i dodici segnali destinati alle valvole sono contenuti metà nell'uscita P1 e metà nell'uscita P2. Inoltre è possibile decidere se operare un funzionamento sincrono o asincrono: quando è scelto un funzionamento asincrono nel blocco va impostato il valore della frequenza della portante triangolare, mentre quando come in questo caso è scelto il funzionamento sincrono il blocco necessita dell'ingresso wt, che corrisponde in questo caso all'angolo elettrico di rotore, mediante il quale calcola la frequenza alla quale sta funzionando il sistema; quest'ultima viene moltiplicata per il valore impostato nel campo *switching ratio* o *rapporto di modulazione* (definito come $m_f = f_s/f_1$ dove con f_s si è indicata la frequenza della

portante triangolare e con f_1 si è indicata la frequenza della modulante sinusoidale) al fine di calcolare il valore della frequenza della portante triangolare. L'ingresso U_{ref} invece porta all'interno del blocco le tre tensioni che corrispondono alle tre tensioni modulanti le quali devono avere un'ampiezza di 1 e che saranno poi confrontate con la portante triangolare.

In conclusione alla descrizione del modello vi è questa parte suggerita nel "Help" del PMSG e che serve a contenere le oscillazioni numeriche del modello del generatore e a favorire la convergenza della soluzione.

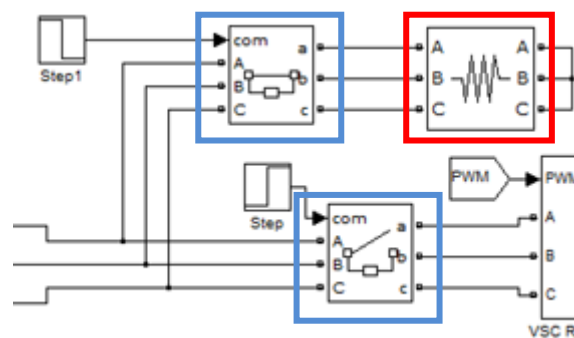


Figura 70 - Resistenze di convergenza

Il funzionamento pratico di quanto mostrato in figura 70 è questo: all'avviamento della simulazione gli interruttori, che in figura 70 sono evidenziati all'interno dei rettangoli azzurri, escludono dal circuito il raddrizzatore e collegano al generatore un banco di resistenze, evidenziate, sempre in figura 70, dalla cornice rossa. Passati 0,25 secondi il transitorio d'avviamento della macchina è terminato, e a questo punto gli interruttori comandati dai blocchi step e step 1 commutano gli interruttori escludendo dal circuito il banco di resistenze ed andando ora ad alimentare il raddrizzatore.

Il valore delle resistenze R_{load} di figura 70 è stato calcolato implementando in Matcad questo sistema che corrisponde alle equazioni di maglia del sistema di Park:

$$\begin{cases} R_s i_d - \omega_e L_q i_q + R_{load} i_d = 0 \\ R_s i_q + \omega_e L_d i_d + i_q = -\omega_e \psi_{MP} \end{cases}$$

più questa relazione:

$$R_{load} = \frac{P}{\frac{3}{2} I_p^2}$$

nella quale

$$I_p^2 = I_d^2 + I_q^2$$

Nelle equazioni si sono inseriti a valori riportati in tabella 19 e che fanno riferimento ai parametri di macchina e alle condizioni nominali.

R_s	0,1 Ω
ω_e	184 rad/s
L_q	0.05 H
L_d	0.05 H
ψ_{MP}	10,68 Wb
P	2 MW

Tabella 19 - Valori parametri equazioni per il calcolo di R_{load}

Il valore di R_{load} calcolato è risultato essere 2,6 Ω .

A questo punto procediamo a calcolare il valore che deve avere la resistenza di carico del DC link R_{carico} (figura 14); per far questo è necessario conoscere la tensione di prima armonica V_{1RMS} che cade sulle resistenze R_{load} . Essa è stata misurata durante la simulazione con un voltmetro connesso in parallelo alle resistenze e il valore ottenuto è stato verificato facendo un bilancio di potenze con il valore di R_{load} calcolato pocanzi; il risultato conseguito è che:

$$V_{1RMS} = 1350 V$$

Conoscendo questo valore di tensione che si raggiunge alle condizioni nominali è stato possibile, ipotizzando un indice di modulazione pari ad uno calcolare la tensione massima del DC link:

$$V_{dc} = \frac{2\sqrt{2}V_{1RMS}}{m_a} = 3820 V$$

Sempre ipotizzando di rimanere alle condizioni nominali, si è calcolata la corrente nominale nel DC link:

$$I_{dc} = \frac{P}{V_{dc}} = 544 A$$

e il valore della resistenza di carico si è calcolato applicando la legge di Ohm:

$$R_{carico} = \frac{V_{dc}}{I_{dc}} = 7 \Omega$$

Analisi dei risultati ottenuti

In quest'ultima parte sono proposti i risultati a cui si è pervenuto tramite la simulazione; in particolare il modello studiato è stato sollecitato con due diversi tipi di vento: dapprima si è simulato un vento variabile e poi un vento fortemente influenzato da raffiche e quindi con continui fronti di salita e di discesa per verificare le prestazioni dell'algoritmo di MPPT.

Risultati ottenuti con vento variabile

Il vento con cui si è sollecitato il sistema è mostrato in figura 71, nella quale si nota che esso alterna forti variazioni a tratti in cui la variazione è più contenuta:

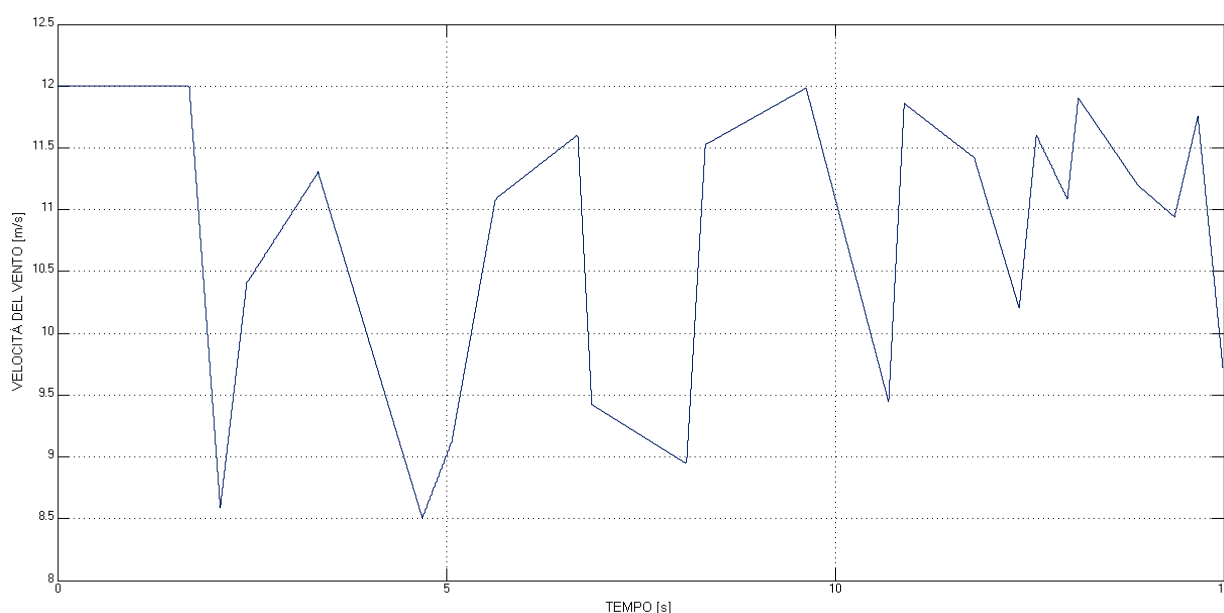


Figura 71 - Vento variabile

In figura 72 invece sono mostrati gli andamenti di due potenze: quella rossa è la potenza estratta dalla vena fluida di vento P_W mentre quella blu è la potenza elettrica prodotta dal generatore P_E .

In questa figura si notano le tre zone di funzionamento che caratterizzano la mia simulazione:

- la prima zona è quella compresa nell'intervallo di tempo che va tra 0 e 0,25 in cui sono le resistenze mostrate in figura XX ad essere alimentate;
- la seconda zona è quella che va da 0,25 secondi a 1,5 secondi, intervallo di tempo in cui il raddrizzatore funziona con un valore del vettore tensione di Park fisso;
- La terza e ultima zona è quella che da 1,5 secondi prosegue fino a conclusione della simulazione in cui il regolatore gestisce il raddrizzatore in totale autonomia.

Ovviamente la terza fase è quella più importante e significativa; in essa si vede che il nostro sistema segue fedelmente le variazioni indotte dal vento.

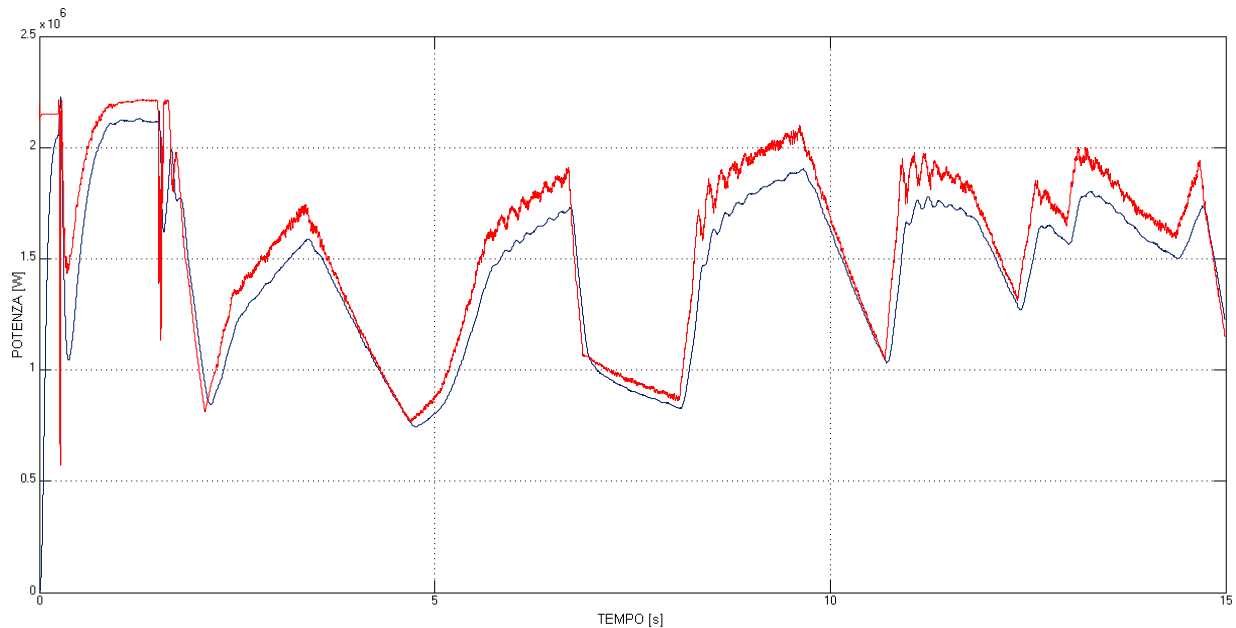


Figura 72 - Potenza

In figura 73, invece, sono mostrati due segnali di coppia: quello blu è relativo alla coppia elettromagnetica della macchina T_E , mentre quella rossa è relativa alla coppia T_W del vento. Si nota come la coppia della macchina insegue la coppia del vento e che non ci siano mai particolari oscillazioni: né quando gli interruttori a 0,25 secondi commutano e quindi il generatore comincia ad essere comandato dal raddrizzatore né a 1,5 secondi quando il regolatore comincia a pilotare il raddrizzatore; in particolare in questo punto un'oscillazione c'è, ma viene subito smorzata.

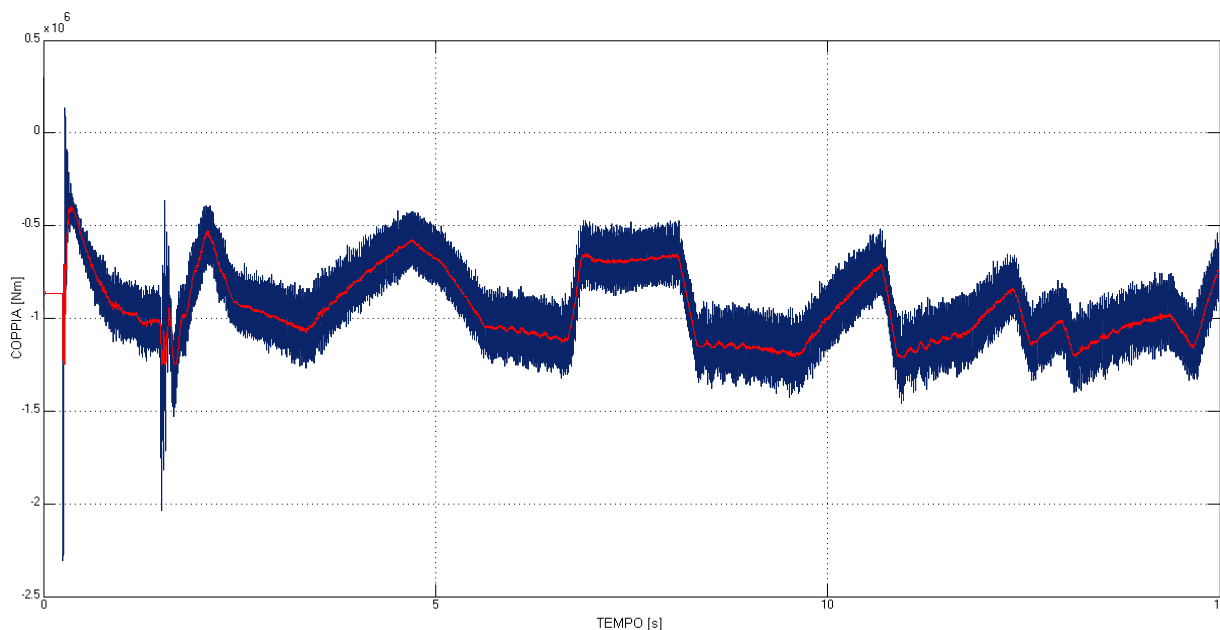


Figura 73 – Coppia

In figura 74 è mostrato l'andamento nel tempo della velocità del rotore: in questo caso è presente un transitorio più marcato e specialmente ad 1,5 secondi, quando il regolatore comincia a pilotare il raddrizzatore; le oscillazioni comunque sono rapidamente smorzate.

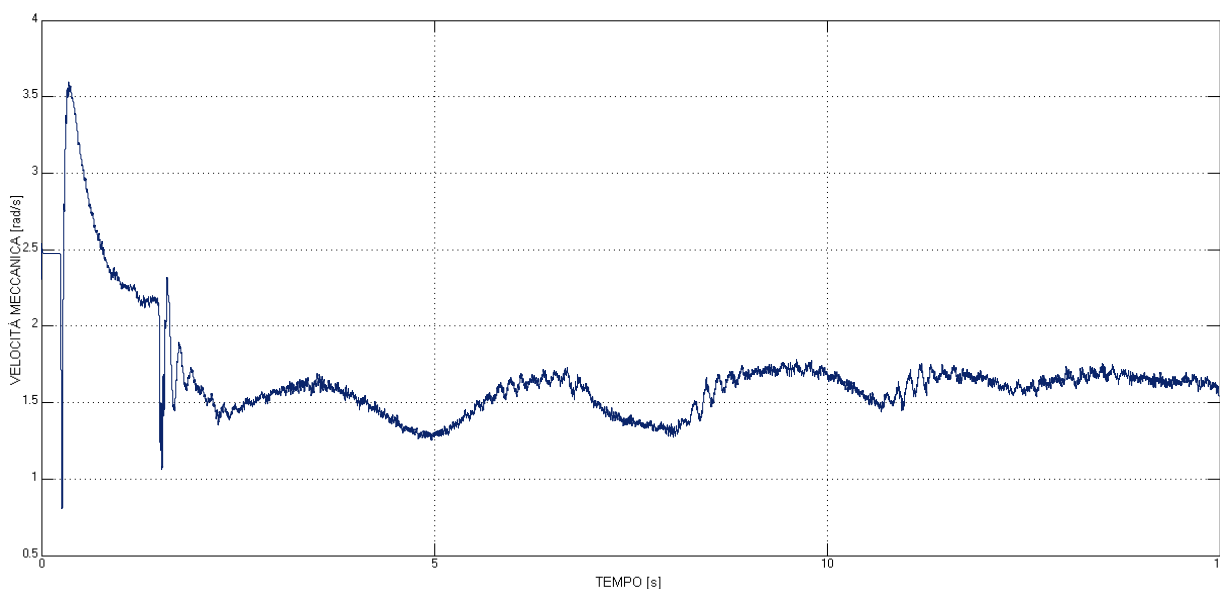


Figura 74 - Velocità meccanica

In figura 75 invece è mostrato l'andamento nel tempo di C_p ; questa figura è molto importante perché più il valore di C_p è prossimo a 0,4 è più l'estrazione di potenza dalla vena fluida è ottimizzata. Dall'analisi del grafico possiamo dire che l'algoritmo di MPPT svolge pienamente il suo dovere e reagisce bene alle variazioni del vento.

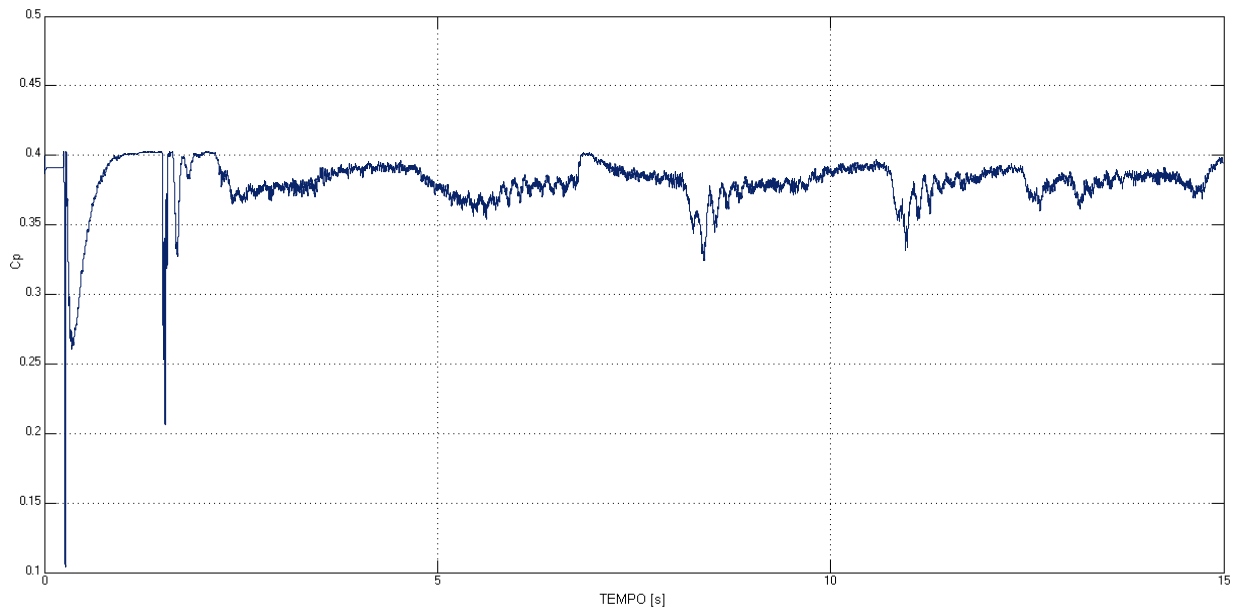


Figura 75 – Cp

In figura 76 invece è mostrato l'andamento nel tempo della tensione del DC link. Per quanto detto nell'esposizione del modello, la tensione sul DC link non è regolata e quindi è libera di variare.

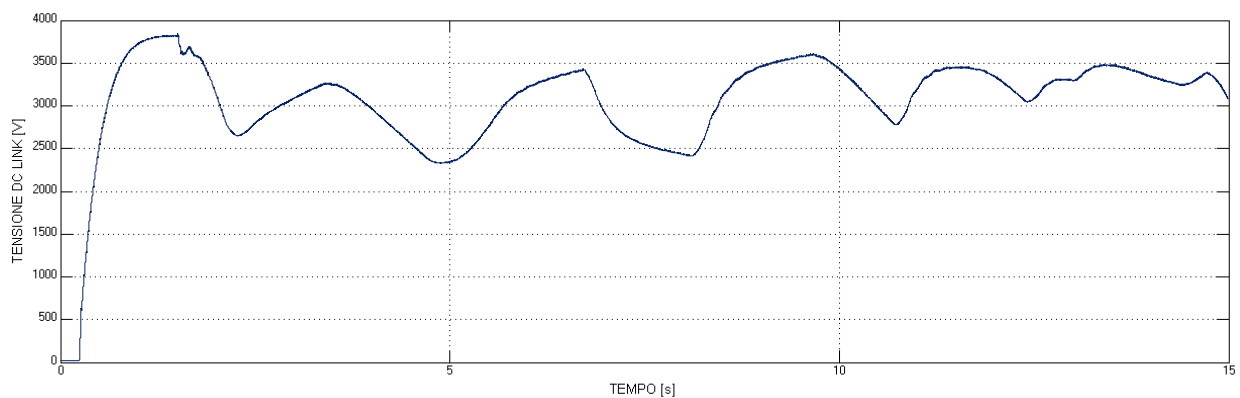


Figura 76 - Tensione sul DC link

Risultati ottenuti con vento fortemente variabile

Il vento con cui si è ora sollecitato il sistema è mostrato in figura 77; rispetto a prima ora il vento è molto più instabile e per questo motivo si possono valutare meglio le prestazioni dinamiche del sistema oggetto della simulazione.

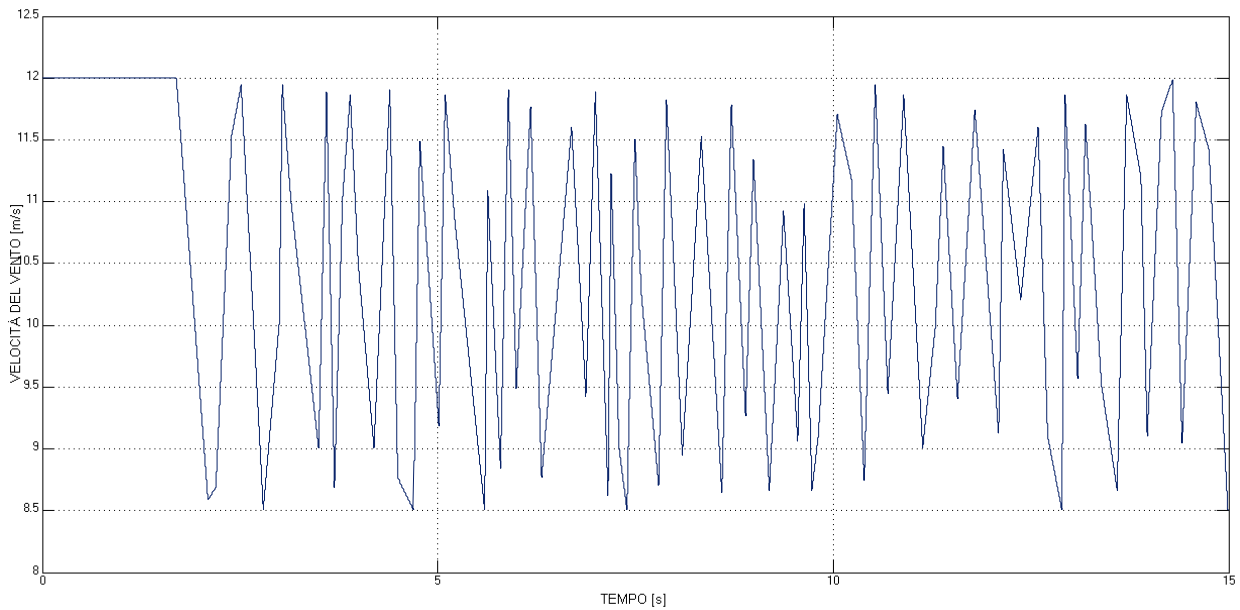


Figura 77 - Vento

In figura 78 invece sono mostrati gli andamenti nel tempo dei segnali di potenza: in rosso è indicata la potenza P_W , mentre in blu è indicata la potenza elettrica P_E prodotta dal generatore; anche in questo caso si nota la bontà dell'algoritmo di MPPT che segue bene le variazioni del vento.

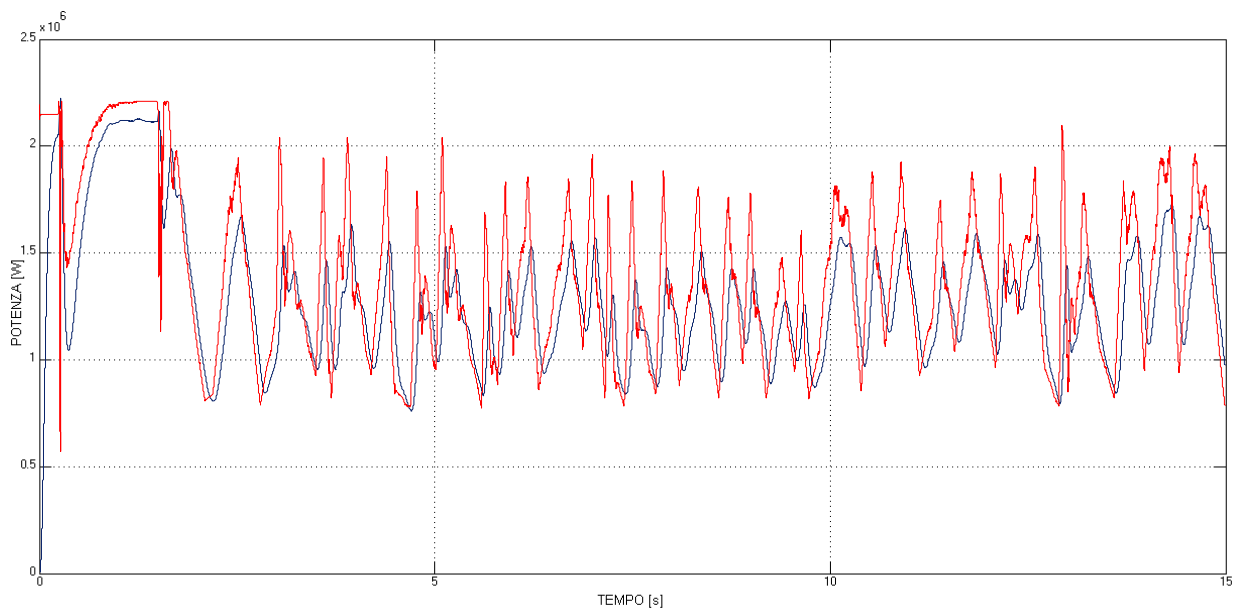


Figura 78 – Potenze

In figura 79 invece sono mostrati gli andamenti nel tempo della coppia motrice del vento T_W , disegnata in blu, e delle coppia elettromagnetica T_E , disegnata in rosso; in particolare si nota che la coppia elettromagnetica segue fedelmente la coppia motrice, fortemente variabile.

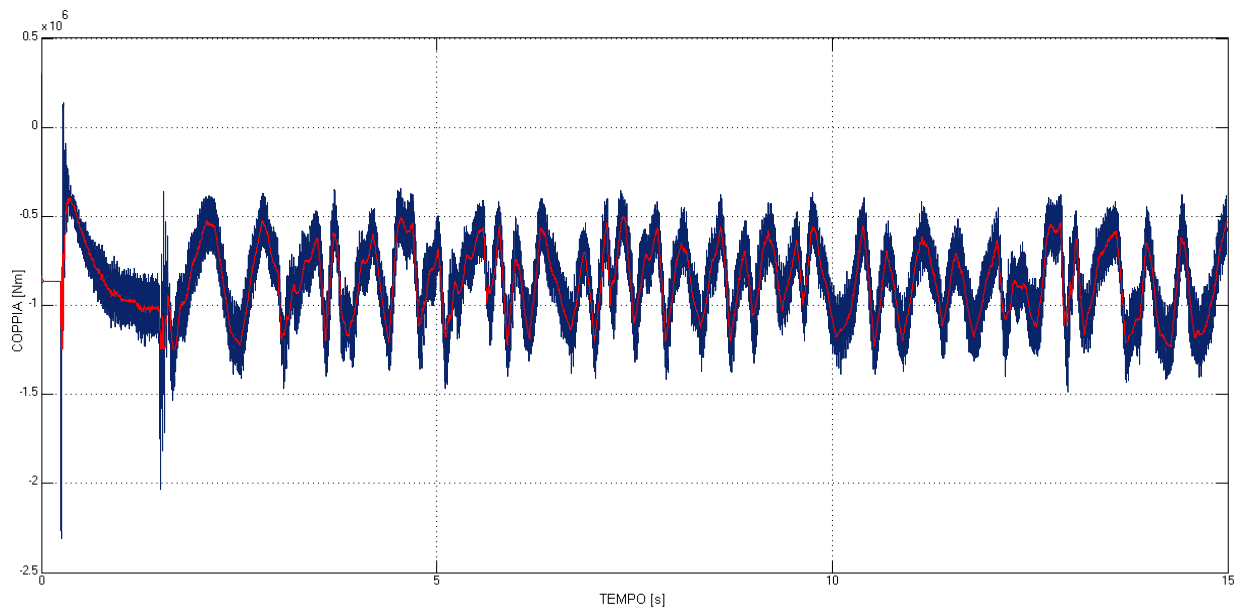


Figura 79 - Coppie

In figura 80 è mostrato l'andamento nel tempo della velocità del rotore; si nota come quest'ultimo continui a modificare la sua velocità come peraltro ci aspettiamo che le imponga l'algoritmo di MPPT al fine di massimizzare l'estrazione di potenza dalla vena fluida del vento. A 1,5 secondi, istante in cui il regolatore comincia a pilotare il raddrizzatore, si notano delle oscillazioni che però vengono prontamente smorzate.

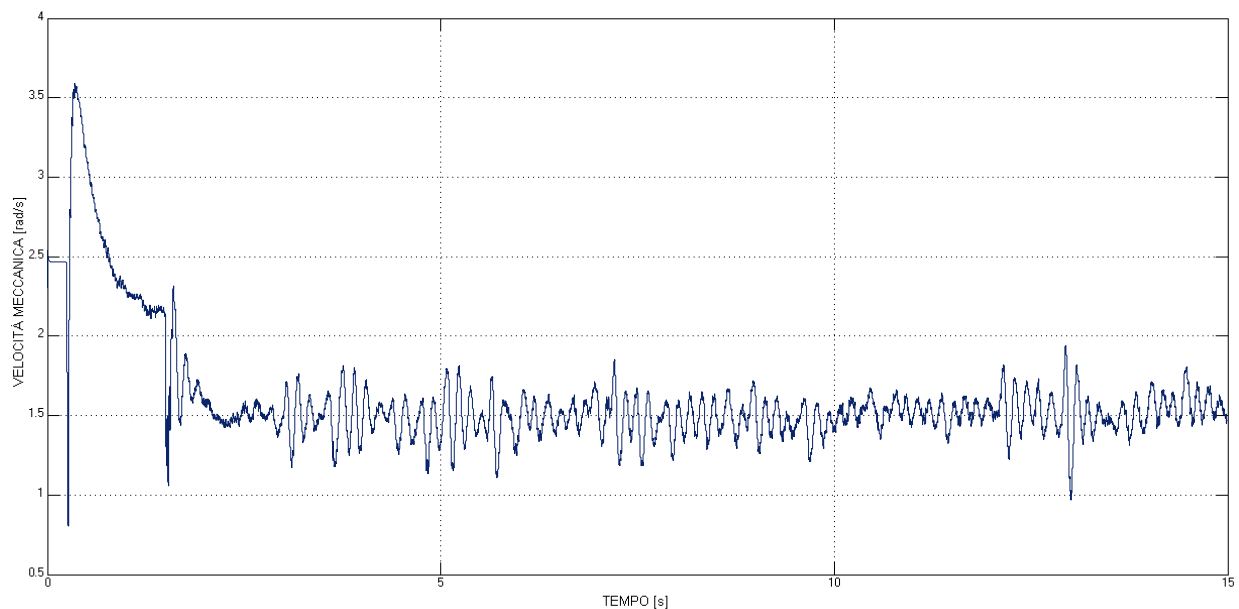


Figura 80 - Velocità meccanica

In figura 81 è invece mostrato l'andamento di C_p che permette di valutare oggettivamente le prestazioni del sistema implementato: esse sono da ritenersi molto soddisfacenti in quanto vediamo che il sistema reagisce alla perturbazione (la raffica di vento) in maniera molto rapida.

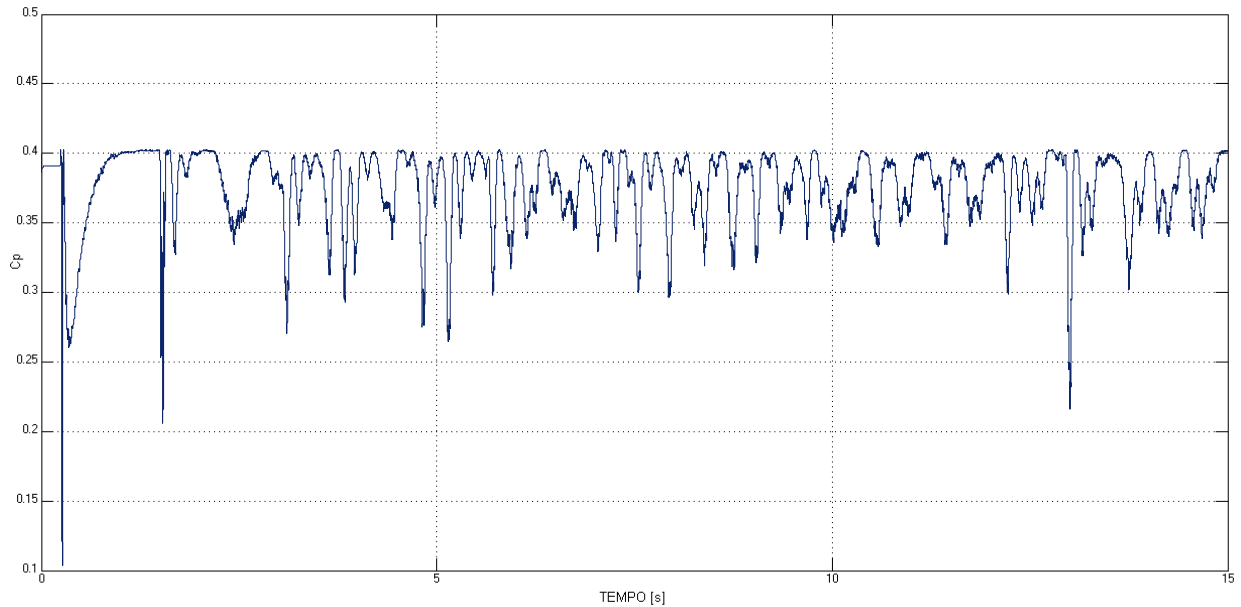


Figura 81 – C_p

In ultimo, nella figura 82 è mostrato l'andamento nel tempo della tensione sul DC link, proprio come nel caso precedente e congruamente con quello che ci si aspetta, la tensione sul DC link è libera di variare.

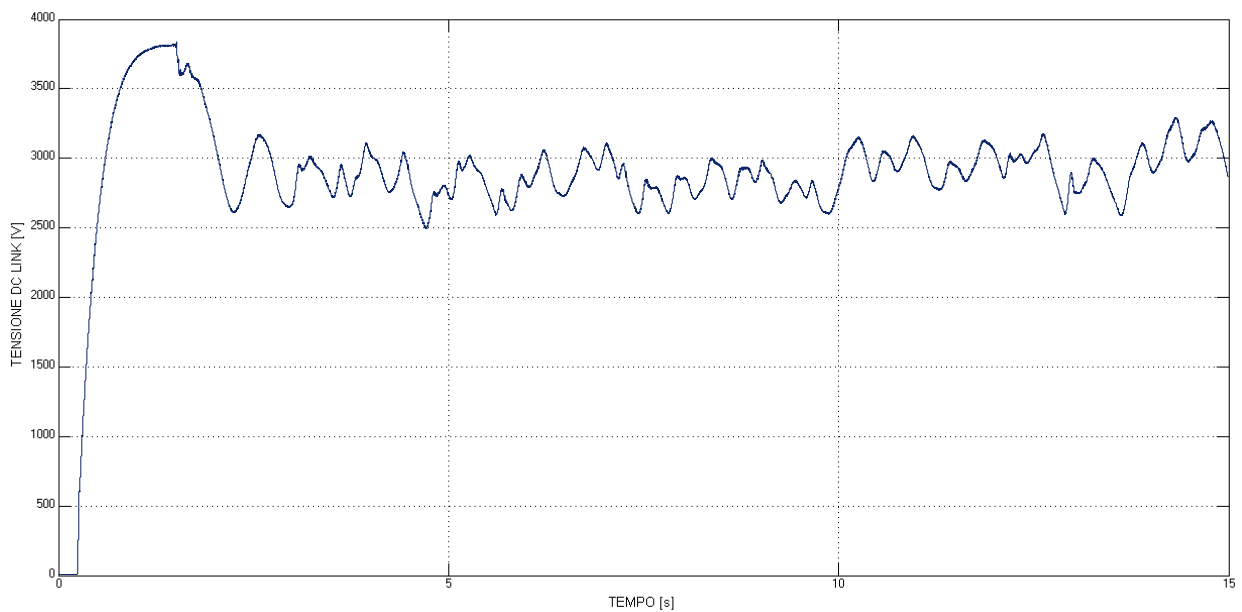


Figura 82 - Tensione del DC link

Conclusioni

Le simulazioni effettuate dimostrano che l'algoritmo di MPPT e il sistema di conversione studiato sono adatti per estrarre la massima potenza dalla vena fluida di vento; in particolar modo essi hanno dimostrato ottime prestazioni sia con vento incostante che con vento fortemente variabile.

Bibliografia:

Appunti del corso di Complementi di elettronica di potenza I + II;

Appunti del corso di Modellistica delle macchine e degli impianti elettrici;

Appunti del corso di Misure Elettriche II + Elaborazione numerica dei segnali di misura;

Appunti del corso di Impianti elettrici;

Articoli scaricati dal sito www.ieee.org:

M. Yin, G. Li, M. Zhou and C. Zhao, “Modelling of the wind turbine with a permanent magnet synchronous generator for integration”; IEEE PES General Meeting 2007.

A.M. Howlander, N.Urasaki, T. Senjyu, A. Uehara, A.Yona, A.Y. Saber, “Output power smoothing of wind turbine generation system for the 2 MW permanent magnet synchronous generators”; Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2010 International Conference.

N.P.W. Strachan, D. Jovcic, “Dynamic modelling, simulation and analysis of an offshore variable speed directly driven permanent magnet wind energy conversion and storage system”; OCEANS 2007 – Europe, 2007.

Ringraziamenti:

In queste poche righe vorrei ringraziare tutti quelli che in questi anni hanno creduto in me e che mi hanno aiutato in questa “faticosa” esperienza.

Vorrei ringraziare la mia famiglia e tutti quelli che mi vogliono bene perché mi hanno sostenuto, mettendomi nelle condizioni migliori per studiare ed in particolare vorrei ringraziare Marianna per i motivi che sai Lei.

Un doveroso ringraziamento va al Prof. Ing. GianMaria Foglia che mi ha seguito in questo mio lavoro di laurea dedicandomi parecchio del suo tempo e mostrando sempre una professionalità e una puntualità degna di nota.

Vorrei ringraziare in modo speciale i miei “compagni di ventura”: Francesco, Giordano, Giovanni e Marcello.

Francesco lo ringrazio per le innumerevoli chiacchierate sui massimi sistemi e per avermi sopportato in questi anni durante le pause pranzo, momenti in cui non sono molto sociale.

Giordano lo ringrazio per gli ottimi appunti di misure e per avermi regalato emozioni su emozioni con le sue innumerevoli performance a Worms.

Giovanni e Marcello meritano un ringraziamento speciale in quanto sono loro che mi hanno fatto da apripista alla specialistica ed io ho potuto, ma anche saputo, sfruttare al meglio l'esperienza che loro avevano maturato ed il punteggio con il quale mi laureo è anche merito loro, quindi grazie!

Oltre a ciò vorrei ringraziare Marcello perché quando non posso seguire la mia amata Juventus mi tiene sempre aggiornato su come va la partita e Giovanni, che meriterebbe una pagina di ringraziamenti, per avermi detto di spuntare l'opzione Limits data point to last e insegnato a come esportare i grafici da Matlab.

A tutti grazie.

LG