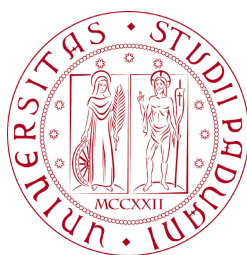


UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA



*Finito di scrivere il giorno 13 luglio 2012 utilizzando  $\text{L}^{\text{A}}\text{T}_{\text{E}}\text{X} 2_{\epsilon}$*

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA  
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

—  
DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA DELL'INFORMAZIONE

—  
TESI DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA  
DELL'AUTOMAZIONE

CONTROLLO DI UN  
AEROGENERATORE SINCRONO  
DIRECT DRIVE TRAMITE UN  
INVERTER LCI

RELATORE: CH.MO PROF. ING. SILVERIO BOLOGNANI

LAUREANDO: CORDIOLI MARCO

ANNO ACCADEMICO 2011-2012



*alla mia famiglia*



*“ Liberdade pra dentro da cabeça ”*

NATIRUTS





# Indice

<b>Introduzione</b>	<b>XI</b>
<b>1 Conversione dell'energia eolica</b>	<b>1</b>
1.1 Il vento . . . . .	3
1.2 Turbine Eoliche . . . . .	5
1.3 Potenza eolica . . . . .	7
1.4 Energia generata da un sistema di conversione eolico . . . . .	9
1.5 Generatori per turbine eoliche . . . . .	11
1.5.1 Generatori Sincroni . . . . .	11
1.5.2 Macchine a induzione . . . . .	12
1.6 Discussione . . . . .	16
<b>2 Sistemi di conversione dell'energia eolica</b>	<b>17</b>
2.1 Sistemi autonomi . . . . .	17
2.2 Sistemi collegati in rete . . . . .	19
2.2.1 Sistemi a velocità costante . . . . .	19
2.2.2 Sistemi a velocità variabile . . . . .	20
2.3 Approccio proposto . . . . .	25
<b>3 Intefaccia di potenza</b>	<b>27</b>
3.1 Introduzione . . . . .	27
3.2 Modulo AC/DC . . . . .	28
3.2.1 Ponte raddrizzatore trifase a diodi . . . . .	29
3.3 Modulo DC/AC . . . . .	30
3.3.1 Circuito CSI . . . . .	31

3.3.2	Controllo di fase in un CSI con tiristori a commutazione di linea (SCR-CSI)	36
3.3.3	Controllo della potenza di un SCR-CSI . . . . .	39
<b>4</b>	<b>Distorsione armonica e compensazione</b>	<b>43</b>
4.1	Misura della qualità dell'energia . . . . .	45
4.2	Tecniche di riduzione delle armoniche . . . . .	46
4.2.1	Filtro armonico passivo . . . . .	47
4.2.2	Convertitori a pulsazione multipla . . . . .	47
4.2.3	Tecniche di commutazione ad alta frequenza . . . . .	49
4.2.4	Filtri Attivi[1] . . . . .	49
4.3	Armoniche di un SCR-CSI connesso in rete . . . . .	50
4.4	Filtro attivo per la compensazione di un SCR-CSI . . . . .	53
4.4.1	Configurazione del sistema di compensazione . . . . .	53
4.4.2	Schema di controllo . . . . .	56
4.4.3	Tipologie di compensazione . . . . .	57
4.4.4	Valutazione della compensazione del filtro attivo . . . . .	60
4.5	Discussione . . . . .	62
	<b>Conclusioni</b>	<b>63</b>
	<b>A Mappa potenziale eolico europeo e italiano</b>	<b>67</b>
	<b>B Teoria di Betz</b>	<b>69</b>
	<b>C Eolico come energia intermittente</b>	<b>75</b>
	<b>Bibliografia</b>	<b>79</b>

# Introduzione

Lo sviluppo e l'utilizzo di fonti di energie rinnovabili è diventata una necessità urgente in vista dell'esaurimento dei combustibili fossili e dell'inquinamento legato al loro utilizzo.

L'energia del vento è una delle più competitive energie rinnovabili: la sua crescita e il suo rapido sviluppo hanno mostrato come questa sia una strada percorribile per l'industria energetica.

Il costo competitivo è stato il maggior traino allo sviluppo tecnologico dei sistemi di conversione eolica. Per il futuro ulteriori miglioramenti si potranno registrare nel campo dei sistemi di conversione elettromeccanica, nella conversione della potenza e nella progettazione e controllo degli aereogeneratori; bassa velocità, l'eliminazione del moltiplicatore di giri, velocità variabile e interfacciamento con la rete sono gli aspetti più importanti per la prossima generazione dei sistemi di conversione eolica.

Le grandi turbine eoliche con potenza superiore al MW sono sempre più competitive sul mercato per l'alta efficienza e il basso costo di manutenzione, per questo negli ultimi anni si è registrato un incremento nella potenza installata con turbine multi-mega watt, in particolare per applicazioni off-shore.

In questi sistemi di conversione i generatori direct-drive a velocità variabile si sono dimostrati una effettiva e efficiente soluzione per il completo disaccoppiamento con la rete e per loro capacità di catturare una grossa percentuale dell'energia eolica su ampi intervalli di velocità del vento. Di contro per generare potenza a frequenza fissa necessitano di una progettazione più complessa.

Molti metodi sono stati sviluppati per generare potenza a frequenza fissa a partire da turbine a velocità variabile.

Il metodo più semplice è utilizzare generatori a induzione con a rotore avvolto aggiungendo un resistore variabile esterno in serie agli avvolgimenti di rotore, ottenendo così una variazione della coppia elettromagnetica del generatore e della sua velocità, questo limita però a lavorare in un piccolo intervallo di velocità e non permette la completa conversione di tutta la potenza.

Altri sistemi sono stati progettati per permettere la completa conversione della potenza. Questi sistemi convertono la tensione a frequenza variabile prodotta dal generatore in un tensione continua per poi riconvertirla in tensione alternata a frequenza fissa; questo consente di lavorare su ampi intervalli di velocità e permette grande flessibilità nella progettazione del generatore. In questo scenario i sistemi di conversione maggiormente utilizzati sulle turbine attualmente installate si basano sulla classica tecnologia Voltage Source Inverter (VSI) e in particolare con lo scopo di avere un'ottima qualità di potenza molti progetti utilizzano la tecnica di modulazione (PWM) [2] [3]. Molte di queste soluzioni riducono l'efficienza, principalmente dovuta alle perdite di commutazione e incrementano le sollecitazioni sui semiconduttori aumentando la probabilità di guasti e aumentando il costo di manutenzione del sistema. Il rapido aumento della potenza nominale delle turbine aggrava ancora di più questo ultimo aspetto. Soluzioni alternative sono state proposte in [4] e in [5] utilizzando convertitori basati su inverter a commutazione di carico (LCI) che utilizzano ponti a tiristori totalmente controllati. Queste configurazioni utilizzano componenti più economici, più affidabili e resistenti allo stress ma hanno bisogno di mettere a valle del convertitore un filtro per compensare le distorsioni armoniche prodotte dall'inverter. Nel nostro studio ci concentreremo su queste ultime soluzioni.

# Capitolo 1

## Conversione dell'energia eolica

I mutamenti climatici e il progressivo esaurimento delle risorse naturali, energetiche fossili in particolare, ci impongono di ripensare la nostra economia in direzione della sostenibilità, della tutela dell'ambiente e delle generazioni future. In quest'ottica le fonti rinnovabili rappresentano certamente una via obbligata, oltre che una grande opportunità di sviluppo economico ed occupazionale per i paesi che saranno in grado di coglierla. L'Europa è da tempo in prima linea ed occupa una posizione leader nella promozione delle energie rinnovabili. Nel panorama globale l'Italia dispone certamente delle potenzialità per un concreto e significativo sviluppo delle energie rinnovabili ed in particolare dell'eolico ma, come per altri ambiti, vi è il rischio concreto che i numerosi apparati amministrativi che se ne occupano, soffochino o comunque, penalizzino pesantemente, un settore di rilevante interesse nazionale. Il comparto dell'energia eolica a livello mondiale ha superato i 200 Gigawatt di potenza installata alla fine del 2011. E' quanto si evince dal rapporto annuale della World Wind Energy Association (Wwea)[6] che analizza i dati raccolti fino al 2011: l'eolico installato nel mondo ha raggiunto complessivamente i 239 GW di potenza con un incremento di 42 GW nel 2011, superiore ai 37.6 GW registrati nel 2010. Secondo il rapporto, la Cina è il primo paese eolico del mondo con 62,3 GW, seguito da Usa (46,9 GW), Germania (29 GW) e Spagna (21,6 GW). Un forte aumento dell'utilizzo di energia eolica si sta osservando soprattutto nei paesi emergenti come Cina, Brasile, India e Messico, questo apre scenari di ulteriore crescita in quanto questi paesi hanno sempre più

bisogno di energia elettrica che può essere accompagnata da energia eolica. D'altra parte, alcuni dei mercati europei hanno mostrato stagnazione o addirittura un calo. Il mercato statunitense si è presentato più forte che nel 2010, tuttavia, le prospettive a medio termine non sono molto brillanti, a causa di una mancanza di chiarezza per quanto riguarda il sostegno politico. Il mercato eolico, soprattutto internazionale, si conferma fiorente in virtù di un giro d'investimenti nel 2011 pari a 71 miliardi[7] di euro e soprattutto grazie all'intervento della Cina che continua ormai da quattro anni a dominare il mercato realizzando il 40% di tutte le turbine eoliche a livello mondiale, con 18 GW in totale installati solo nell'ultimo anno.

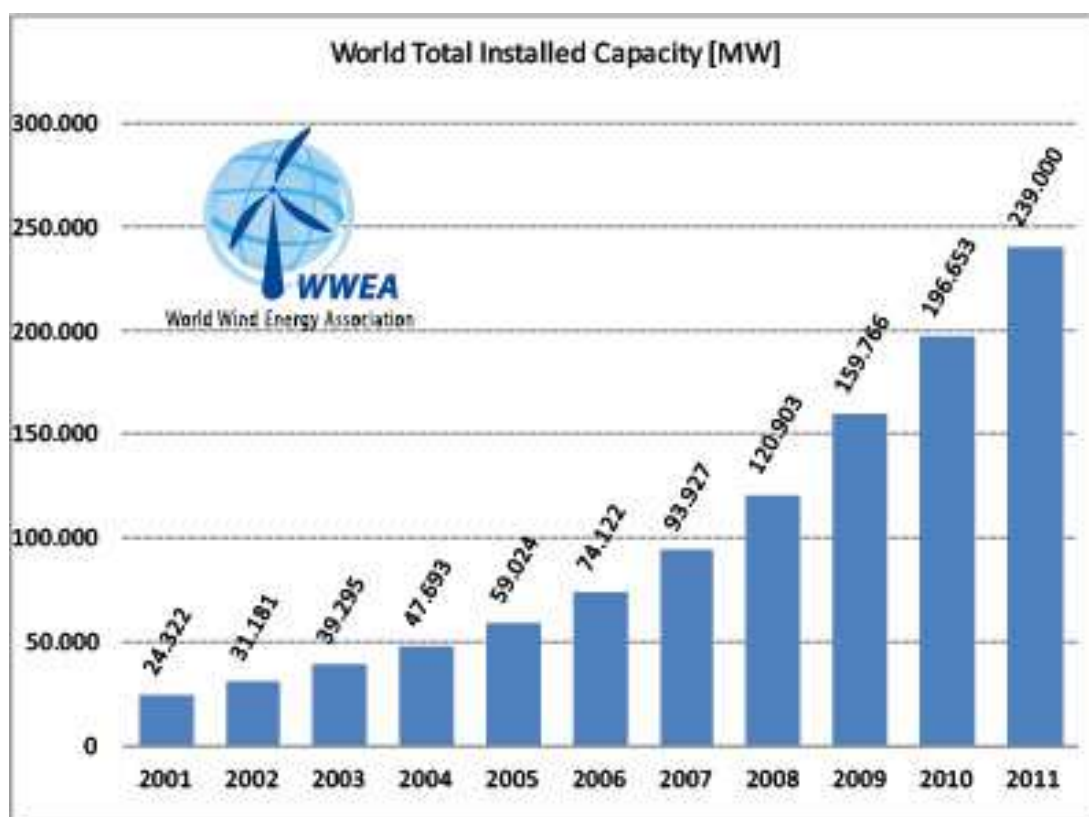


Figura 1.1: Totale installazione eolica a livello mondiale.

Per quanto riguarda l'Italia, con i suoi 950 MW di potenza eolica installata nel 2011, il bel paese si aggiudica il sesto posto nel mondo per potenza cumulativa installata 6.7 GW. Nonostante questo dato positivo la situazione italiana non è delle più rosee, il dato della potenza installata riflette infatti la situazione del settore con un ritardo in media di 3/4 anni, il periodo che intercorre tra il

finanziamento dell'iniziativa e la realizzazione della stessa. Il dato più allarmante è sicuramente quello relativo agli investimenti che nell'ultimo anno sono stati effettuati per iniziative nel comparto eolico. Si può infatti affermare che negli ultimi mesi il settore sia quasi completamente fermo con volumi di investimento in calo anche del 60-70% rispetto agli anni passati, con i principali stakeholders in cerca di finanziatori, che invece sono orientati ad altri settori ovvero ad altre tecnologie e comunque verso altri Paesi. Tali misure si stanno ripercuotendo inevitabilmente sul comparto occupazionale, invertendo una tendenza al rialzo dell'eolico, che pochi settori produttivi avevano conosciuto negli ultimi 10 anni. L'ANEV[8] (Associazione Nazionale Energia del Vento) sottolinea che attualmente la produzione di nuovi impianti è al palo in attesa che il governo emani il decreto attuativo della direttiva europea detta 20/20/20 che prevede appunto di ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, che ha come obiettivo di portare al 20% il risparmio energetico e che infine vuole aumentare del 20% il consumo di fonti energetiche rinnovabili. Senza decreto attuativo non si sanno quali saranno gli incentivi previsti per l'energia rinnovabile da fonti eoliche, nè quali saranno i meccanismi ed è per questo che molti imprenditori sono costretti a tenere la produzione degli impianti bloccata. Il decreto si attende da settembre anche perchè la direttiva europea prevede che il sistema di incentivi entri in vigore nei primi mesi del 2013. E' per questo che l'ANEV ribadisce ancora una volta la necessità di rilanciare l'eolico, tecnologia matura, economica e affidabile, con la rapida emanazione dei Decreti Ministeriali attesi in applicazione del D. Lgs. 28/2011, al fine di consentire agli operatori eolici di contribuire al raggiungimento efficiente degli obiettivi nel 2020.

## 1.1 Il vento

I venti sono causati dalla differenza di pressione lungo la superficie terrestre dovuta al fatto che la radiazione solare assorbita dalla terra sia maggiore nelle zone equatoriali rispetto a quelle polari. L'origine del vento è per questo la radiazione solare. In vista della produzione di energia elettrica una corretta verifica del potenziale eolico deve basarsi su misure effettuate sul campo appositamente per

questo scopo. La velocità e la direzione del vento variano costantemente nel tempo e nel caso in cui queste variazioni siano lente si può ricorrere a una descrizione statistica del vento come densità di probabilità, cioè la probabilità che la velocità del vento sia uguale a un determinato valore. Per ottenere una descrizione statistica del regime di vento in un determinata zona sono contate le ore che si riscontra una determinata velocità media oraria in funzione del numero totale di ore del periodo in analisi. E' desiderabile che il periodo di analisi sia il più lungo possibile, idealmente 3 anni come minimo, in modo da includere le variazioni da un anno all'altro. In letteratura è abitudine scegliere come larghezza di banda di un 1 m/s per distinguere una classe di vento dall'altra.

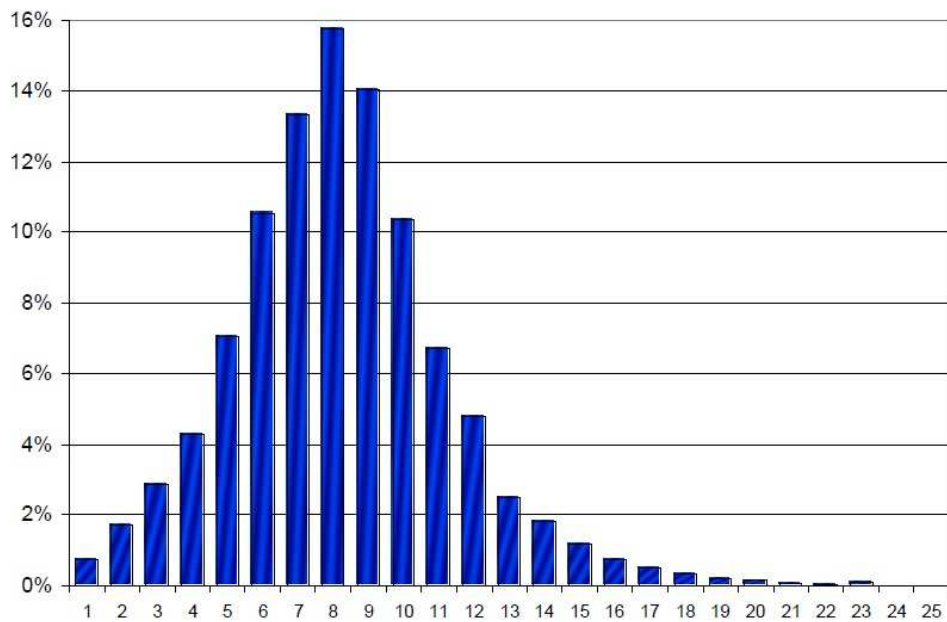


Figura 1.2: Distribuzione di densità del vento.

La densità di probabilità acquista importanza se è possibile descriverla in maniera analitica. Ci sono varie distribuzioni probabilistiche che rappresentano il regime del vento, ma la distribuzione di *Weibull* è normalmente considerata la più adeguata. La sua espressione matematica è la seguente:

$$f(\bar{u}) = \frac{k}{c} \left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{\bar{u}}{c}\right)^k} \quad (1.1)$$



dove  $\bar{u}$  è la velocità media del vento,  $c$  un parametro di scala e  $k$  è un parametro di forma.

La velocità media annuale del vento si calcola attraverso:

$$u_m = \int_0^{+\infty} \bar{u} f(\bar{u}) d\bar{u} \quad (1.2)$$

Nella pratica si hanno a disposizione distribuzioni discrete delle velocità media del vento per classi di 1 m/s. Per questo la velocità media annuale si calcola nella seguente forma approssimata:

$$u_m = \sum_{\bar{u}=0}^{\bar{u}_{max}} \bar{u} f(\bar{u}) \quad (1.3)$$

La funzione *Gamma*, relaziona i parametri  $c$  e  $k$  della distribuzione di *Weibull* con la media e la varianza della velocità del vento attraverso:

$$u_m = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (1.4)$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[ \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left( \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (1.5)$$

## 1.2 Turbine Eoliche

Le turbine eoliche sono uno strumento per la conversione di energia, dall'energia cinetica del vento a quella meccanica rotatoria. Geometricamente ci sono due tipi principali di turbine: ad asse verticale e ad asse orizzontale.

In funzione della tipologia di turbine impiegata il sistema di conversione presenta caratteristiche operative e prestazionali molto differenti: in particolare gli aerogeneratori di classe megawatt e multi-megawatt sono ad oggi realizzati soltanto con turbine ad asse orizzontale, per sistemi minieolici si osserva una coesistenza delle due tecnologie, infine per sistemi microeolici si ha una buona diffusione dei sistemi ad asse verticale, maggiormente adatti soprattutto in ambiente urbano per il minore impatto paesaggistico e per la maggiore adattabilità a flussi molto turbolenti e tipici delle installazioni a quote relativamente basse rispetto al livello del terreno o del tetto.

Fra le turbine ad asse verticale il modello più semplice è il rotore *Savonius*<sup>1.3</sup> che si compone di due (o quattro) lamiere verticali curvate a semicerchio. E' anche detta "turbina a resistenza" in quanto la coppia motrice sull'asse si genera a causa della differenza di resistenza (attrito) data al vento, da due o più superfici posizionate asimmetricamente rispetto all'asse.



Figura 1.3: Esempio di turbina eolica ad asse verticale

Le turbine ad asse orizzontale sono dette "turbina a portata" poiché le superfici disposte al vento presentano un profilo alare aerodinamico in grado di generare una distribuzione di pressione favorevole lungo la superficie della pala e, di conseguenza, una coppia disponibile all'asse nel verso di rotazione della macchina<sup>1.4</sup>. Le turbine a portanza hanno maggiore efficienza di quelle a resistenza, in quanto quest'ultime dissipano in attrito una quota non trascurabile dell'energia cinetica posseduta dal vento.



Figura 1.4: Esempio di turbina eolica ad asse orizzontale

### 1.3 Potenza eolica

L'energia cinetica  $E$  di una massa d'aria  $M$  spostata con velocità  $v$ (m/s) può essere espressa:

$$E = \frac{1}{2}Mv^2(J) \quad (1.6)$$

e la potenza del vento  $W$ , come

$$W = \frac{1}{2}\rho Av^3(W) \quad (1.7)$$

dove  $A$  è la superficie spazzata dalla pala della turbina e  $\rho$  la densità dell'aria. Quest'ultima equazione ci indica che la potenza dal vento è proporzionale

al cubo della velocità del vento. Ma non tutta la potenza del vento può essere estratta, la potenza catturabile dalla turbina è

$$W_{turbina} = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 (W) \quad (1.8)$$

dove  $C_p$  è detto coefficiente di potenza o di prestazione e dipende dal tipo di turbina e dalla modalità di operazione. Teoricamente il limite superiore di  $C_p$  è 59.3% ed è conosciuto come *limite di Betz*.

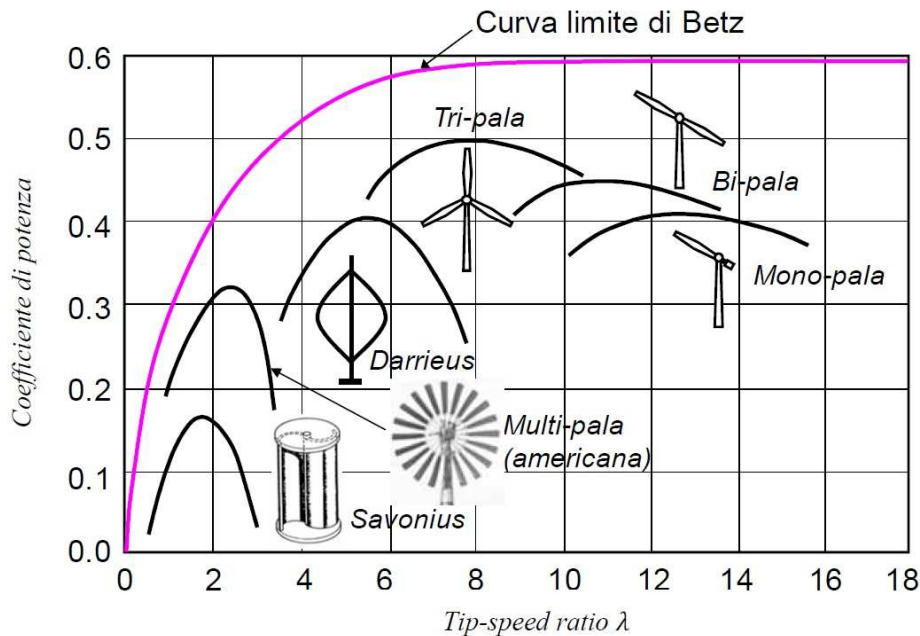


Figura 1.5: Coefficiente di potenza in funzione del tip speed ratio

Il coefficiente di potenza determina l'efficienza della turbina e dipende dal rapporto di tip-speed  $\lambda$  definito come  $\lambda = \frac{R\Omega}{v}$ , dove  $R$  è la lunghezza della pala e  $\Omega$  la velocità angolare e rappresenta quindi il rapporto tra la velocità della punta della pala e la velocità del vento. In figura 1.5 è mostrato l'andamento del coefficiente  $C_p$  in funzione del tip speed ratio  $\lambda$  per diverse tipologie di turbine, da questa immagine possiamo notare che le turbine ad asse verticale hanno coefficienti di potenza minori rispetto a quelle ad asse orizzontale; quest'ultime infatti raggiungono il massimo valore  $C_p$  per valori di  $\lambda$  maggiori e hanno un'efficienza più elevata.

## 1.4 Energia generata da un sistema di conversione eolico

Una tipica curva di potenza di una turbina eolica in funzione della velocità del vento è mostrata in figura 1.6, prima della velocità di taglio  $v_{in}$  non è in grado di superare le perdite fisse e per questo rimane inoperante; superata questa velocità man mano che la velocità del vento aumenta cresce rapidamente anche la potenza generata fino al raggiungimento della potenza nominale in corrispondenza della velocità  $v_r$ , da lì in avanti la potenza erogata è mantenuta costante attraverso strategie di controllo per limitare la potenza di uscita, strategie che possono essere meccaniche (*pitch control* e *controllo dello stallo*) o elettriche come il controllo della coppia reattiva. La curva di potenza si mantiene stabile fino alla velocità di vento  $v_{out}$ , ma una volta superata questa soglia non si genererà ulteriore potenza, le pale vengono staccate e fermate per evitare danni irreversibili alla struttura dovuti a velocità del vento troppo elevate.

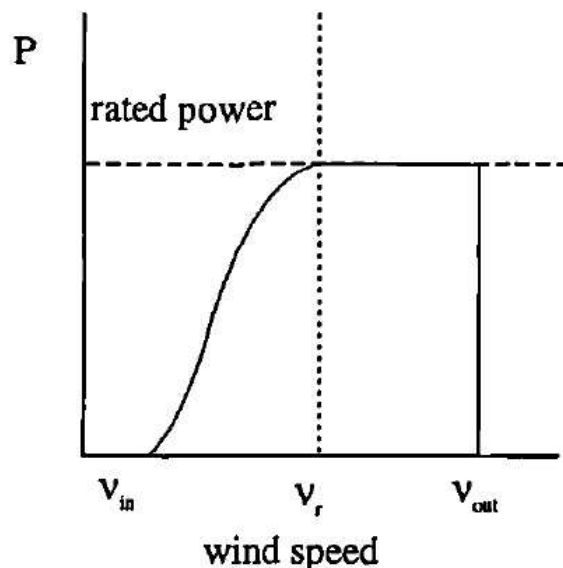


Figura 1.6: Potenza in funzione del vento

In figura 1.6 è riportata una distribuzione annuale della velocità del vento. L'energia annuale prodotta da un sistema di conversione eolica 1.8 può essere ottenuta dalle due curve precedente 1.6 e 1.7. Risulta evidente che l'energia pro-

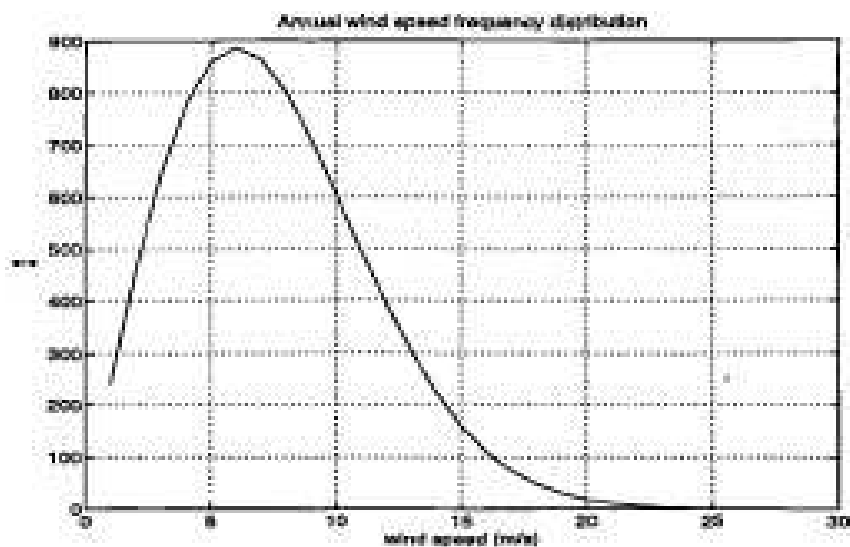


Figura 1.7: Distribuzione annulmente dal sistema

dotta annulmente da un sistema di conversione eolico è fortemente legato alla scelta del sito di posizionamento, dal progetto della turbina e dalla strategia di controllo.

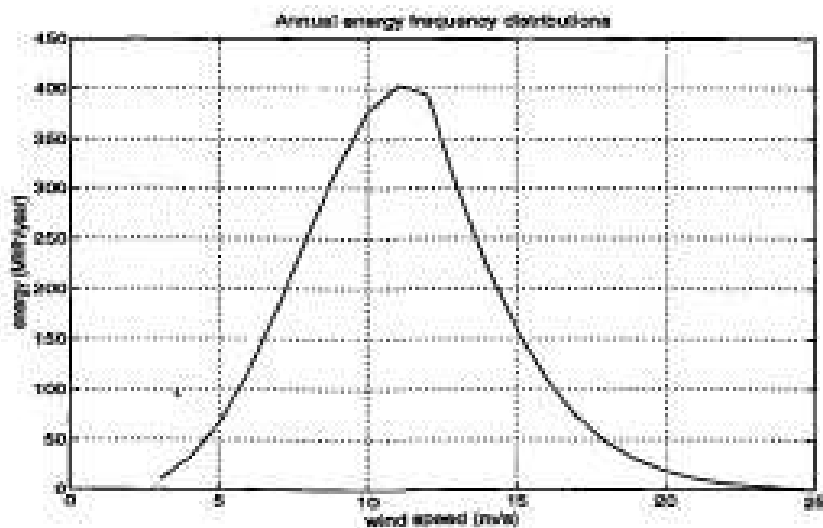


Figura 1.8: Energia prodotta annulmente dal sistema

## 1.5 Generatori per turbine eoliche

Varie macchine elettriche sono state usate per generare potenza elettrica dal vento. Generatori DC con batterie di immagazzinamento sono usati nei primi sistemi di piccole dimensioni. Ad oggi generatori di corrente alternata sincroni o asincroni sono universalmente utilizzati per produrre potenza alternata.

### 1.5.1 Generatori Sincroni

#### Generatori sincroni a campo avvolto

Il principio di funzionamento del generatore sincrono a campo avvolto si basa su una spira rotante che taglia il campo magnetico indotto, per cui ai suoi capi risulta disponibile una f.e.m. alternata. Ai fini della produzione di f.e.m., si può anche tenere fissa la spira collocandola sullo statore e creare invece un campo magnetico rotante mediante una o più coppie di poli (con avvolgimenti). La frequenza e la tensione ai capi della spira sono proporzionali alla velocità di rotazione del rotore. Infatti se connesso alla rete, per funzionare alla frequenza di quest'ultima, la turbina deve ruotare ad un numero di giri costante e pari a  $n = 50f/p$ ; per questo motivo risulta necessario l'uso di un moltiplicatore meccanico. Questo tipo di generatore<sup>1.9</sup> è ad oggi quasi scomparso nelle macchine eoliche anche perché la sua efficienza è molto inferiore a quella di aerogeneratori a velocità variabile.

#### Generatori sincroni a magneti permanenti

Un'altra tecnologia utilizzata è quella nel generatore sincrono a magneti permanenti detto anche "direct drive". Il generatore sincrono "direct drive", ovvero senza moltiplicatore di giri, è composto da un generatore a magneti permanenti, accoppiato direttamente alla turbina. Ovviamente ad un costo minore dovuto alla scomparsa del moltiplicatore di giri, se ne avrà uno maggiore per l'elevato numero di coppie polari e per la complessità dell'elettronica di potenza. Essendo quest'ultima una componente tecnologica in grande evoluzione, in special modo per quanto riguarda i costi di mercato, attualmente il generatore "direct drive"



Figura 1.9: Statore e rotore di un generatore sincrono a campo avvolto

risulta essere la soluzione tecnologica più utilizzata negli aerogeneratori di piccola taglia, ma negli ultimi anni si è registrata un'ampia diffusione di tale tecnologia anche per macchine di media e grande taglia, sviluppo che recentemente ha subito una battuta d'arresto dovuta all'impennata dei costi delle materie prime per la produzione dei magneti. Il generatore sincrono a magneti permanenti è comunque la soluzione più performante disponibile sul mercato in quanto, per la grande flessibilità del sistema di generazione e perchè è in grado di operare a velocità variabili su un ampio campo di velocità.

### 1.5.2 Macchine a induzione

Grazie a caratteristiche come l'affidabilità, la semplicità, l'elevato rendimento e il basso costo di investimento, la macchina asincrona a induzione rappresenta il dispositivo più diffuso nell'utilizzazione dell'energia elettrica come forza motrice. Nella macchina asincrona la velocità di rotazione non risulta univocamente legata alla frequenza, ma dipende dal carico meccanico applicato; da questa particolarità ne deriva il suo nome. Come tutte le macchine elettriche il suo funzionamento è reversibile, quindi può funzionare anche come generatore, con opportune condizioni di lavoro. In passato, a causa di alcune limitazioni, l'uso della macchina asincrona per la produzione di energia elettrica non era frequente. Grazie allo sviluppo dell'elettronica di potenza è stato possibile risolvere alcuni aspetti pro-



blematici aumentandone l'efficienza. E questo ha portato ad un maggiore impiego rispetto al passato.

A seconda della tipologia con cui vengono realizzati gli avvolgimenti rotorici, si distinguono due tipi di macchina asincrona: a gabbia di scoiattolo e a rotore avvolto. Nel primo caso<sup>1.10</sup> il rotore è costituito da un sistema di sbarre conduttrici coassiali all'asse di rotazione e pressofuse direttamente nelle cave ricavate lungo tutta la periferia esterna del nucleo ferromagnetico. Le sbarre sono chiuse in cortocircuito da due anelli conduttori posti agli estremi che costituiscono anche un fissaggio meccanico per le sbarre stesse. I vantaggi di questo tipo di rotore sono la semplicità di realizzazione, la robustezza e l'economicità; c'è da aggiungere che esso non ha un numero fisso di poli ma si adatta autonomamente al numero di poli di statore rendendolo utilizzabile per motori con numero di giri nominale diverso tra loro. Tra gli svantaggi si registrano una ridotta coppia di avviamento ed un'elevata corrente di spunto, a causa della bassa resistenza rotorica indispensabile per non compromettere il rendimento a regime.

Nel secondo tipo<sup>1.11</sup> di macchina vi è un normale avvolgimento, simile a quello di statore, di tipo trifase collegato a stella. I capi delle fasi vengono connessi a degli anelli conduttori, calettati sull'albero motore ma isolati da questo, sui quali poggiano delle spazzole collegate ad un reostato esterno che può essere utilizzato per la messa in moto. Andando ad aumentarne la resistenza rotorica si diminuisce la corrente di spunto e si incrementa la coppia di avviamento. Il reostato, completamente inserito all'atto di chiusura dell'interruttore sulla linea, viene disinserito gradualmente all'aumentare della velocità di rotazione e completamente escluso in condizioni di normale funzionamento. E' possibile operare anche una regolazione grossolana della velocità: variando la resistenza di rotore, si modifica infatti anche la caratteristica meccanica della macchina. Con l'avvento dell'elettronica di potenza si preferisce ottenere la regolazione della velocità tramite inverter. Risulta importante precisare che il numero delle fasi del rotore può essere diverso da quello di statore, ma è indispensabile che il numero di poli sia eguale per i due avvolgimenti.

Per rendere più comprensibile il funzionamento del generatore asincrono, si pensi dapprima al funzionamento del motore asincrono: il campo rotante prodotto



Figura 1.10: Rotore di una macchina asincrona a gabbia di scoiattolo

dalle correnti di statore (induttore) induce negli avvolgimenti di rotore (indotto) tensione che genera circolazione di corrente, essendo gli avvolgimenti di rotore chiusi su se stessi (in cortocircuito). Queste correnti generano a loro volta un campo magnetico che ruota alla stessa velocità di quello di statore. Tra i due campi si manifesta una forza che si trasmette al rotore ponendolo in rotazione nel senso del campo rotante, la rotazione fa variare la corrente di rotore in quanto varia la f.e.m. indotta per la variazione della velocità relativa tra rotore e campo rotante. Affinché esista una coppia motrice, deve esserci corrente negli avvolgimenti di rotore. Quest'ultimo ruota perciò ad una velocità inferiore a quella del campo rotante e la differenza, che definisce lo scorrimento, dipende dall'entità della coppia resistente. Se il rotore viene portato ad una velocità superiore a quella



Figura 1.11: Macchina asincrona a rotore avvolto

di sincronismo, anziché ad una inferiore, esso si comporta non come motore ma come generatore<sup>1.12</sup>.

Infine è importante sottolineare che a differenza del generatore sincrono, l'asincrono non produce potenza reattiva, anzi ne assorbe dalla rete e ciò fa sì che debba essere collegato a uno o più banchi di condensatori per compensare tale svantaggio. Oltre a tutti i limiti descritti di tale generatore rimane da dire che il limite più importante che ha fatto sì che ad oggi esso non sia utilizzato in nessuna macchina di media e grande taglia è che debba funzionare a velocità di rotazione sostanzialmente costante. Come si può osservare dalla figura<sup>1.12</sup>, le zone di funzionamento stabile sia da generatore che da motore sono caratterizzate da bassi valori di scorrimento e quindi da velocità molto prossime a quelle di sincronismo, che rendono la macchina asincrona una macchina praticamente a velocità costante, a dispetto del nome. Esistono tuttavia diversi modi di variare la velocità e la coppia per ottenere una macchina più versatile, tecniche che sono state sviluppate

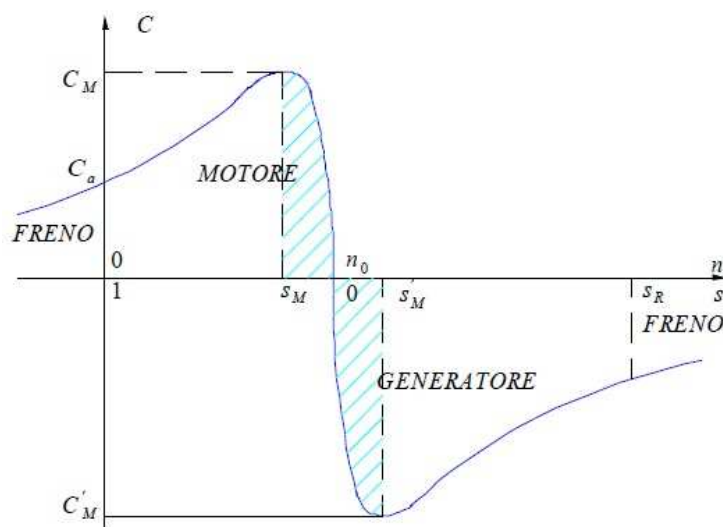


Figura 1.12: Caratteristica meccanica di una macchina asincrona

soprattutto grazie all'avvento dell'elettronica di potenza.

## 1.6 Discussione

In questo capitolo è stata brevemente descritta la storia dell'utilizzo dell'energia eolica e sono stati presentati i principi concetti relativi alla conversione dell'energia meccanica e le macchine elettriche utilizzate per questo scopo. Negli ultimi anni si è avuto un incremento della potenza delle turbine eoliche e dei generatori questo per ridurre i costi dell'energia prodotta. Attualmente molte delle turbine installate variano dal  $1.5\text{ MW}$  a  $5\text{ MW}$  e molto sforzi di ricerca sono stati fatti con l'obbiettivo di raggiungere i  $5\text{-}10\text{ MW}$  [2]. In questi sistemi i generatori sincroni a piena conversione sono una efficiente ed effettiva soluzione per disaccoppiamento dalla rete ed efficienza, in particolare i magneti permanenti sono la soluzione più performante presente ora sul mercato.

# Capitolo 2

## Sistemi di conversione dell'energia eolica

Sebbene l'energia eolica sia stata utilizzata anche per pompare acqua e per riscaldare, le moderne turbine eoliche sono utilizzate per la produzione di energia elettrica. I sistemi di conversione dell'energia eolica possono essere autonomi oppure connessi a una grande rete dove operano a velocità fissa o a velocità variabile. Alcune tipiche configurazioni e le loro caratteristiche sono discusse in questa sezione. Per le loro scarse applicazioni non sono state prese in considerazione sistemi con generatori di corrente continua e per questo sono stati considerati e discussi solo sistemi con generatori a corrente alternata sincroni e asincroni.

### 2.1 Sistemi autonomi

I sistemi autonomi possono essere utilizzati per generare corrente continua o corrente alternata. I sistemi in continua sono normalmente usati in piccole applicazioni come alimentazione per ripetitori, fari di navigazione, stazioni meteo o simili installazioni non presidiate e in postazioni remote. I classici sistemi sono mostrati in figura 2.1, in queste configurazioni può essere utilizzato sia un generatore sincrono (generatore a magneti permanenti o ad avvolgimento.) che un generatore a induzione dotato di un sistema di auto-eccitazione. L'uscita del generatore può essere rettificata in parallelo con una batteria di accumulatori per alimentare il

carico e per mantenere la tensione continua a un valore costante può essere utilizzato nel caso dell'alternatore il controllo dell'eccitazione oppure un raddrizzatore controllato nel caso di generatori a magneti permanenti o ad induzione.

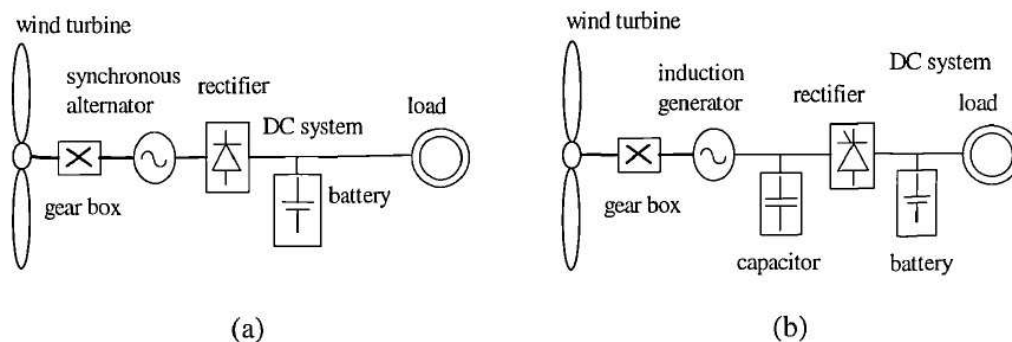


Figura 2.1: (a) Sistema autonomo DC con generatore sincrono (b) Sistema autonomo DC con generatore asincrono

Un'alimentazione alternata con tensione e frequenza costante può essere necessaria in situazioni di carichi situati distante dalla rete di alimentazione come per esempio industrie rurali o zone insulari. Allo scopo di mantenere costante la tensione e la frequenza sono spesso utilizzati una batteria e un inverter. Possono essere collegati in parallelo a questo sistema altri fonti di energia (solare, diesel etc.). Tale sistema è mostrato in figura 2.2

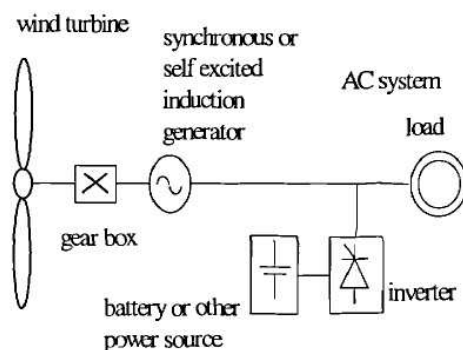


Figura 2.2: Sistema autonomo AC

## 2.2 Sistemi collegati in rete

Per il pieno sfruttamento della capacità dei sistemi di conversione eolica, la grande maggioranza dei medi o grandi aerogeneratori sono collegati a grandi reti di energia. In questa situazione possiamo dividerli in due categorie: quelli a velocità costante e quelli a velocità variabile.

### 2.2.1 Sistemi a velocità costante

In questo caso il generatore produce potenza alla frequenza della rete mentre la turbina e generatore mantengono una velocità costante. Questo sistema mostrato in figura 2.3 ha il merito di essere estremamente semplice. Il sistema consiste in un generatore sincrono o in una macchina ad induzione connessi alla rete elettrica. Nel caso venga utilizzato un generatore sincrono a campo avvolto il controllo della turbina, necessario per la regolazione della potenza assorbita, viene fatto attraverso il circuito d'eccitazione del motore. Poichè normalmente il generatore è solidarmente accoppiato alla turbina attraverso un riduttore di giri, la turbina e il generatore agiscono come un sistema di smorzamento massa-molla, in questa configurazione si rendono inoltre necessari strumenti che permettano di smussare le oscillazioni di potenza. I generatori asincroni a gabbia di scoiattolo sono leggeri, robusti e economici rispetto ai generatori sincroni. Le macchine ad induzione richiedono però una data quantità di potenza reattiva per il loro funzionamento. Tale potenza deve essere prelevata dalla rete o fornita localmente da una batteria di condensatori appositamente dimensionata. Nel funzionamento da generatore, la macchina asincrona viene accelerata dal rotore eolico fino alla velocità di sincronismo e quindi connessa alla rete oppure è dapprima connessa alla rete ed avviata come motore fino alla velocità di regime. Quando viene utilizzato il primo metodo di avviamento la turbina deve essere chiaramente auto-avviante, quindi usualmente deve essere presente il controllo dell'angolo di Pitch. Mentre il secondo metodo è utilizzato nelle turbine a controllo passivo di stallo. In questo caso il sistema di controllo monitorizza la velocità del vento e stabilisce il range di velocità entro cui avviare l'aerogeneratore. Raggiunta la velocità di sincronismo la potenza eolica estratta fa girare il rotore in marcia iper-sincrona a scorrimento

negativo, erogando quindi alla rete potenza attiva. Poichè lo scorrimento ha valore dell'ordine del 2%, lo scostamento dalla velocità nominale è di fatto molto limitato ed è per questo che l'impiego di tali macchine elettriche determina il funzionamento dell'aerogeneratore a velocità costante. Uno dei principali problemi di questa macchina è l'assorbimento di potenza reattiva, questo problema può essere risolto con un circuito di compensazione realizzato con condensatori per compensare parte della potenza reattiva sollecitata dal circuito magnetico della macchina.

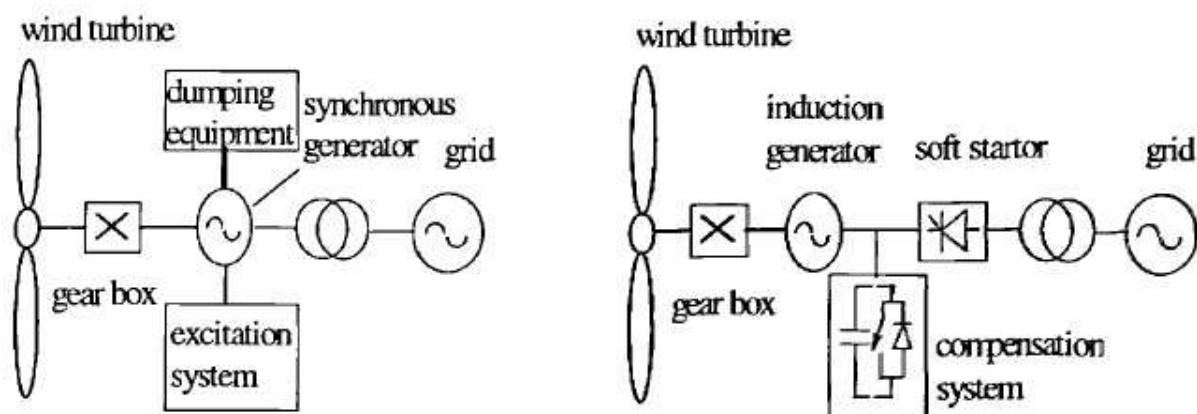


Figura 2.3: (a) Generatore sincrono a velocità costante connesso alla rete (b) Generatore asincrono a velocità costante connesso alla rete

### 2.2.2 Sistemi a velocità variabile

Interponendo un convertitore di frequenza fra il generatore e la rete è possibile disaccoppiare la velocità di rotazione del generatore dalla frequenza di rete, permettendo così di far variare la velocità di rotazione del rotore della turbina. Per controllare la velocità della turbina si possono utilizzare tecniche che modificano le caratteristiche aerodinamiche della turbina come il controllo dello stallo e dell'imbardata o il controllo del calettamento (pitch control) oppure agendo direttamente sul generatore controllandone la coppia reattiva. I sistemi a velocità variabile permettono di catturare una grande percentuale dell'energia del vento, per velocità di vento inferiori a quelle nominali, la velocità di rotazione del rotore



può essere variata in funzione della velocità del vento per permettere alla turbina di lavorare alla massima efficienza. Come visto la potenza generata dalla turbina dipende dal coefficiente di potenza  $C_p$  che è funzione del rapporto di tip-speed  $\lambda$ , per ogni velocità di vento è associata una velocità ottima di rotazione dell'albero che permette di catturare la massima energia. La tipica strategia è mantenere fisso il tip-speed che massimizza il coefficiente  $C_p$  modificando la velocità del rotore fino al raggiungimento della potenza nominale e successivamente continuare il controllo della velocità di rotazione per mantenersi sul punto di lavoro che permette di generare potenza al valore nominale. Se la velocità del vento diventa troppo elevata, per evitare il rischio di danni alla struttura, viene ridotta la velocità del rotore e portato allo stallo. La capacità di operare a ridotte velocità di rotazione e con velocità basse di vento altre a permettere di catturare una percentuale maggiore di energia ha inoltre il vantaggio di ridurre il rumore aerodinamico generato. Tale rumore è particolarmente importante con venti bassi in quanto il rumore ambientale non è in grado di mascherare il rumore della turbina. Gli svantaggi legati all'utilizzo di sistemi a velocità variabile stanno nell'utilizzo del convertitore di frequenza, questo componente infatti oltre ad aumentare i costi e la complessità del sistema genera di perdite di potenza ed può essere fonte di distorsione armonica.

Di seguito verranno presentate alcune tipiche configurazioni per i sistemi a velocità variabile.

### **Sistema con generazione asincrona**

Le macchine ad induzione necessitano di una sorgente di potenza reattiva per la magnetizzazione, questa può essere trasmessa attraverso un raddrizzatore autocommutativo nel lato generatore. In figura 2.4 è mostrato il tipo di sistema dove sono utilizzati (sia nel lato generatore come rettificatore e sia nel lato rete come inverter) convertitori (PWM) che sfruttano componenti ad alta frequenza di commutazione come transistor IGBT. Questi tipi di convertitori possono produrre forme d'onda di corrente sinusoidale alla frequenza desiderata e di buona qualità con presenza di poco inquinamento armonico. Di contro questo sistema è abbastanza costoso e presenta notevoli perdite di potenza.

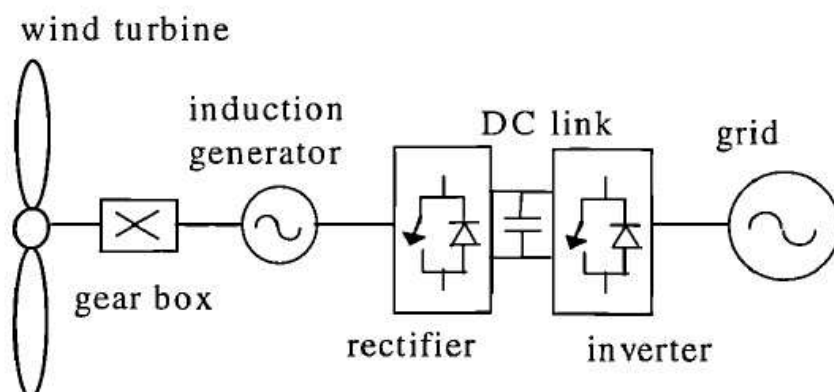


Figura 2.4: Sistema a velocità variabile con generatore asincrono interamente controllato

La potenza reattiva richiesta da una macchina ad induzione può raggiungere il 70% del valore nominale, comportando così un elevato rapporto di potenza tra macchina e convertitore. Per fornire potenza reattiva può essere usato anche un circuito di auto-eccitazione lato generatore ottenuto attraverso un compensatore statico di potenza reattiva SVC collegato ai terminali del generatore.

Lo schema di questa configurazione è mostrato in figura 2.5. In questo caso può essere usato un rettificatore a diodi.

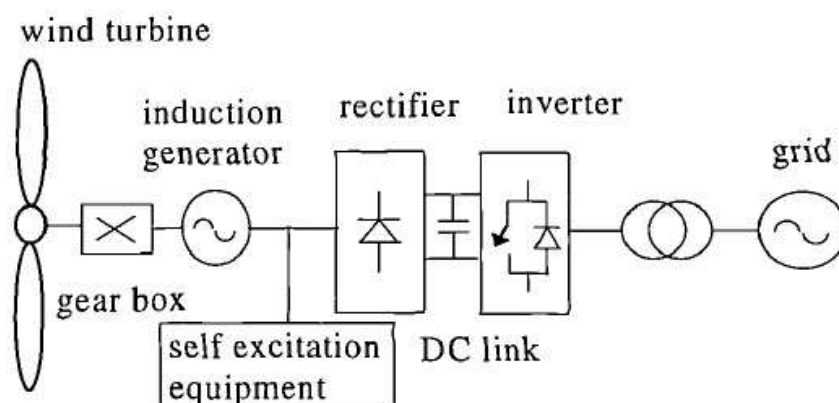


Figura 2.5: Sistema a velocità variabile con generatore asincrono auto-eccitato

Il generatore a doppia alimentazione (doubly fed induction generator DFIG) è un'evoluzione del generatore asincrono e può essere utilizzato nei sistemi a velo-

cita variabile come mostrato in figura 2.6; il termine *doubly fed* riflette il fatto che la macchina è doppiamente alimentata: dallo statore attraverso la rete e dal rotore tramite un apposito convertitore statico. Lo statore non presenta differenze, mentre il rotore deve essere necessariamente di tipo avvolto e non a gabbia dato che i circuiti rotorici non vengono cortocircuitati, ma anch'essi sono alimentati; la presenza del convertitore statico offre la possibilità di interfacciare i circuiti rotorici con tensione e frequenza variabili. Un'altra miglioria introdotta grazie al convertitore statico, fa sì che tutto avvenga come sul rotore fosse presente un generatore di tensione, analogamente a quanto succede nel motore a corrente continua. La tensione di rotore può allora essere utilizzata come variabile di controllo nel problema di regolazione della potenza attiva e reattiva generata dalla macchina, offrendo in questo modo i servizi di rete che col generatore classico non potevano essere forniti. In questo caso non risulta critica la presenza dell'inverter che nell'ipotesi di generatore a velocità totalmente variabile introduceva un aumento considerevole del costo e un decremento della qualità del servizio a causa delle armoniche immesse in rete. Qui la potenza nominale del convertitore statico non risulta infatti essere quella nominale del generatore, bensì quella che fluisce attraverso il rotore; tale potenza è molto inferiore (valori tipici si attestano attorno al 30% di quella nominale), con costi di investimento minori, minore immissione di armoniche in rete e minor impatto sul rendimento del sistema.

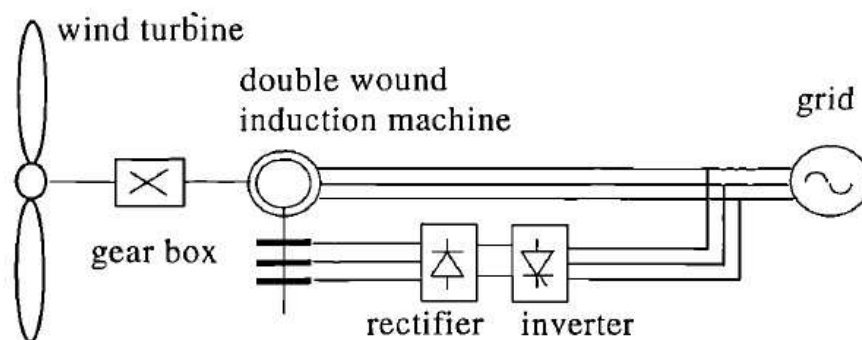


Figura 2.6: Sistema a velocità variabile con generatore asincrono a doppia alimentazione

### Sistema con generatore sincrono

Un'altra opzione per i sistemi a velocità variabile è l'utilizzo di un generatore sincrono. Questo tipo di macchina risulta essere più costosa e molto più complessa dal punto di vista meccanico e rispetto alla macchina asincrona necessita di sistema di potenza per interfacciarsi con la rete più complesso, ha però il vantaggio di avere una maggiore efficienza ed è particolarmente adatta nelle applicazioni di grande potenza. Il campo magnetico del generatore sincrono può essere creato attraverso i magneti permanenti oppure attraverso un sistema di eccitazione esterna. La macchina sincrona è probabilmente la più adeguata per il controllo totale della potenza essendo collegata alla rete attraverso un convertitore elettronico di potenza. Il generatore sincrono con eccitazione separata rappresentato in figura 2.7 ottiene l'eccitazione attraverso un generatore di corrente continua il cui livello di tensione generata è adatto ad quello che necessita l'avvolgimento di eccitazione. Questa macchina ha il vantaggio di fornire una risposta più stabile a fronte di variazioni della caratteristica della velocità del vento.

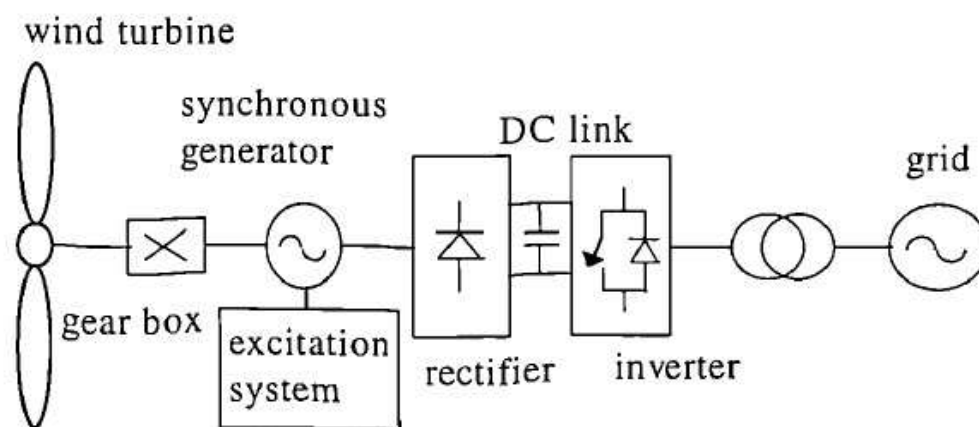


Figura 2.7: Sistema a velocità variabile con generatore sincrono con eccitazione separata

Relativamente all'uso di un sistema con un generatore sincrono a magneti permanenti (Permanent Magnet Synchronous Generator - PMSG) rappresentato in figura 2.8 è molto efficace dovuto alla sua auto-eccitazione e all'assenza del

riduttore di giri cosa che permette un funzionamento con alto fattore di potenza e alta efficienza. La potenza estratta dalla turbina eolica è trasferita attraverso un sistema di conversione elettronico che collega il generatore alla rete elettrica. Gli svantaggi di questa topologia sono legati all'alto costo delle materie prime per la produzione dei magneti permanenti e la forte probabilità di smagnetizzazione alle alte temperature.

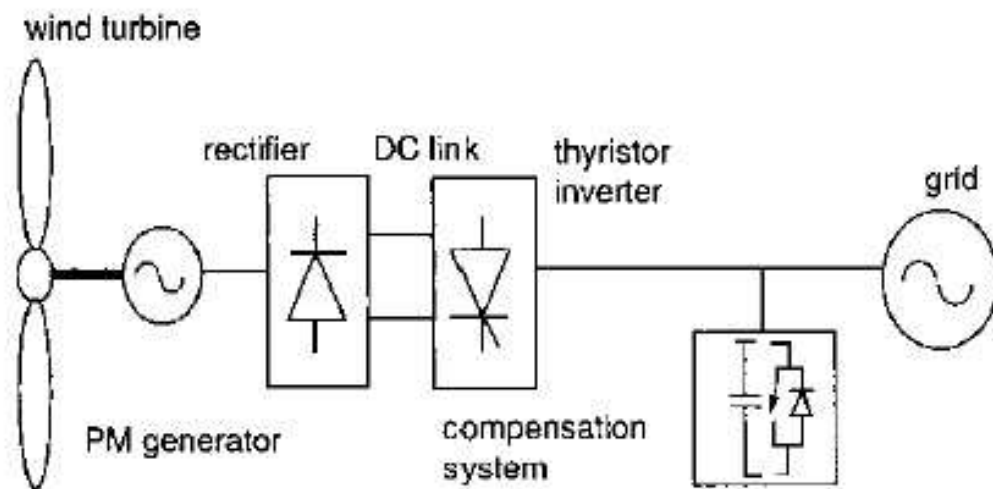


Figura 2.8: Sistema a velocità variabile con generatore sincrono a magneti permanenti

Nonostante questo i suoi vantaggi sono abbastanza più significativi rispetto ai suoi svantaggi e negli ultimi anni l'uso dei magneti permanenti è aumentato.

## 2.3 Approccio proposto

Il vantaggio principale nell'utilizzo di generatori sincrono a velocità variabile risiede nel fatto che non necessitano di un moltiplicatore di giri per il collegamento della turbina al generatore, questo implica però che il generatore abbia un elevato numero di poli per compensare la bassa velocità a cui opera per il fatto di essere collegato direttamente alla turbina. L'eliminazione del moltiplicatore implica quindi una tecnologia di costruzione più raffinata ma introdotte molto benefici in termini di aumento dell'efficienza, di riduzione del peso dell'aereogeneratore,

di riduzione del rumore e dei costi associati alla manutenzione di questo componente. Il riduttore è infatti uno degli elementi che maggiormente richiedono manutenzione e causa perdite di efficienza degli aerogeneratori. Recenti indagini indicano che circa il 70% delle rotture negli aerogeneratori moderni è causato dai moltiplicatori, in particolare per problemi di lubrificazione, da cui l'impegno sempre maggiore per una sua eliminazione. Lo sviluppo negli ultimi anni di alternatori con elevato numero di coppie polari, ha reso possibile la costruzione di alcuni modelli di aerogeneratori privi di riduttore, al fine di far corrispondere la velocità del vento con la normale frequenza elettrica, il generatore ha bisogno di un gran numero di poli, tipicamente 150 che si traduce in un grande diametro del rotore a meno che il polo non sia molto piccolo. Il diametro complessivo del generatore non può essere troppo grande in relazione al diametro della turbina per ragioni di estetica e di ostruzione del flusso d'aria. Se il passo polare è di 150 mm, la grandezza minima di un rotore di una macchina sincrona a campo avvolto o di una macchina ad induzione risulta essere di sei metri, e questo valore è inaccettabile. Solo con l'utilizzo di magneti permanenti permettono di ridurre la dimensione del passo polare e la costruzione di turbine che abbiano un rapporto accettabile tra diametro del rotore e pala della turbina. In questi sistemi diventa di fondamentale importanza le componenti che permettono l'interfacciamento di potenza tra l'aerogeneratore e la rete elettrica. Le sue specifiche sono relative non solo all'aerogeneratore ma soprattutto al sistema di potenza a cui è connesso, specialmente nei sistemi dove l'energia prodotta a partire dal vento rappresenta una parte significativa dell'intera rete. Il sistema che verrà discusso in questo elaborato è riportato in figura 2.8 dove il generatore sincrono è direttamente connesso alla turbina eolica e la sua uscita varia nel tempo in frequenza e tensione. L'uscita è rettificata in modo da ottenere una tensione continua che un inverter a tiristore convertirà in potenza alternata alla frequenza di rete. Un sistema di compensazione è connesso in serie al convertitore per compensare la potenza reattiva e le distorsioni armoniche prodotte dall'inverter a tiristori. Diodo sono usati nella primo stadio di conversione per semplicità e economicità.

# Capitolo 3

## Intefaccia di potenza

### 3.1 Introduzione

Un sistema di interfacciamento di potenza ideale dovrebbe essere in grado di ottimizzare la conversione dell'energia eolica e la sua trasmissione, controllare la potenza reattiva, minimizzare le distorsioni armoniche e avere un buon rapporto costo-efficienza. Ci sono principalmente due tipi di sistemi di conversione di potenza in frequenza : sistemi con cicloconvertitori e sistemi AC/DC/AC (rettificatore DC e inverter).

I cicloconvertitori effettuano in un passo il cambio di frequenza: con una conversione diretta della potenza d'ingresso a una certa frequenza alla frequenza d'uscita. I cicloconvertitori si possono considerare come due convertitori connessi in *back to back* dove i semiconduttori possono esser divisi in due gruppi,  $P$  e  $N$  che sono conduttori rispettivamente per la parte positiva e negativa della forma d'onda. Le versioni PWM dei cicloconvertitori realizzati con semiconduttori autocommutanti possono sintetizzare tensioni sinusoidali a frequenza variabile e controllare il fattore di potenza per generare potenza reattiva. Questo richiede molti strumenti e un relativamente complesso controllo, facendo così dei cicloconverter la più scadente e costosa scelta, specialmente in sistemi multifase.

Nei convertitori AC/DC/AC la potenza a frequenza variabile viene prima convertita in potenza continua attraverso un rettificatore e successivamente riconvertita in potenza alternata alla frequenza della rete. Il disaccoppiamento delle frequenze

dato dal collegamento in continua permette un flessibile controllo della potenza e della minimizzazione delle armoniche. Per questo in questo progetto ci siamo focalizzati sui sistemi con conversione di potenza AC/DC/AC.

## 3.2 Modulo AC/DC

Nei sistemi a velocità variabile l'uscita di un generatore multifase è ideale per generare una forma d'onda in corrente continua smussata. Un circuito di rettificazione è un convertitore di potenza che permette la conversione da AC a DC. Il convertitore può essere costruito con vari tipi di semiconduttori: nei normali circuiti di rettificazione sono spesso usati diodi o tiristori, mentre semiconduttori autocommutanti sono normalmente usati nelle configurazioni PWM. I diodi sono il componente più economico e più semplice da usare, ma i rettificatori realizzati con essi non hanno la possibilità di variare il rapporto tra la tensione alternata in ingresso e quella continua d'uscita e non sono reversibili (la potenza può scorrere solo dal lato alternato al lato continuo). I raddrizzatori che utilizzano i tiristori hanno la possibilità di variare la tensione d'uscita rispetto alla tensione in ingresso, inoltre il rettificatore risulta reversibile cioè può operare anche come inverter e può lavorare in modo da assorbire potenza reattiva. I tiristori sono più costosi rispetto ai diodi e necessitano di un circuito di controllo che ne complica la progettazione. Semiconduttori autocommutativi (IGBT e MOSFET) possono essere usati per realizzare convertitori che operino sia da rettificatori che da inverter, questi oltre a permettere il controllo della tensione possono essere utilizzati per implementare tecniche di commutazione ad alta frequenza che permettono di minimizzare le distorsioni armoniche. Di contro questi tipi di rettificatori necessitano di un maggior numero di semiconduttori (diodi in antiparallelo) e di circuito di controllo complesso, un ulteriore svantaggio da prendere seriamente in considerazione è la presenza di grosse perdite e dissipazioni di potenza. Per questo questi tipi di circuiti sono tendenzialmente complessi e costosi.

Nei sistemi di conversione a velocità variabile come quello proposto nel nostro studio non è necessaria la reversibilità del flusso di potenza e le distorsioni armoniche nel collegamento in continua non risultano essere un serio problema. Per questo i



diodi sono stati scelti per realizzare il circuito di rettificazione. Nel proseguimento nella tesi quando ci riferiremo a *rettificatore* implicitamente intenderemo un rettificatore a diodi.

### 3.2.1 Ponte raddrizzatore trifase a diodi

Consideriamo il circuito in figura 3.1, dove sono messi in evidenza i tre bracci del ponte ognuno con due diodi. Assumiamo la corrente  $I_{dc}$  strettamente maggiore di zero, possiamo dire che durante un periodo solo una coppia di diodi conduce contemporaneamente. Il primo diodo in conduzione appartiene al gruppo  $(D_1, D_3, D_5)$  e risulta essere quello che all'istante considerato ha l'anodo connesso con la fase a tensione maggiore; il secondo diodo in conduzione appartiene invece al gruppo  $(D_2, D_4, D_6)$  ed è il diodo che nell'istante considerato ha il catodo collegato alla fase con potenziale minore.

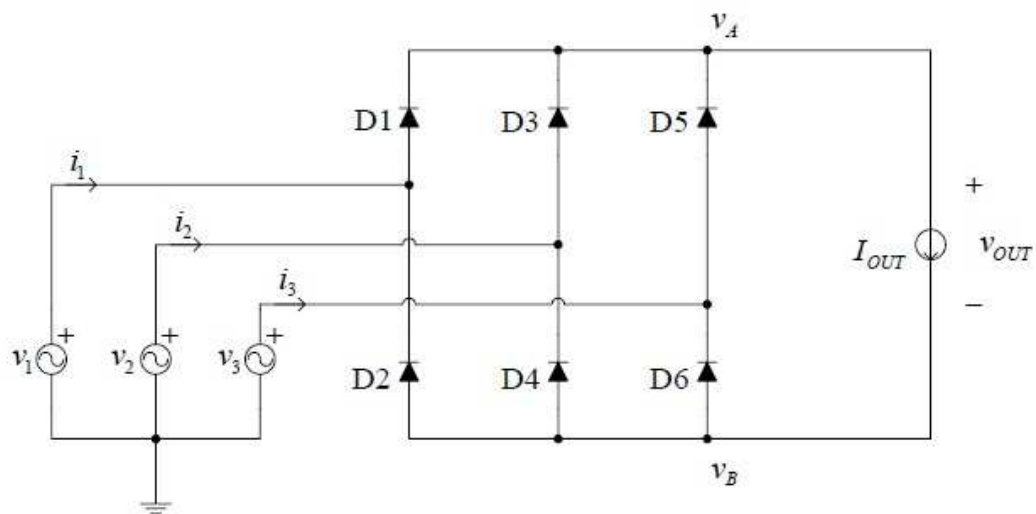


Figura 3.1: Raddrizzatore trifase con ponte a diodi

La tensione media all'uscita del raddrizzatore può essere espressa come:

$$V_{out} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_{ac,rms} \quad (3.1)$$

dove  $V_{ac,rms}$  è il valore efficace della tensione di fase.

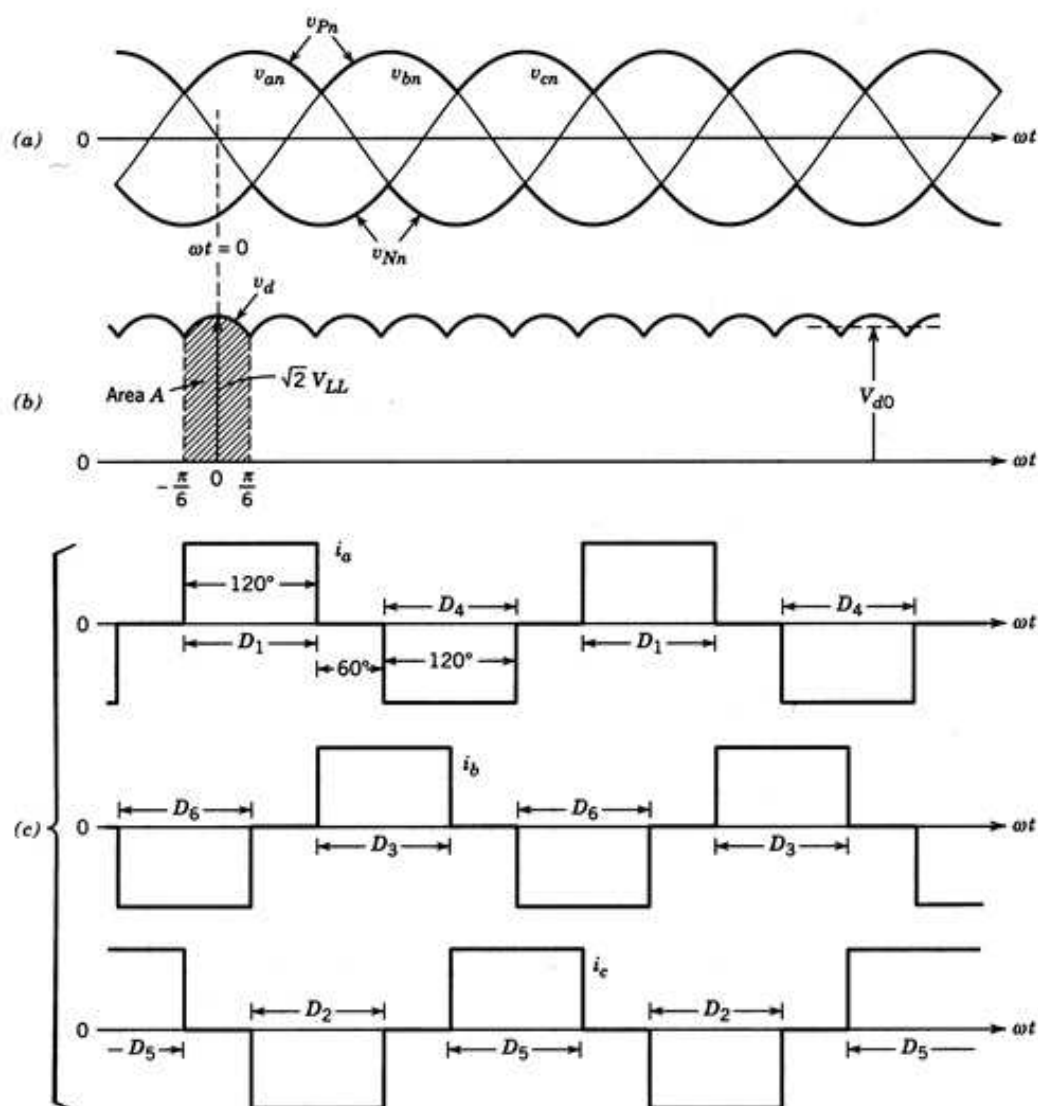


Figura 3.2: Forme d'onda raddrizzatore trifase con ponte a diodi

### 3.3 Modulo DC/AC

L'inverter è il componente più importante nel sistema di interfacciamento con la rete elettrica, primariamente perchè il raddrizzatore e il generatore scelti nel nostro sistema non hanno capacità di controllo, la tensione e la corrente in continua che collegano i due stadi di conversione variano, all'interno di un intervallo, con la velocità del vento per far lavorare la turbina nel punto di massima potenza catturata. Ad ogni velocità di rotazione è associata una potenza e una tensione continua all'uscita del sistema generatore-rettificatore, il controllo è attenuato

modificando la tensione nel collegamento continuo tra i due stadi di conversione attraverso il controllo dell'angolo di accensione dei tiristori dell'inverter. Inoltre è desiderabile, per un sistema di conversione, immettere potenza nella rete con un fattore di potenza controllabile e con componenti armoniche che soddisfano i requisiti di rete. L'inverter deve possedere entrambi questi requisiti.

In questa sezione verrà presentato l'inverter utilizzato nel nostro sistema di conversione di energia eolica, l'inverter scelto e oggetto dello studio è un current source inverter (CSI) a commutazione di carico LCI, particolare risalto verrà dato al controllo che permetterà il massimo trasferimento di potenza. In questa parte non ci focalizzeremo sulle componenti armoniche e la loro compensazione che verranno trattate nello specifico nel capitolo successivo.

### 3.3.1 Circuito CSI

#### Principio di funzionamento

La figura 3.3 mostra la struttura di un tipico convertitore CSI a tre fasi, dove sono messe in evidenza le tre gambe dell'inverter, ognuna con due valvole, che devono permettere alla corrente di scorrere solo in una direzione, nella configurazione CSI i semiconduttori devono opporsi alla tensione inversa, per questo sono spesso usati tiristori con capacità di bloccare la tensione inversa o semiconduttori autocommutativi con in serie diodi per bloccare la tensione inversa.

Un induttore nel collegamento continuo permette di mantenere la corrente continua relativamente costante, le variazioni della tensione sono bilanciate da  $L_d di_d/dt$  ma solo per piccole  $di_d/dt$ ; perciò effettivamente mantiene una corrente continua costante per un dato punto di lavoro. Inoltre per effetto dell'induttore  $L_d$  il circuito CSI non è sensibile a guasti di cortocircuito e ad errori di commutazione nel circuito.

La corrente continua è commutata tra il gruppo superiore ( $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ ) e il gruppo inferiore ( $S_2$ ,  $S_4$ ,  $S_6$ ) di semiconduttori. L'assunto fondamentale nel circuito CSI è che il percorso della corrente può esistere solo in una direzione, solo dal collegamento in continua, sotto questo assunto una possibile sequenza di commutazione è un onda quadra. Ognuna delle sei valvole è attiva per 120

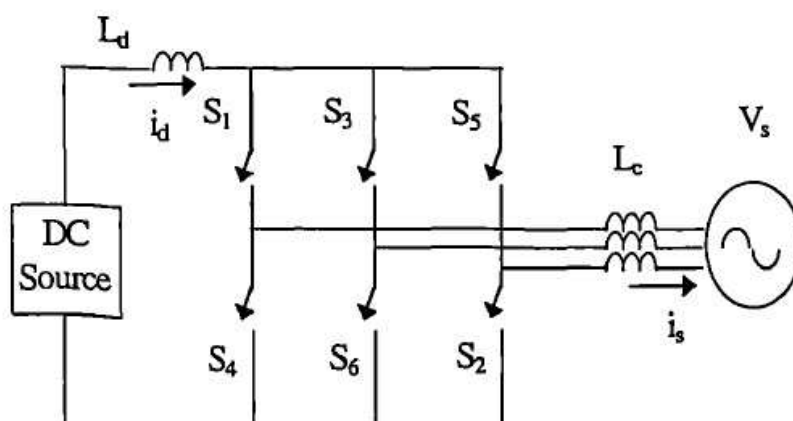


Figura 3.3: Struttura di un tipico convertitore CSI a tre fasi

gradi e il gruppo di conduzione inferiore è sfazato di 60 gradi. In figura 3.4 è mostrato l'andamento ideale della corrente nei tre rami dell'inverter nella tipica modalità di commutazione a sei impulsi. A seconda del tipo di commutazione si possono distinguere due tipi di inverter: quelli a commutazione forzata e quelli a commutazione naturale. Nel nostro caso lo spegnimento dei tiristori avviene in modo naturale, con commutazione dal carico: il trasferimento di corrente da un tiristore all'altro occorre naturalmente per la presenza della tensione alternata di rete. Questo tipo di soluzione è particolarmente attrattiva per la sua economicità.

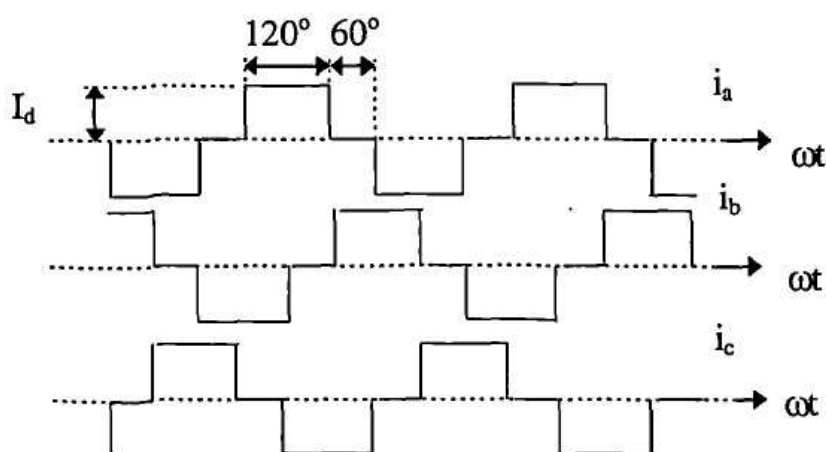


Figura 3.4: Funzionamento ad onda quadra a sei impulsi di un invert CSI

### Collegamento in rete di un CSI

Per un CSI senza induttanza  $L_c$  di commutazione la relazione tra la tensione di rete al terminale alternato  $V_s$  e la corrente alternata all'uscita del inverter  $i_s$  è mostrata in figura 3.5 dove  $\alpha$  è l'angolo di accensione calcolato dal punto di attraversamento della fase allo zero, in figura 3.5 è di 30 gradi.

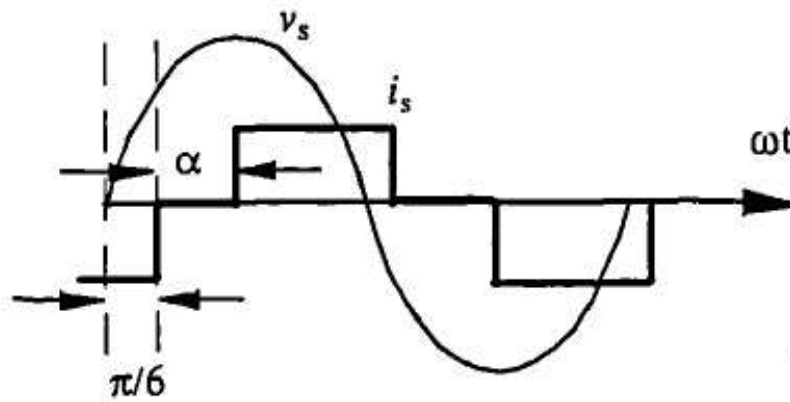


Figura 3.5: Forma d'onde della tensione di rete e della corrente nell'inverter CSI

Considerando solo la componente alla frequenza fondamentale e rappresentando con il fasore di riferimento  $V_s$  la fase neutra della tensione di rete, allora la tensione e la corrente possono essere espresse dal diagramma fasoriale in figura 3.6 dove  $I_{si}$  è la componente fondamentale della corrente alternata all'uscita dell'inverter,  $I_{sip}$  e  $I_{siq}$  sono rispettivamente le componenti reale e reattiva di  $I_{si}$ ,  $\phi$  è l'angolo di scostamento (l'angolo tra  $V_s$  e la componente fondamentale della corrente alternata alla uscita dell'inverter). Nel caso ideale,  $\phi$  è uguale all'angolo di ritardo  $\alpha$ , per questo la potenza d'uscita ha un fattore di potenza di coseno di  $\alpha$ .

La potenza reale e reattiva possono essere espresse nel seguente modo:

$$P_s = \sqrt{3}V_s I_{si} \cos \phi \quad (3.2)$$

$$Q_s = \sqrt{3}V_s I_{si} \sin \phi \quad (3.3)$$

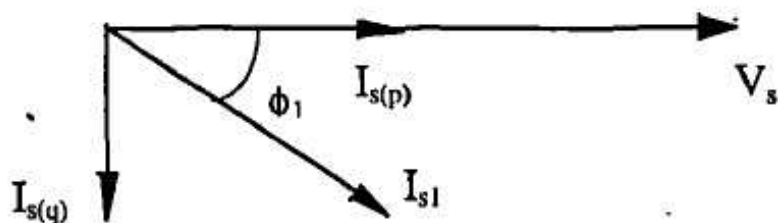


Figura 3.6: Diagramma fasoriale del collegamento alla rete nel circuito CSI

La componente fondamentale della corrente alternata al lato della rete è legata con la corrente continua attraverso:

$$I_{si} = a_t \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (3.4)$$

dove  $a_t$  è il rapporto di trasformazione.

In un convertitore CSI la corrente non può cambiare direzione, la transizione dalla modalità inverter a quella rettificatore è effettuato controllando l'angolo di accensione. La tensione continua media nel lato DC dipende dalla tensione alternata della rete e dall'angolo di accensione e può essere espressa come:

$$V_d = a_t \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_s \cos \alpha \quad (3.5)$$

La tensione media nel collegamento continuo del CSI e per questo la potenza è decisa attraverso l'angolo di accensione. Il convertitore può assorbire sia potenza reale che reattiva se l'angolo  $\alpha$  può essere variato tra 0 e 360 gradi. Per certi valori di corrente  $I_d$  con rapporti fissato con  $I_{si}$  possono essere controllate o la potenza reale o quella reattiva, ma non entrambe contemporaneamente.

### Controllo ottimo della potenza reale

Finchè si lavora ha una potenza minore della potenza nominale, allo scopo di catturare l'ottima potenza dal vento la velocità di rotazione dell'albero deve essere proporzionale a quella del vento per seguire la curva ottima del coefficiente di potenza  $C_p$ . Successivamente la potenza viene limitata attraverso il pitch control

o con sistemi di stallo aerodinamico, la turbina lavorerà così a potenza nominale fino al raggiungimento della velocità limite di taglio  $v_{out}$ .

La velocità della turbina può essere controllata attraverso la coppia reattiva del generatore. L'equilibrio è stabilito quando il punto di lavoro del generatore-rettificatore incontra il punto di lavoro della curva potenza turbina-velocità del vento.

Assumendo un inverter senza perdite, la potenza continua in ingresso dovrà essere uguale alla potenza alternata in uscita,

$$P_s = \sqrt{3}V_s I_{si} \cos \phi = P_d = V_d I_d \quad (3.6)$$

esprimendo la relazione tra corrente fondamentale d'uscita e corrente continua in ingresso come  $\sqrt{3}I_{si} = K_{di}I_d$ , la tensione continua e alternata sono relativamente:

$$V_d = K_{di}V_s \cos \phi \quad (3.7)$$

si può perciò utilizzare nel caso ideale il circuito equivalente mostrato in figura 3.7. Se il CSI è controllabile in  $K_{id}$  (rapporto di trasformazione) e in  $\phi$  (l'angolo tra  $V_s$  e la componente fondamentale della corrente alternata alla uscita dell'inverter) è possibile controllare il fattore di potenza della potenza reale che può essere erogata dal sistema generatore-rettificatore e trasferita in rete.

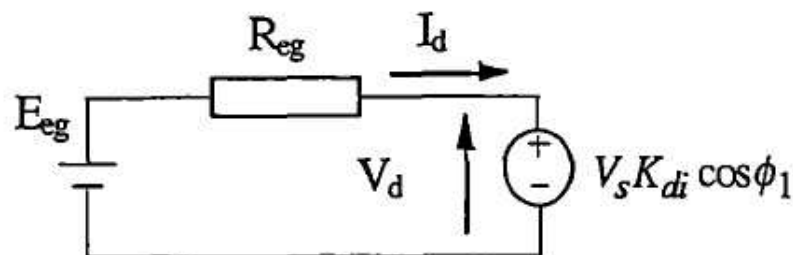


Figura 3.7: Circuito equivalente per il trasferimento della potenza continua nel caso ideale

### 3.3.2 Controllo di fase in un CSI con tiristori a commutazione di linea (SCR-CSI)

Il struttura base di un circuito SCR-CSI a tre fasi è mostrato in 3.8

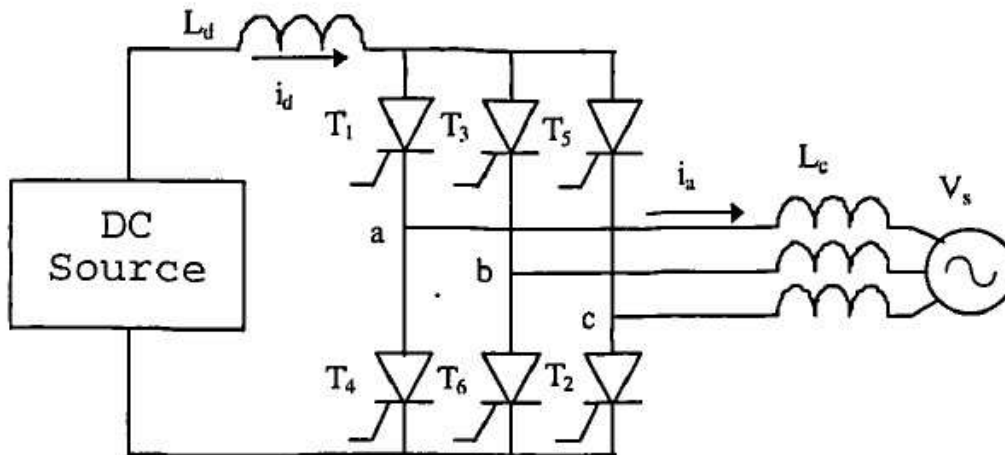


Figura 3.8: Struttura base di un circuito SCR-CSI a tre fasi

Come discusso nel caso ideale, per una certa tensione alternata di rete, attraverso il controllo della fase, viene controllato l'istante in cui viene applicato l'impulso di gate del tiristore rispetto alla forma d'onda della tensione alteranata ( $\alpha$  angolo di accensione o ritardo). Viene regolato per questo la relazione tra la corrente di fase e la tensione di rete e per questo anche la potenza d'uscita. Teoricamente, per un angolo di ritardo compreso tra 0 e 180 gradi, la tensione alternata di rete ha una polarità di corrente che permette alla corrente di commutare naturalmente.

In pratica alcune induttanze presenti nel circuito fanno sì che la corrente di commutazione non sia istantanea, è necessario un tempo finito perchè la corrente decada da  $I_d$  fino a 0 nei tiristori che si stanno spegnendo e perchè la corrente si porti da 0 fino a  $I_d$  nei tiristori che si stanno accendendo. Il periodo è chiamato periodo di commutazione o periodo di overlap  $u$ . Durante questo periodo le due tensioni di fase sono cortocircuitate sull'induttanza di commutazione  $L_c$  (induttanza tra l'inverter e il sistema di rete). Il periodo di commutazione  $u$  varia in funzione dell'angolo di ritardo  $\alpha$ , dell'induttanza di commutazione  $L_c$ , del-



la corrente continua  $I_d$  e della tensione alternata  $V_s$ . L'esistenza del periodo di commutazione estende la conduzione dei semiconduttori che si stanno spegnendo, riduce la tensione continua media e aumenta l'angolo di scostamento  $\phi$ .

Spesso viene considerato e usato l'angolo di estinzione (o ripresa)  $\gamma$ , periodo in cui il tiristore è contropolarizzato, è relazionata con gli angoli  $\alpha$  e  $u$  nel seguente modo :

$$\gamma = 180^\circ - (\alpha + u) \quad (3.8)$$

la figura 3.9 mostra la relazione tra questi tre angoli. Nella modalità inverter, un sufficiente angolo di margine  $\gamma_{min}$  deve essere mantenuto per evitare errori di commutazione e permettere un funzionamento affidabile. Questo margine deve essere più grande del tempo di spegnimento dei semiconduttori. Per questo un campo di funzionamento possibile è dato da:

$$(\alpha - u) < 180^\circ - \gamma_{min} \quad (3.9)$$

### Relazioni fondamentali

Considerando l'effetto dell'angolo di commutazione  $u$  le più importanti equazioni dell'inverter sono le seguenti:[16]

$$V_d = a_t \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_s \cos \alpha - \frac{3\omega L_c}{\pi} I_d \quad (3.10)$$

$$\cos(\alpha + u) = \cos \alpha - \frac{2\omega L_c}{\sqrt{2}V_s} I_d \quad (3.11)$$

$$\tan \phi = \frac{2u + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + u)}{\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + u)} \quad (3.12)$$

Solo per funzionamenti anormali il convertitore opera con un angolo di commutazione superiore ai  $60^\circ$ , normalmente il convertitore lavora per angoli più piccoli. La corrente continua e il valore efficace della componente fondamentale della corrente alternata sono:

$$I_{si} = a_t K \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \quad (3.13)$$

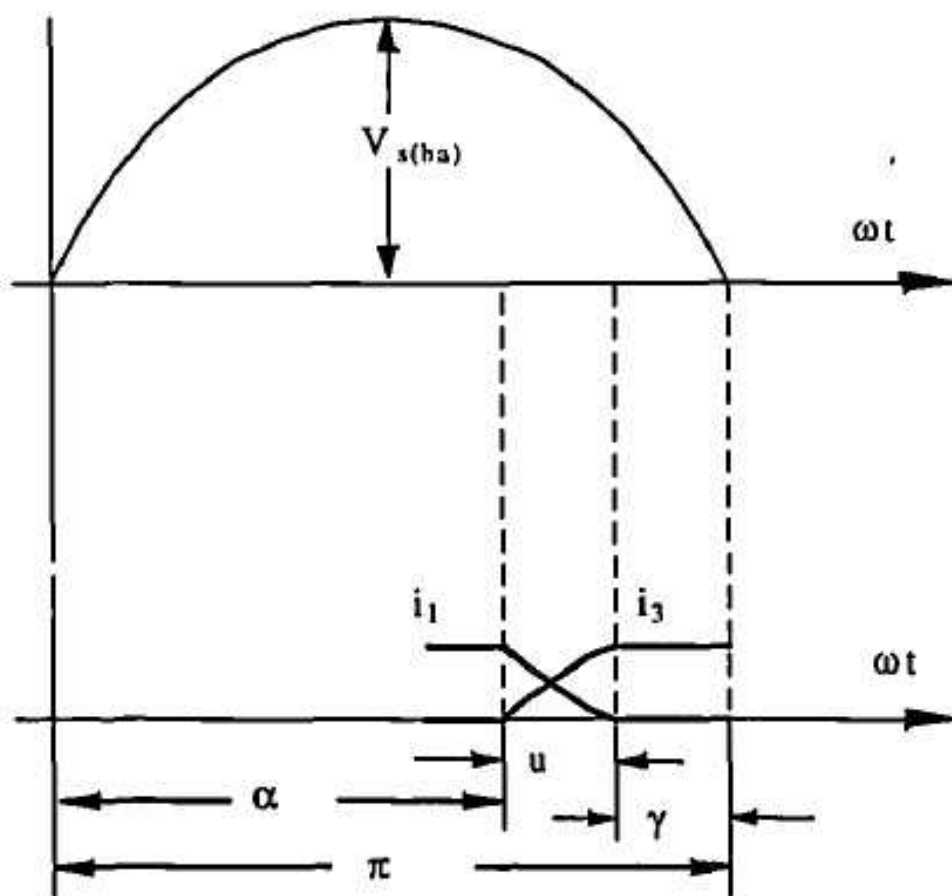


Figura 3.9: Relazione tra l'angolo di ritardo, di commutazione e di estinzione

per il normale funzionamento ( $u < 60^\circ$ ) il coefficiente  $K$  può essere espresso come:

$$K = \frac{\sqrt{[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + u)]^2 + [2u + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + u)]^2}}{4[\cos \alpha - \cos \alpha + u]} \quad (3.14)$$

In figura 3.10 sono mostrati l'angolo di accensione  $\alpha$  (punteggiato) e l'angolo di scostamento  $\phi$  (tratteggiato) in funzione della corrente continua. Si può notare che per valori maggiori di corrente maggiore è la differenza tra i due angoli, la differenza tende ad essere più grande con fattori di potenza grandi[14].

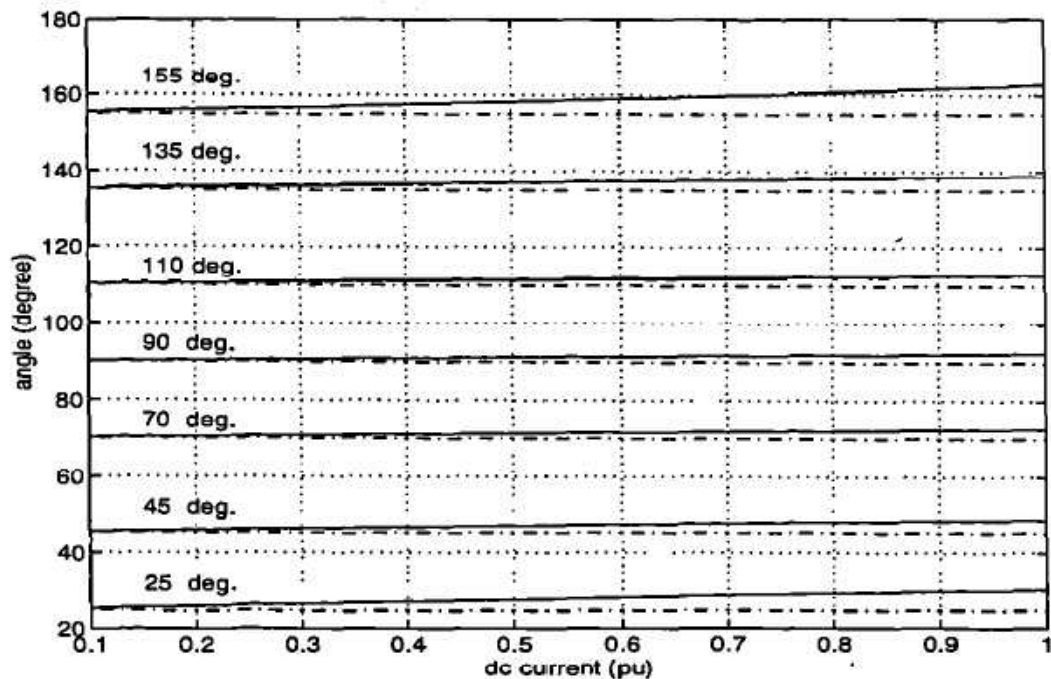


Figura 3.10: Angolo di accensione e di scostamento rispetto alla corrente continua

### 3.3.3 Controllo della potenza di un SCR-CSI

Per catturare la massima energia, la velocità di rotazione dell'albero può essere controllata in modo che il rapporto di tip-speed  $\lambda$  sia mantenuto al valore ottimo per venti crescenti con lo scopo di raggiungere la potenza nominale. Dopo tale potenza, tecniche di controllo, come lo stallo aerodinamico nelle turbine di grandi dimensioni, mantengono la potenza al valore nominale. La velocità del sistema viene controllata attraverso la coppia reattiva del generatore determinata attraverso il collegamento in tensione continua con l'aggiustamento dell'angolo di accensione dei tiristori dell'inverter.

Ad ogni velocità di rotazione dell'albero corrisponde una singola caratteristica della potenza d'uscita del collegamento in continua. La figura 3.11 mostra queste caratteristiche potenza-tensione e potenza-corrente per valori crescenti della velocità di rotazione dell'albero.

Basandosi su queste caratteristiche è possibile ricavare le caratteristiche di

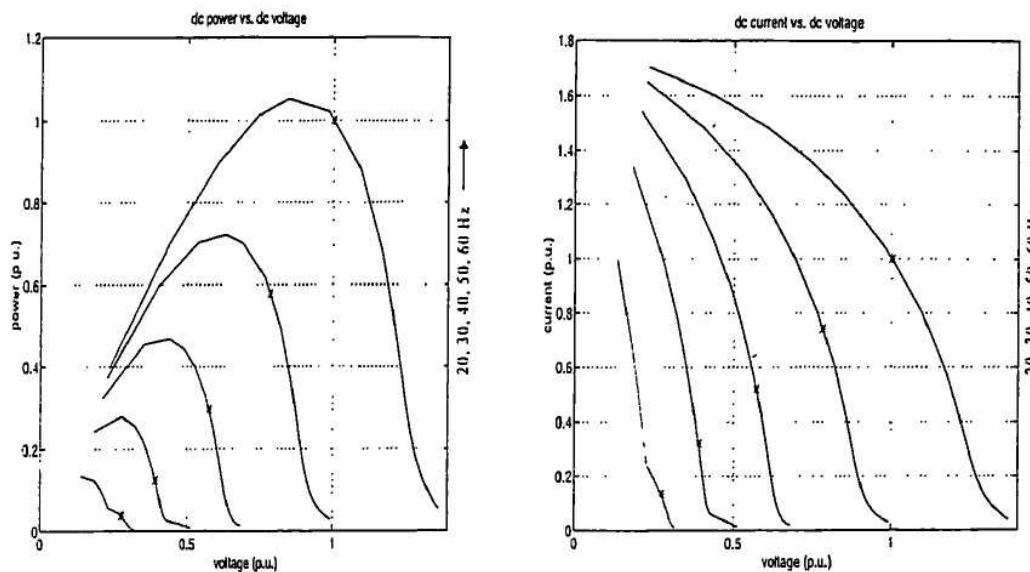


Figura 3.11: Caratteristica potenza-tensione del sistema generatore-rettificatore per velocità di rotazione crescenti

potenza ottima, tensione e corrente continua che sono mostrate in figura 3.12

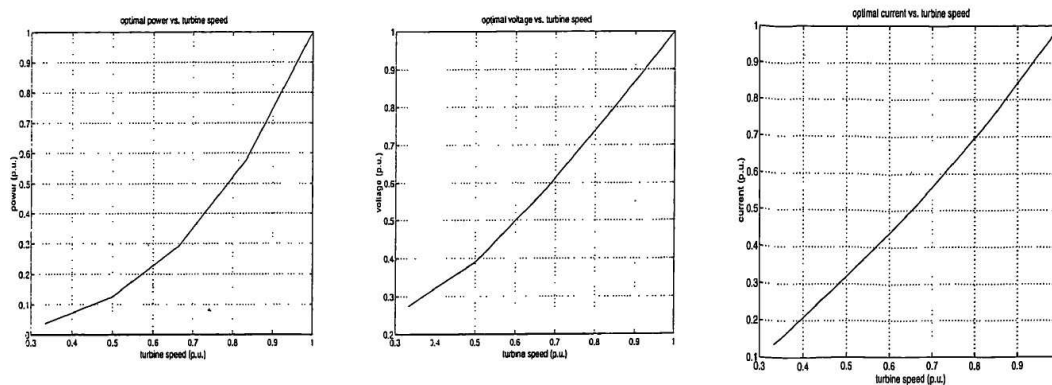


Figura 3.12: Caratteristica potenza-tensione-corrente del sistema generatore-rettificatore per velocità di rotazione crescenti

E' necessario seguire queste caratteristiche 3.12 per riuscire a catturare la massima potenza. Nel caso del SCR-CSI la tensione continua  $V_d$  è espressa secondo l'equazione 3.10 e può essere riscritta come:

$$V_d = K'_{di} V_s \cos \alpha - X'_L I_d \quad (3.15)$$

la velocità della turbina eolica può essere controllata dalla coppia di reazione del generatore che, a sua volta, è determinata dalla l'angolo di accensione dell'inverter. L'angolo di accensione è il principale parametro di controllo della velocità del generatore. La potenza reale ottima è ottenuta quando le caratteristiche di tensione e corrente ottima nel collegamento in continua incontrano l'ottima curva di velocità-potenza della turbina. Per ogni velocità di rotazione dell'albero esistono un insieme di potenza, tensione, corrente ottime. Dall'equazione 3.15 per ogni insieme di  $V_s, V_d, I_d$  corrisponde un angolo di accensione. Lo schema in figura 3.13 può essere utilizzato per studiare le prestazioni del controllo di fase del SCR-CSI, dove l'inverter è collegato a un generatore ideale di tensione con un trasformatore. L'induttanza di commutazione è del 5%, si assume inoltre che l'intensità del vento vari tra i  $0.33pu$  e  $1.0pu$ . Un piccolo angolo di estinzione migliora il fattore di potenza, l'angolo minimo di estinzione è stato settato a  $14^\circ$  per permettere un funzionamento corretto.

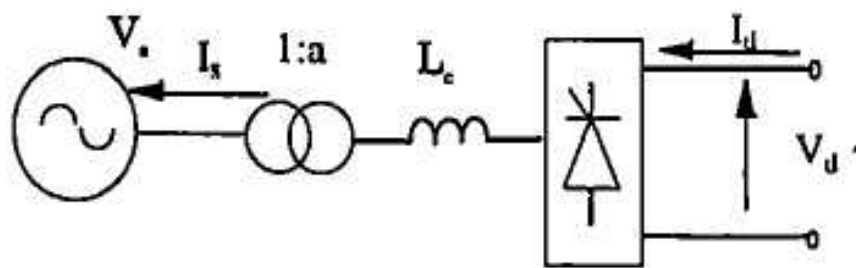


Figura 3.13: Semplice schema di un SCR-CSI collegato in rete

Le risultanti potenza reale e reattiva sono mostrate in figura 3.14 mentre gli angoli di accensione, estinzione e commutazione sono mostrati in figura 3.15

I risultati indicano che il sistema è in grado di inviare alla rete potenza ottima attraverso il controllo di fase, inoltre si può notare come il sistema richiede una grande variazione di angolo di fase per trasferire la potenza desiderata e necessita di una significativa quantità di potenza reattiva che deve essere fornita dalla

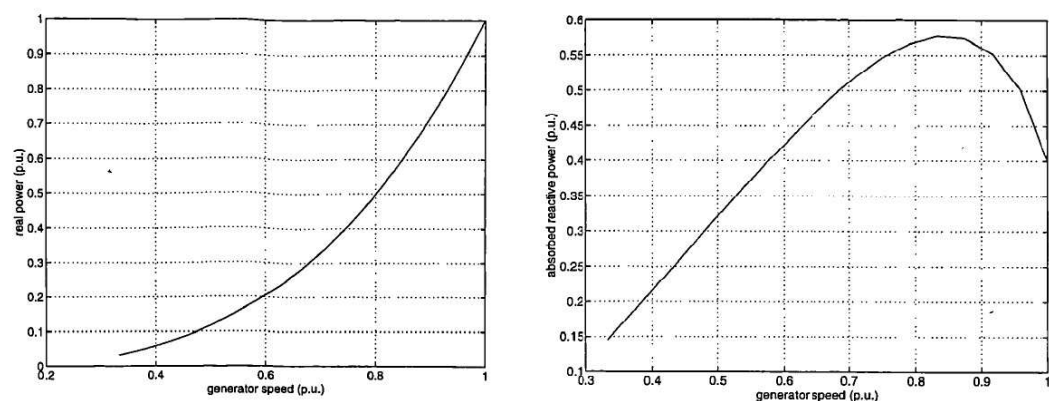


Figura 3.14: Potenza reale e potenza reattiva

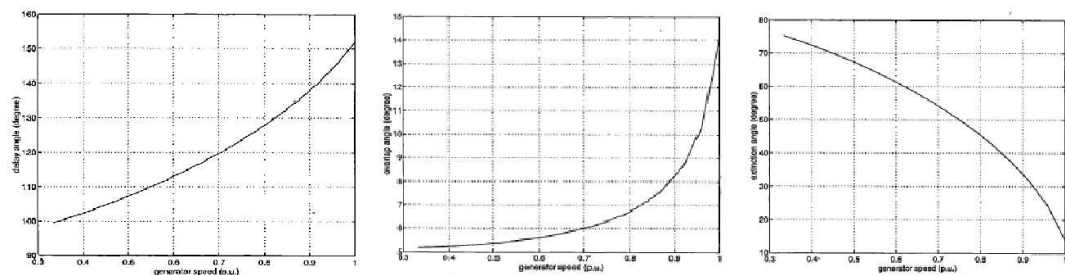


Figura 3.15: Angoli di accensione, commutazione e estinzione

rete. La potenza reattiva è in funzione della tensione continua, tensione di rete e angolo di accensione, inoltre il trasferimento di potenza sul SCR-CSI inverter può ridurre la tensione nel punto di connessione e può causare problemi di operazione sia per l'inverter che per il sistema.

Ovviamente l'SCR-CSI ha bisogno di un compensatore di potenza reattiva per funzionare adeguatamente e in maniera economica poichè viene effettuato un addebito per la potenza reattiva fornita dalla rete, inoltre in ogni caso per un CSI è necessario un filtro che attenui le componenti armoniche della corrente. Per questo è ragionevole prevedere degli strumenti di compensazione per sopperire all'assorbimento di potenza reattiva e per minimizzare il contenuto armonico. Capacitori statico PFC (power factor compensator) o compensatori attivi possono essere presi in considerazione singolarmente o in combinazione per risolvere questo problema.

# Capitolo 4

## Distorsione armonica e compensazione

In generale le armoniche di un sistema di potenza sono il risultato delle caratteristiche non lineari della impedenze di dispositivi di potenza. Alcuni dispositivi includono trasformazioni che hanno caratteristiche di magnetizzazione non lineari, inoltre lo sviluppo e l'uso delle applicazioni che sfruttano dispositivi che commutano il loro stato ha fatto sì che quest'ultimi siano diventati la maggior fonte di distorsioni armoniche nei sistemi di potenza. Il livello di armoniche messe in rete dipende dalla configurazione del convertitore, dalla modalità di commutazione e dalle condizioni di lavoro. In questo capitolo valuteremo l'inquinamento armonico dell'inverter LCI analizzato nel capitolo precedente e prenderemo in considerazione alcune tecniche di riduzione delle armoniche, in particolare modo ci soffermeremo sullo studio di un compensatore attivo e ne valuteremo le prestazioni. Chiaramente le prestazioni di un sistema in fatto di armoniche sono un aspetto importante nell'interfacciamento di potenza dei sistemi di produzione di energia rinnovabile e la compensazione delle armoniche è un aspetto essenziale in un sistema di conversione a tiristori, specialmente in un sistema a velocità variabile, come nel nostro caso, dove il sistema di compensazione deve essere rapido e flessibile.

I convertitori generano distorsioni armoniche di corrente e tensione nel lato alternato e ripple nel lato continuo. A causa delle componenti reattive nel collegamento

in continua il convertitore Csi presenta principalmente distorsioni armoniche sulla corrente nel lato alternato e ripple di tensione nel lato continuo. I ripple di tensione possono essere assorbiti dalle componenti reattive del collegamento continuo e per questo non sono causa di problemi nel sistema generatore e rettificatore. Di contro le armoniche presenti nel lato alternato distorcono il sistema e limitano lo standard qualitativo dell'energia prodotta. Per questo nel nostro studio ci concentreremo su questo aspetto e considereremo, dal nostro punto di vista, l'inverter LCI come una fonte di distorsione armonica di corrente.

Le armoniche caratteristiche generate da un convertitore con  $p$  numero di impulsi (numero di commutazioni non simultanee per ciclo della componente alternata) sono principalmente di ordine  $p * q$  nel lato continuo e  $p * q + 1$  nel lato alternato, dove  $q$  è un intero. In pratica esistono anche altri ordini di armoniche dovute allo sbilanciamento del circuito e al controllo della commutazione, ma in questo studio ci focalizzeremo solo sulle prime.

Il contenuto armonico è un aspetto importante nella qualità dell'energia. I problemi principali associati alla distorsione armonica sono:

- Perdite addizionale, alto livello di rumore nelle macchine rotanti.
- Sovraccarico delle apparecchiature di potenza.
- Possibile danneggiamento dei condensatori
- Mal funzionamento dei convertitori.
- Instabilità del sistema di controllo del convertitore.
- Interferenza con telefoni e reti di comunicazione.
- Mal funzionamento degli strumenti di misura e di protezione.

In questo capitolo assumeremo che il sistema alternato sia bilanciato e che l'inverter sia l'unica fonte di distorsione armonica. Il sistema semplificato composto dall'inverter connesso a una linea trifase bilanciata è sufficiente per valutare le prestazioni armoniche e per verificare la bontà dei sistemi di compensazione. Verrà assunto inoltre che anche l'inverter sia bilanciato.



## 4.1 Misura della qualità dell'energia

Le armoniche sono tensioni o correnti sinusoidali con frequenza pari ad un multiplo intero (ordine) della frequenza fondamentale di funzionamento del sistema elettrico, la cui presenza determina una distorsione della forma d'onda. In un sistema di potenza ideale privo di carichi inquinanti, le forme d'onda di corrente e di tensione sono sinusoidi. Qualsiasi forma d'onda periodica può essere scomposta in una sinusoide alla frequenza fondamentale più un certo numero di componenti armoniche.

La distorsione relativa a un particolare contenuto armonico dell'ennesima componente di una forma d'onda alternata può essere espressa attraverso il rapporto tra l'ampiezza del valore efficace e l'ennesima armonica della componente fondamentale. Il fattore di distorsione armonica dell'ennesima componente di tensione può essere espresso quindi come:

$$VHF_n = \frac{V_{(n)}}{V_I} * 100\% \quad (4.1)$$

mentre il fattore di distorsione armonica dell'ennesima componente della corrente può essere espresso come:

$$CHF_n = \frac{I_{(n)}}{I_I} * 100\% \quad (4.2)$$

dove  $I_I$  e  $V_I$  sono le componenti fondamentali della corrente e tensione, mentre  $V_{(n)}$  e  $I_{(n)}$  sono rispettivamente l'ennesima componente armonica di tensione e corrente.

In una forma d'onda sinusoidale di corrente e tensione la componente di distorsione è la somma del valore efficace delle componenti armoniche e si definisce per la tensione come:

$$V_{dis} = [V^2 - V_I^2]^{\frac{1}{2}} = \left[ \sum_{n=2}^{\infty} V_{(n)}^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.3)$$

mentre per la corrente:

$$I_{dis} = [I^2 - I_I^2]^{\frac{1}{2}} = \left[ \sum_{n=2}^{\infty} I_{(n)}^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4.4)$$

dove  $V$  e  $I$  sono i valori efficaci di tensione e corrente.

Per quantificare la distorsione di una forma d'onda alternata di tensione e corrente è spesso utilizzato la totale distorsione armonica che non è altro che il rapporto tra la componente di distorsione e il valore efficace della componente fondamentale. La totale distorsione armonica di tensione risulta essere:

$$TVHD = \frac{V_{dis}}{V_I} * 100\% \quad (4.5)$$

mentre la totale distorsione armonica di corrente:

$$TCHD = \frac{I_{dis}}{I} * 100\% \quad (4.6)$$

Gli standard qualitativi variano per sistemi con diversi livelli di tensione e tra paesi diversi. Normalmente è richiesto che il  $TCHD$  della corrente immessa in rete sia inferiore al 5%.

Il fattore di potenza dell'energia immessa in rete può essere definito come:

$$PF = \frac{V_s I_I \cos \phi}{V_s I} = \frac{I_I}{I} \cos \phi = \frac{I_I}{I} DPF \quad (4.7)$$

dove  $V_s$  è la tensione alternata del sistema con una forma sinusoidale di tensione ideale,  $\phi$  è l'angolo tra  $V_s$  e  $I_I$ , dove  $\cos \phi$  rappresenta lo scostamento del fattore di potenza  $DPF$

Da notare che per grandi distorsioni nella corrente di linea risulta piccolo il rapporto tra  $I_I/I$ . Il fattore di potenza risulta sempre minore dell'unità in sistemi con presenza di componenti armoniche, eccezione fatta per il rettificatore a diodi in cui la corrente risulta essere in fase con la tensione.

## 4.2 Tecniche di riduzione delle armoniche

Come abbiamo già detto il circuito CSI non soddisfa gli standard qualitativi in merito alle prestazioni armoniche richieste in un sistema che si collega in una rete. Sono molte le tecniche che possono essere usate per ridurre i disturbi armonici: filtri convenzionali, tecniche di commutazione ad alta frequenza, configurazioni

con convertitore a multipla pulsazione e compensazione attiva. In questa sezione andremo in breve a descrivere queste tecniche.

### 4.2.1 Filtro armonico passivo

L'utilizzo di un filtro è la strada più comune per attenuare la penetrazione delle armoniche provenienti da convertitore di potenza. I filtri passivi (tuned filter ovvero filtri accordati) sono un'apparecchiatura elettrica che serve per eliminare o comunque attenuare le armoniche presenti sulla rete causate da carichi non lineari. Il filtro passivo è realizzato accordando opportunamente in frequenza una batteria di condensatori ed una reattanza trifase. In questo modo è realizzato un circuito risonante che è scelto come via preferenziale dalla corrente armonica che si vuole ridurre: infatti il filtro presenta un valore d'impedenza sufficientemente basso solo in corrispondenza del valore di frequenza a cui è accordato. L'applicazione dei filtri comporta un'analisi approfondita delle condizioni di funzionamento dell'impianto, in quanto il dimensionamento è dato dal tasso di distorsione armonica totale della rete, al fine di identificare il valore di accordo del circuito risonante. La compensazione delle armoniche dipende fortemente dalle impedenze della linea e del filtro, al variare dell'impedenza di linea le caratteristiche del filtro possono deteriorare enormemente. Nel caso di inverter LCI come quelli utilizzati nel nostro studio, il convertitore si comporta come un generatore di corrente armonica, quindi alle correnti armoniche è normalmente impedito di entrare nel resto del sistema da filtri passivi collegati in parallelo, come schematizzato in figura 4.1. Filtri accordati sono utilizzati per le componenti armoniche di ordine inferiore e un filtro passa-alto per smorzare le armoniche di ordine superiore. Questi filtri sono progettati principalmente per effettuare lo smorzamento delle armoniche di ordine più alto ma possono anche fornire una certa potenza reattiva al sistema.

### 4.2.2 Convertitori a pulsazione multipla

L'inquinamento armonico può essere ridotto anche attraverso l'uso di convertitore in configurazione pulsazione multipla, questa tecnica può essere utilizzata anche per un CSI. In un inverter a pulsazione multipla DC/AC il sistema si compone

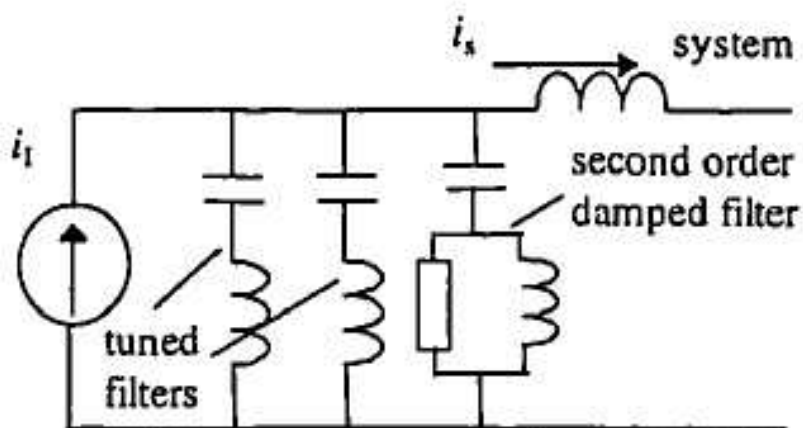


Figura 4.1: Schema di collegamento di filtri passivi per lo smorzamento delle armoniche di corrente

di vari inverter a sei impulsi con uscite separate e in fase tra loro ad intervalli regolari. Le uscite sono combinate attraverso trasformatore di sfasamento che le in un unica forma d'onda multipasso all'uscita dell'avvolgimento secondario. Le armoniche caratteristiche al lato della rete sono dell'ordine  $p * q + 1$  dove  $p$  è il numero totale degli impulsi e  $q$  è un intero positivo, le altre armoniche sono così cancellate.

Lo sfasamento tra gli inverter è di  $60^\circ/k$  dove  $k$  è il numero dei convertitori utilizzati. Un inverter a dodici impulsi può essere facilmente ottenuto collegando due inverter a sei impulsi con un trasformatore  $Y/Y/\Delta$ . Questo modo di ridurre le armoniche è molto efficace e permette di ridurre il TCHD, questa tecnica è una valida opzione e soprattutto nel caso di utilizzare un inverter a 12 impulsi il trasformatore e la sua connessione non dovrebbero aumentare significativamente il costo del sistema. Nonostante permetta di ridurre la totale distorsione armonica di corrente questa tecnica, non permette di eliminare tutto il contenuto armonico ma può essere utilizzata insieme ad altri filtri con ottimi risultati.

### 4.2.3 Tecniche di commutazione ad alta frequenza

Con lo sviluppo dei semiconduttori ad alta frequenza di commutazione, le tecniche di commutazione ad alta frequenza sono largamente utilizzate nei convertitori elettrici per il controllo di motori o per ridurre le armoniche di ordine basso. Lo scopo delle tecniche di commutazione ad alta frequenza come SPWM (sinusoidal pulse width modulation) e SHE (selective harmonics elimination) è la ridistribuzione delle armoniche. SPWM può ridurre le armoniche di ordine inferiore e la SHE può ridurre delle armoniche di basso ordine selezionate. La conseguenza è l'incremento delle armoniche superiori e per questo un aumento della totale distorsione armonica. La distorsione armonica di corrente generata da un circuito CSI viene iniettata in rete a meno di fornire un percorso parallelo alternativo. Queste tecniche possono essere usate in un CSI ma la ridistribuzione delle armoniche non serve a ridurre la distorsione totale, per questo non è una tecnica vantaggiosa per un circuito con una impedenza in serie.

### 4.2.4 Filtri Attivi[1]

Il filtro attivo analogamente al filtro passivo serve per effettuare la compensazione delle armoniche che sono presenti sulla rete a causa di carichi non lineari. Il filtro attivo è in grado di compensare le armoniche di corrente nel miglior modo attualmente attuabile. In pratica consiste in un convertitore regolato e lo si può considerare come se fosse un generatore di corrente. Una volta inserito nella rete fornisce una corrente nel punto di connessione corrispondente alla componente armonica totale causata dal carico non lineare, ma con segno opposto. In tal modo le componenti armoniche si annullano vicendevolmente e quindi a monte del punto di connessione del filtro la rete è percorsa dalla sola componente fondamentale. Inoltre la compensazione delle armoniche da parte del filtro è controllata istante per istante e la qualità della compensazione è indipendente dall'impedenza di rete e dalla distorsione della tensione causata da armoniche o buchi di tensione.

Inoltre il funzionamento di altri carichi collegati alla linea principale non è influenzato dal filtro. Dato il meccanismo di funzionamento del filtro attivo e le alte prestazioni dinamiche che presenta, la compensazione della corrente distorta si

manifesta senza ritardi e la si può considerare istantanea. Inoltre con i moderni filtri armonici si riesce a compensare fino al 50-esimo ordine e con i modelli di filtri a 4 conduttori si riescono ad eliminare anche le correnti di neutro. Inoltre, date le caratteristiche di funzionamento del filtro attivo, lo stesso risulta indipendente dal  $\cos \phi$  della rete, dalla direzione della potenza e dal tipo di carico, oltre che dall'impedenza della rete, caratteristiche che lo rendono facilmente utilizzabile senza particolari precauzioni. Il costo dei filtri attivi è in funzione della corrente efficace presente.

### 4.3 Armoniche di un SCR-CSI connesso in rete

Come detto l'inverter CSI è una sorgente di distorsione armonica di corrente, dove in particolare la corrente di commutazione ha un ruolo importante nel contenuto armonico. Le caratteristiche delle armoniche con un angolo di commutazione inferiore a 60 gradi possono essere espresse come:[16]

$$I_{s(n)} = \frac{F}{nD} I_s(I) \quad (4.8)$$

dove

$$F = \left[ \left( \frac{\sin[(n-1)\frac{u}{2}]}{n-1} \right)^2 + \left( \frac{\sin[(n+1)\frac{u}{2}]}{n+1} \right)^2 - 2 \left( \frac{\sin[(n-1)\frac{u}{2}]}{n-1} \right) \left( \frac{\sin[(n+1)\frac{u}{2}]}{n+1} \right) \cos(2\alpha + u) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$D = \cos \alpha - \cos(\alpha + u)$$

dove  $n$  è l'ordine delle armoniche,  $I_{s(I)}$  la componente fondamentale della corrente e  $I_{s(n)}$  l'ennesima armonica di corrente.

Basandoci sulle precedenti formule, la componente armonica sono state calcolate e mostrate in figura4.2 in funzione dell'angolo di commutazione, e mostrando il comportamento per 4 angoli di estinzione  $\gamma$  diversi:  $0^\circ, 20^\circ, 40^\circ, 60^\circ$ . La sequenza delle curve mostra le armoniche di ordine 5,7,11,13,17,19,23,25. La totale distorsione armonica di corrente è mostrata in figura4.3 dove le diverse curve rappresentano diversi angoli di estinzione:  $0^\circ, 20^\circ, 40^\circ, 60^\circ$

Le prestazioni armoniche di un SCR-CSI a sei impulsi sono state calcolate con lo stesso circuito semplificato di figura3.13 e nelle stesse condizioni di lavoro.

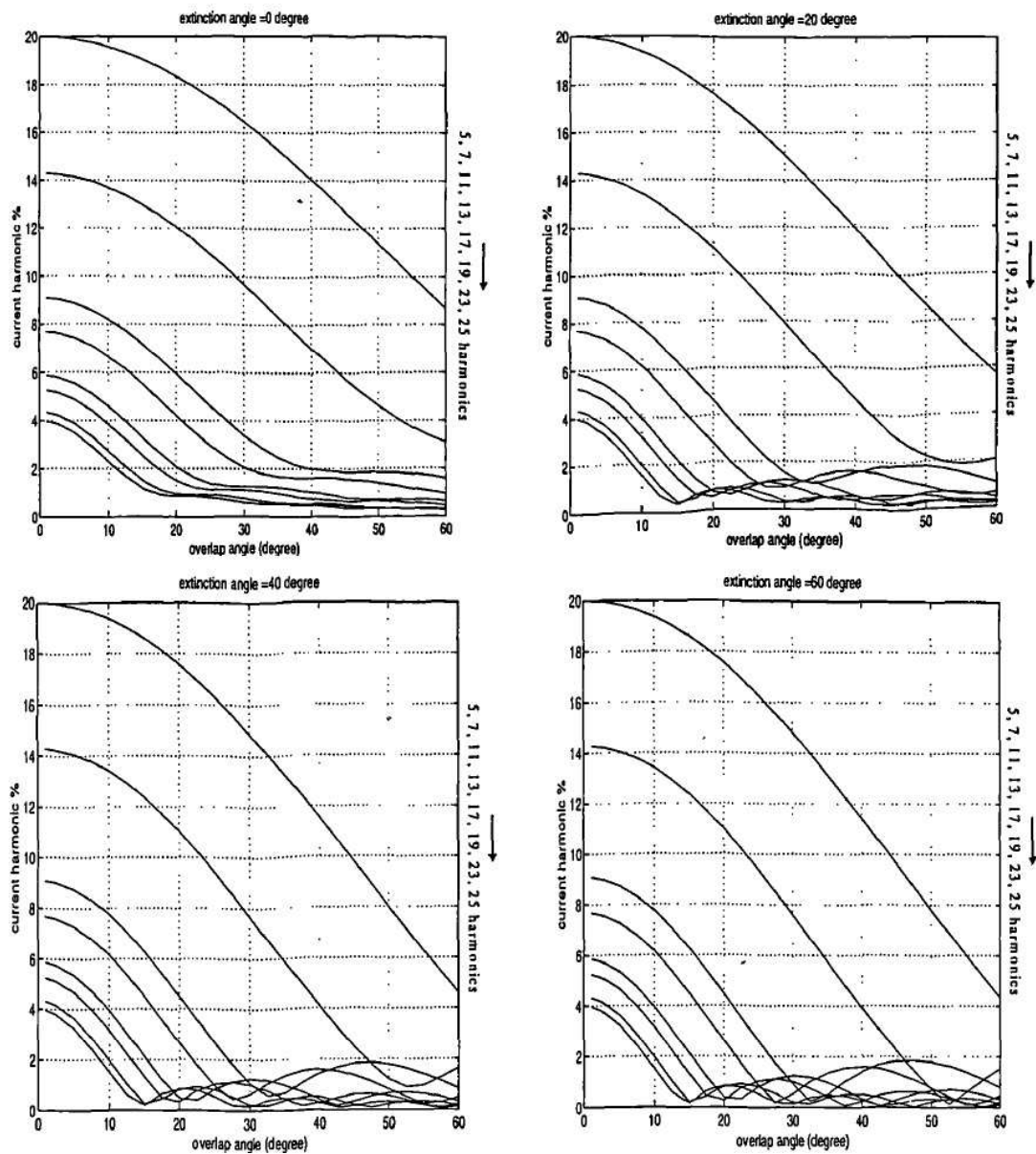


Figura 4.2: Componenti armoniche in funzione dell'angolo di accensione

Il TCHD è mostrato in figura 4.4 in percentuale sul rapporto con la corrente fondamentale.

Si può notare che il contenuto totale rappresenta una seria distorsione armonica.

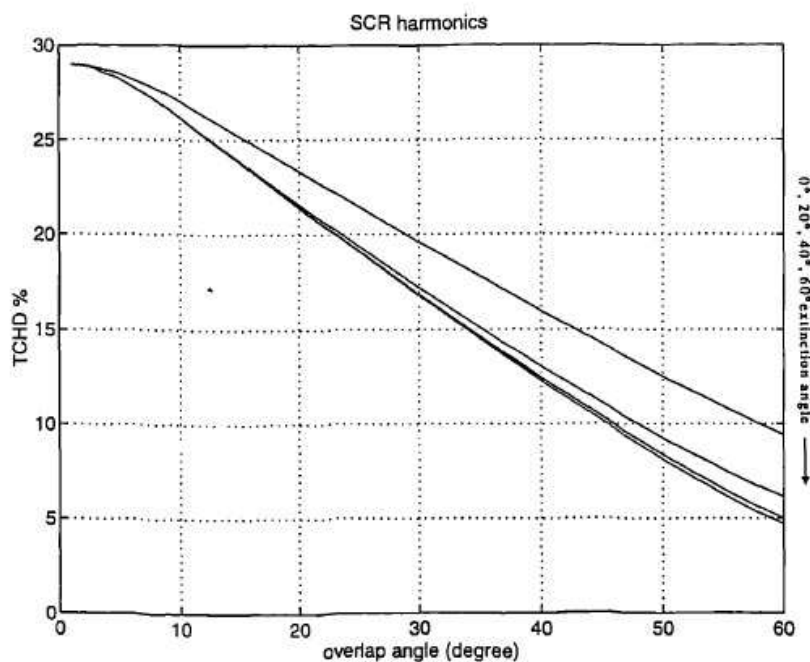


Figura 4.3: Distorsione totale di corrente in funzione dell'angolo di commutazione. E' raffigurato il TCHD per angoli di estizione diversi, a partire dall'alto, rispettivamente di  $0^\circ$ ,  $20^\circ$ ,  $40^\circ$ ,  $60^\circ$

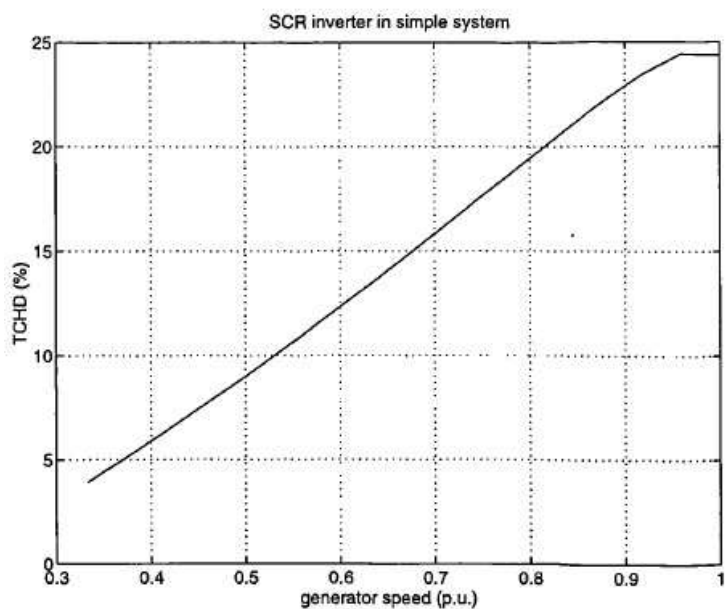


Figura 4.4: TCHD di un SCR-SCI in un circuito AC semplificato in percentuale della corrente fondamentale in funzione della velocità del generatore



## 4.4 Filtro attivo per la compensazione di un SCR-CSI

I convertitori CSI sono ormai una tecnologia matura ed economica pronta per essere sfruttata, la loro potenza reattiva e il contenuto armonico di potenza richiedono però un sistema di compensazione che permetta un corretto ed affidabile collegamento in rete. Data la natura variabile del vento e il posizionamento degli impianti eolici è naturale aspettarci che la potenza reattiva e il contenuto armonico varino all'interno di un grande intervallo, di conseguenza è necessario un sistema di compensazione il più flessibile possibile. In questa sezione verrà studiato l'uso di un compensatore VSI (Voltage Source Inverter) pensato per un inverter a commutazione di linea CSI a tiristori. Sarà ricercato il controllo della potenza reattiva e la minimizzazione delle armoniche nelle condizioni di ottimo trasferimento di potenza in un sistema di conversione di energia eolica a velocità variabile.

### 4.4.1 Configurazione del sistema di compensazione

Gli elementi principali del sistema di compensazione attiva basato su un VSI per un SCR-CSI inverter è presentati in figura 4.5. L'inverter principale è un SCR-CSI a commutazione di linea che ha la funzione di trasferire la potenza reale dal sistema generatore-rettificatore alla rete elettrica. Il ponte trifase a tiristori commuta seguendo una sequenza a sei impulsi dove l'angolo di accensione viene controllato per variare la tensione sul collegamento continuo per permettere il controllo della velocità di rotazione del generatore e regolare il trasferimento di potenza. L'ottimo trasferimento di potenza si ottiene attraverso la regolazione e controllo dell'angolo di accensione come discusso nella sezione 3.3.3. La funzione del compensatore VSI è eliminare l'inquinamento armonico e compensare la potenza reattiva.

Il convertitore di potenza deve essere controllato per produrre la forma d'onda desiderata nel punto di connessione alla rete. Normalmente il convertitore è collegato in parallelo al compensatore per correggere la forma d'onda della corrente.

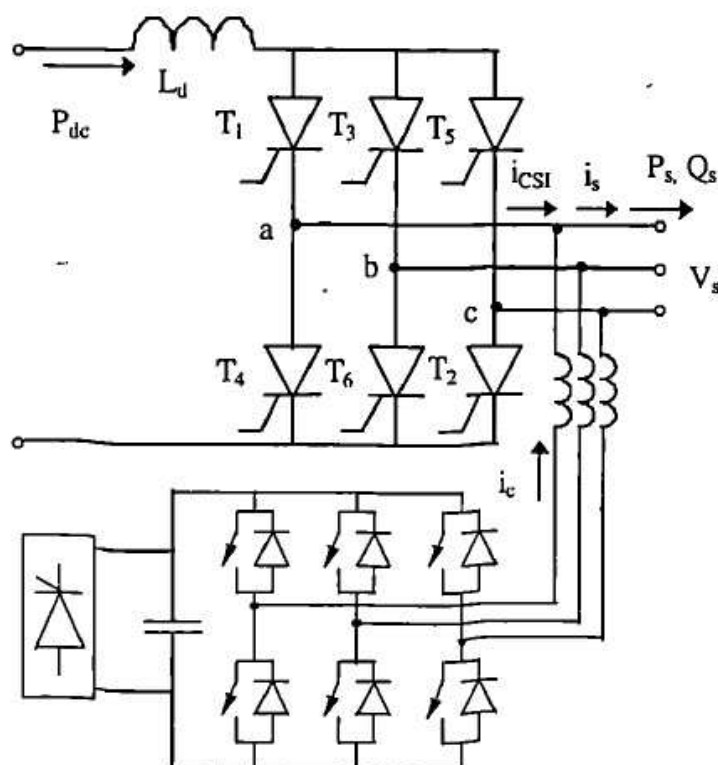


Figura 4.5: Schema di un SCR-VSI con sistema di compensazione attivo basato su VSI

Allo scopo di compensare la corrente distorta  $I_{csi}$  generata all'uscita dall'inverter, il filtro attivo collegato in parallelo genera un corrente di compensazione  $I_c$  che una volta sommata con quella all'uscita dell'inverter produce la forma d'onda sinusoidale ricercata  $I_s$  con il fattore di potenza desiderato.

$I_{c.ref}$  è la corrente di compensazione desiderata che deve essere uguale alla differenza tra la corrente ideale della rete  $I_{s.ref}$  e la corrente all'uscita dell'inverter  $I_{csi}$  la relazione è mostrata in figura4.6.

Prendendo come  $I_{s.ref}$  una ideale forma d'onda di corrente sinusoidale e come  $I_{csi}$  la tipica forma d'onda a sei impulsi, la corrente di compensazione richiesta prende la forma della corrente mostrata in figura4.7 dove le correnti  $I_{csi}$ ,  $I_{s.ref}$  e  $I_{c.ref}$  sono sequenzialmente rappresentate a partire dall'alto.

Allo scopo di generare la corrente di compensazione desiderata, il compensatore VSI deve operare un controllo della corrente in catena chiusa per ottenere

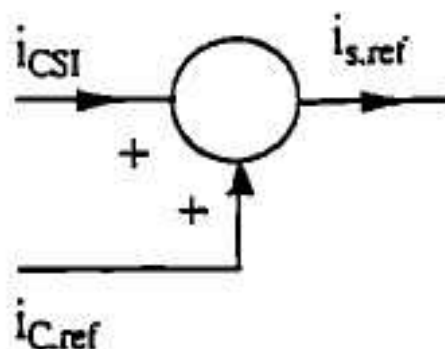


Figura 4.6: Relazione tra le correnti di riferimento

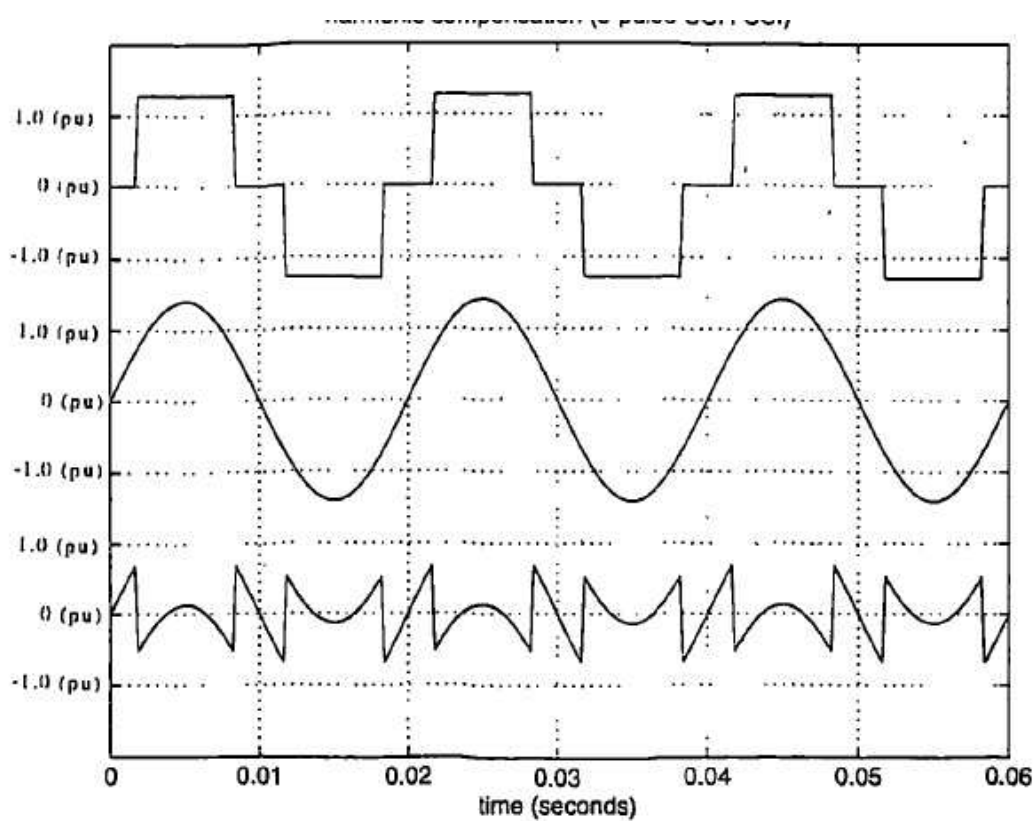


Figura 4.7: Compensazione armonica attiva di una forma d'onda a sei impulsi

delle buone prestazioni dinamiche. I possibili controllori si possono dividere in tre categorie di base: ad isteresi, a rampa e a predizione; nei quali viene comparata la corrente attuale con la corrente desiderata e la differenza tra le due è usata

come controllo del compensatore.

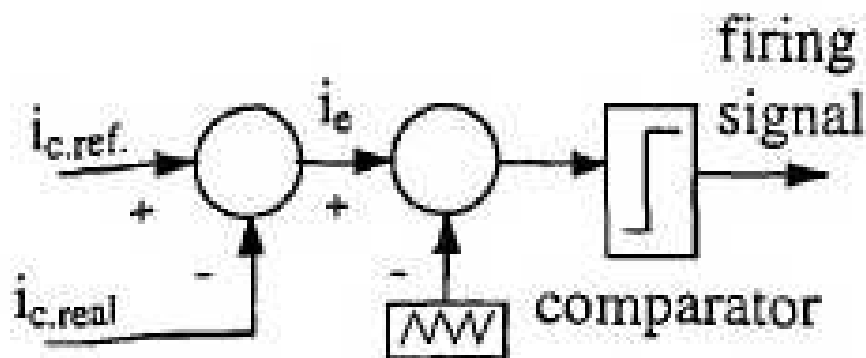


Figura 4.8: Controllore con comparazione a rampa

Nel nostro studio si è scelto di utilizzare il controllore con comparazione a rampa, che risulta essere efficace e più semplice rispetto agli altri, in figura 4.8 è mostrato lo schema di controllo per un ramo del compensatore. La differenza tra la corrente di riferimento e la corrente attuale viene comparata con una forma d'onda triangolare per generare il comando di accensione. Il segnale di commutazione è determinato quando l'errore attraversa la forma d'onda a dente di sega. Con questo metodo di controllo la frequenza di commutazione è determinata dalla frequenza dell'onda triangolare e l'uscita ha un buon contenuto armonico. Allo scopo di guidare la corrente d'uscita a seguire una determinata forma d'onda è necessario un appropriato ingresso in tensione al VSI che può essere realizzato dalla tensione di alimentazione con un appropriato rettificatore a diodi

#### 4.4.2 Schema di controllo

In figura 4.9 è rappresentato lo schema a blocchi del controllo del sistema. Questo schema estrae la corrente di riferimento attraverso la misura dello stato del sistema. Nel sistema di conversione a velocità variabile che stiamo studiando, la

ottime condizione di lavoro sono impostate dal controllo attraverso le relazioni.

$$P_{ref} = V_s I_{s.ref} \cos \phi$$

$$Q_{ref} = V_s I_{s.ref} \sin \phi \quad (4.9)$$

L'angolo di commutazione è impostato dal controllo in accordo con 3.10 e con la misura della corrente continua, queste informazioni sono sufficienti per ottenere la grandezza ideale della corrente alternata e l'angolo di sfasamento rispetto alla tensione. La corrente ideale è usata per produrre la corrente di riferimento  $I_{s.ref}$ , questo metodo di generazione della corrente di riferimento è il più semplice e si può ottenere anche attraverso altre tecniche. La corrente alternata all'uscita dei tiristori  $I_{csi}$  è misurata e comparata con la corrente di riferimento  $I_{s.ref}$  la differenza tra le due è la corrente di compensazione desiderata  $I_{c.ref}$ , quest'ultima viene comparata con l'attuale corrente di compensazione  $I_{c.real}$  e l'errore tra le due è usato per guidare il controllo del compensatore.

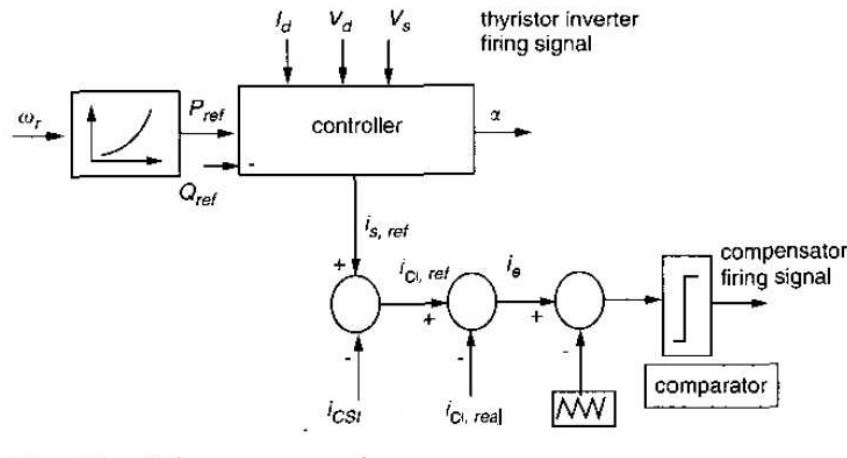


Figura 4.9: Schema del sistema di controllo

### 4.4.3 Tipologie di compensazione

Lo sfasamento della corrente alternata di riferimento  $I_{s.ref}$  rispetto alla componente fondamentale della corrente alternata all'uscita dell'inverte  $I_{csi(i)}$  verrà chiamato angolo di correzione, e rappresenta la potenza reattiva che deve essere generata dal compensatore. L'angolo di correzione viene scelto in accordo con la

potenza reattiva di riferimento.

In questo lavoro verranno presi in considerazione due tipologie di compensatore:

- *Compensatore delle armoniche di corrente* La corrente del sistema di riferimento  $I_{s.ref}$  viene scelta come una corrente sinusoidale in fase con la componente fondamentale della corrente d'uscita dell'inverter  $I_{csi}$ . L'angolo di correzione è quindi di  $0^\circ$ .
- *Compensatore di potenza reattiva e della armoniche di corrente* In questa tipologia il controllore genera una corrente di riferimento con un angolo di correzione diverso da zero in accordo con la scelta ottima.

Queste due configurazioni sono state testate sull'inverter a sei impulsi studiato nel capitolo precedente e su un inverter a pulsazione multipla, un inverter CSI a tiristori con 12 impulsi collegato come descritto nel paragrafo 4.2.2.

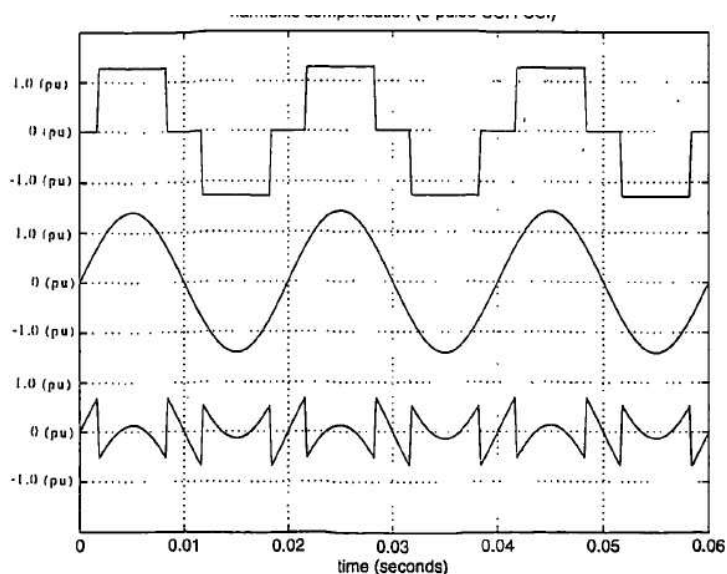


Figura 4.10: Compensazione armonica attiva di una forma d'onda a sei impulsi

In figura 4.10 è mostrato l'andamento delle correnti in un inverter a sei impulsi con l'uso di un compensatore delle sole armoniche di corrente, mentre per un compensatore anche di potenza reattiva in figura 4.11 è mostrato l'andamento della corrente di compensazione per un angolo di correzione di  $30^\circ$ .

In figura 4.12 è mostrato invece l'andamento delle correnti in un inverter a 12

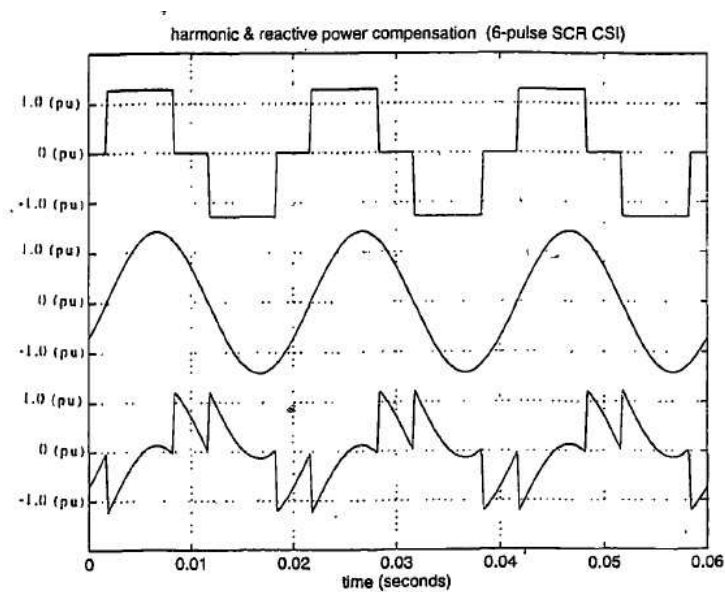


Figura 4.11: Andamento delle correnti in un sistema di compensazione con angolo di correzione di  $30^\circ$

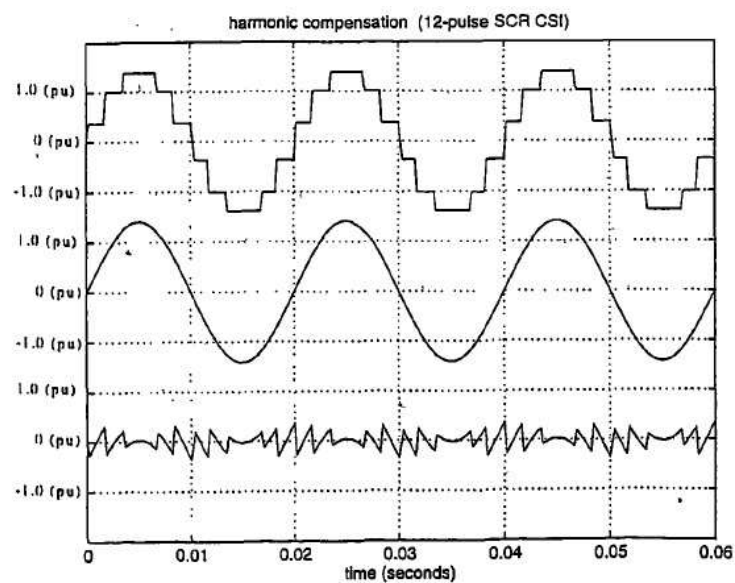


Figura 4.12: Andamento delle correnti in un sistema di compensazione con angolo di correzione nullo in un inverter a 12 impulsi

impulsi con l'uso del compensatore con angolo di correzione nullo, mentre in figura 4.13 è mostrato l'andamento delle correnti di compensazione per un angolo di correzione di  $30^\circ$ .

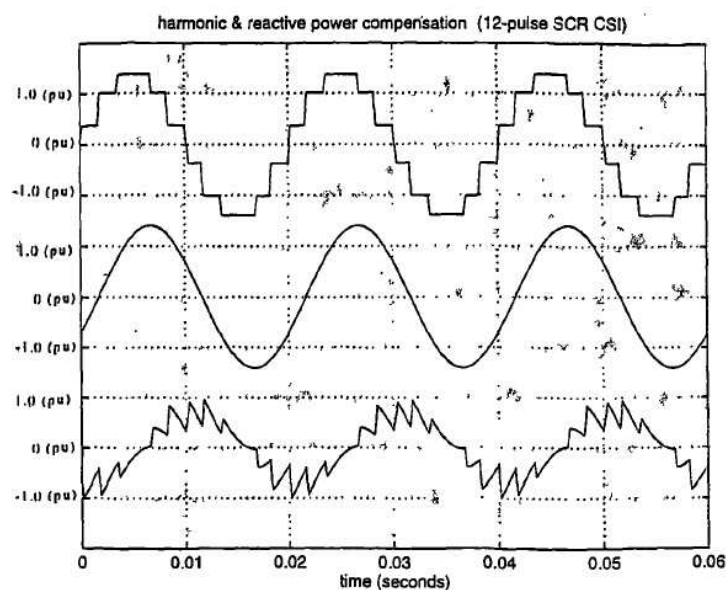


Figura 4.13: Andamento delle correnti in un sistema di compensazione con angolo di correzione di  $30^\circ$  in un inverter a 12 impulsi

#### 4.4.4 Valutazione della compensazione del filtro attivo

La figura 4.14 quantifica la compensazione attuata dal filtro attivo, in particolare viene mostrato il valore efficace della corrente di compensazione richiesta al filtro per ottenere il valore di corrente base dato dal valore efficace della corrente sinusoidale di rete. Viene assunto come  $1.0 pu$  la corrente fondamentale all'uscita dell'inverter a tiristori. La linea tratteggiata rappresenta il valore efficace di corrente richiesto nel caso di un inverter a sei impulsi, mentre la linea continua rappresenta quella richiesta nell'utilizzo di un inverter a 12 impulsi. Si può vedere come nel caso di un inverter a sei impulsi la corrente di compensazione richiesta per la sola compensazione armonica (angolo di correzione  $=0$ ) sia del 30%, mentre il peso della correzione armonica di un inverter a 12 impulsi è significativamente ridotto, questo perchè un inverter a 12 impulsi riduce effettivamente il contenuto armonico. Come era lecito aspettarsi aumentando l'angolo di correzione aumenta anche la corrente di compensazione richiesta. Un alto peso di compensazione è richiesto per generare una maggiore capacità di potenza reattiva. In figura 4.15 è graficata la potenza reattiva richiesta dal filtro compensatore in funzione della velocità del generatore.



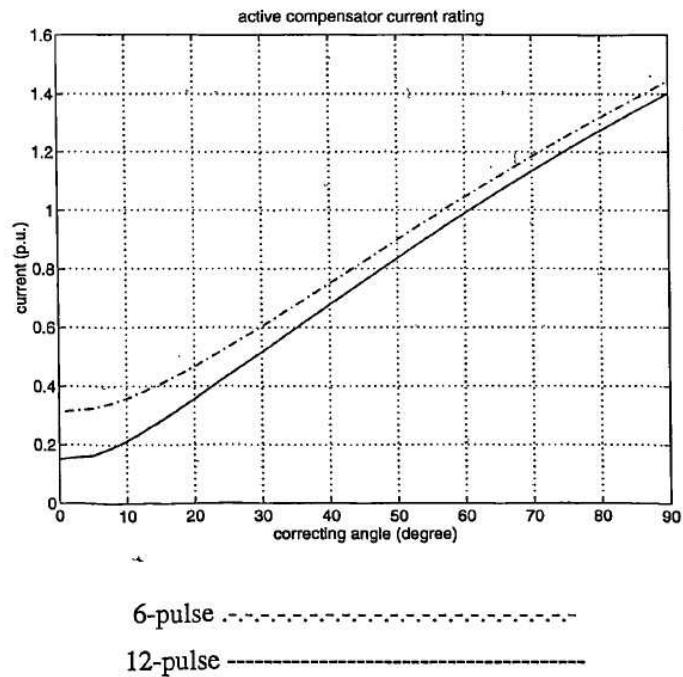


Figura 4.14: Valore efficace della corrente nominale di compensazione rispetto all'angolo di correzione

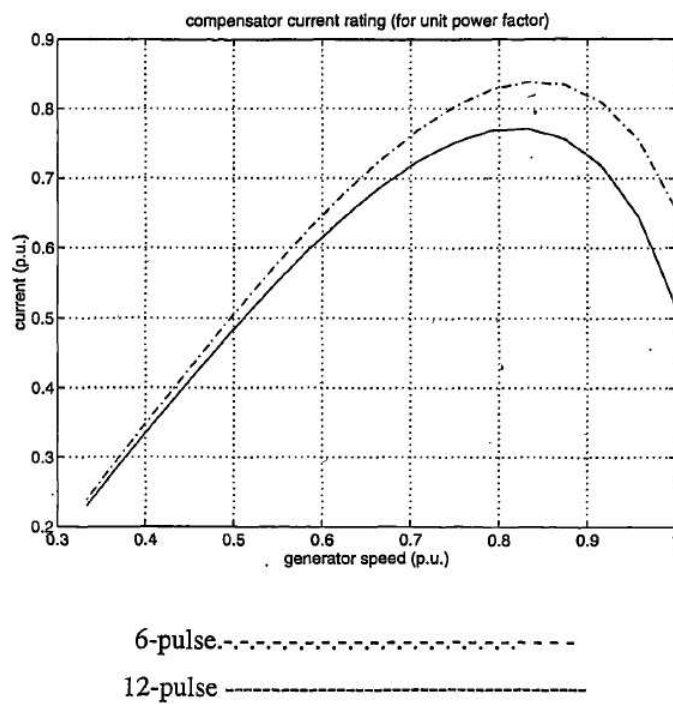


Figura 4.15: Valore efficace dalla corrente di compensazione in un compensatore attivo reattivo

## 4.5 **Discussione**

In pratica, il compensatore attivo può fornire solo un'approssimazione dell'ideale corrente di compensazione. L'errore può essere ridotto aumentando la frequenza di commutazione. Il compensatore attivo può anche generare lui stesso armoniche. Tuttavia, se la frequenza di commutazione è relativamente alta le armoniche di tensione di ordine elevato inquinano poco un sistema un sistema ad induzione dominante e sono facilmente filtrabili. Ma una alta frequenza di commutazione comporta elevate perdite di potenza e un compromesso tra efficienza e l'inquinamento è necessario. In linea di principio il compensatore attivo non richiede condensatore per l'immagazzinamento di energia, tuttavia, è opportuno prevedere un condensatore che mantenga costante la tensione nel collegamento DC per forzare la corrente nella direzione desiderata. Un SCR inverter a sei impulsi ha bisogno di un filtro attivo con circa il 30% della corrente nominale per permettere la compensazione armonica. Questo convertitore di potenza è adatto per il collegamento ad un robusto sistema di tensione alternata. Se non è presente una rete di tensione sul lato dell'inverter, per esempio in un sistema isolato, l'inverter CSI a commutazione naturale non è in grado di trasferire potenza alla rete. L'inverter a tiristori ha il vantaggio di un basso costo e una grande capacità di potenza compratato con gli altri inverter.

# Conclusioni

In questo lavoro è stato discusso l'utilizzo di inverter a commutazione di carico per l'interfacciamento di un sistema di generazione eolica a velocità variabile che utilizza un aerogeneratore sincrono a magneti permanenti. Lo schema di controllo permette di inseguire il massimo coefficiente di potenza della turbina per velocità di vento variabile e permette estrarre la potenza ottima dal vento. L'inverter con tiristori ha il vantaggio di essere economico, affidabile e avere una grande capacità di potenza comparato con gli inverter autocommutativi. Di contro necessità di un circuito di compensazione per raggiungere gli standard qualitativi per l'immissione in rete dell'energia, il circuito di compensazione deve ridurre l'inquinamento armonico e permettere il controllo del trasferimento della potenza reattiva. Per la bontà della risposta dinamica e delle prestazioni è stato scelto un filtro attivo, inoltre è stato mostrato come un inverter a pulsazione multipla riduca effettivamente il contenuto armonico e per questo il rapporto di compensazione richiesto dal filtro attivo.







## Appendice A

# Mappa potenziale eolico europeo e italiano

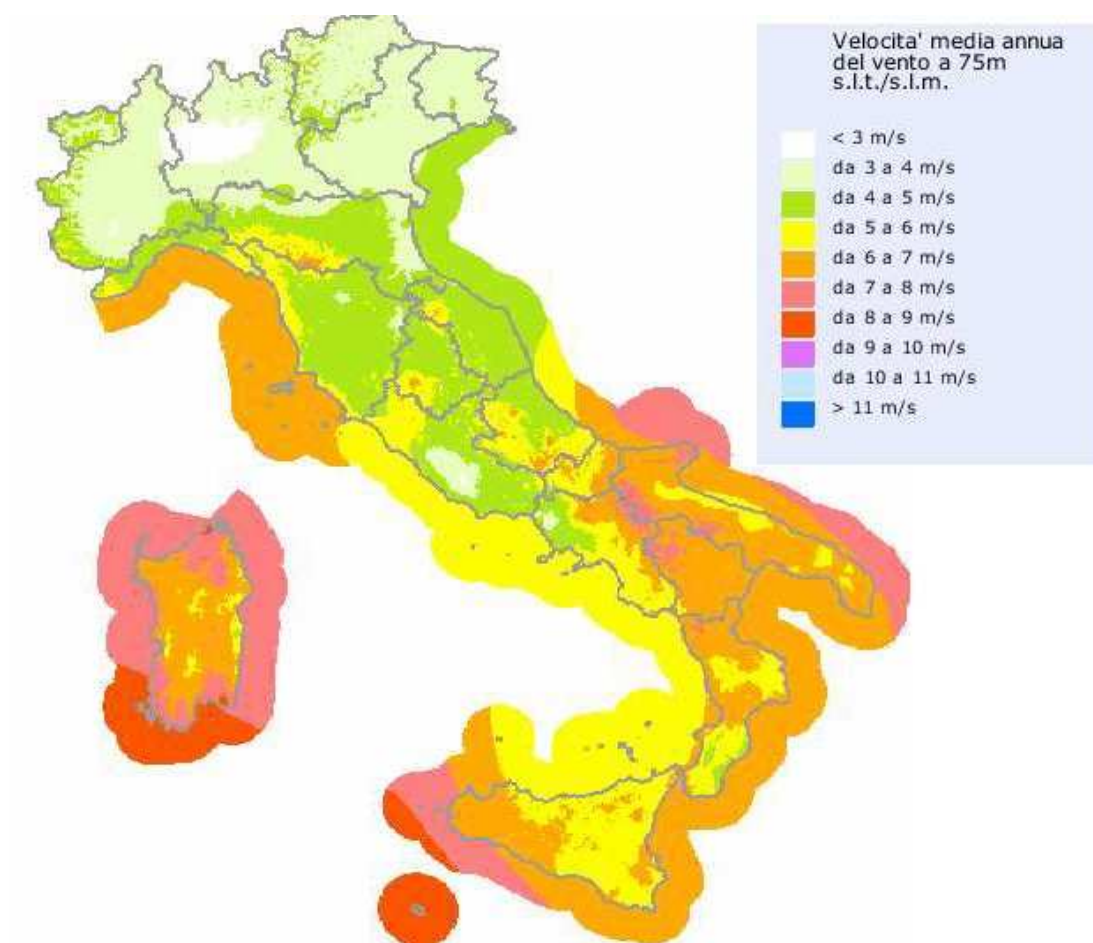


Figura A.1: Mappa del potenziale eolico italiano

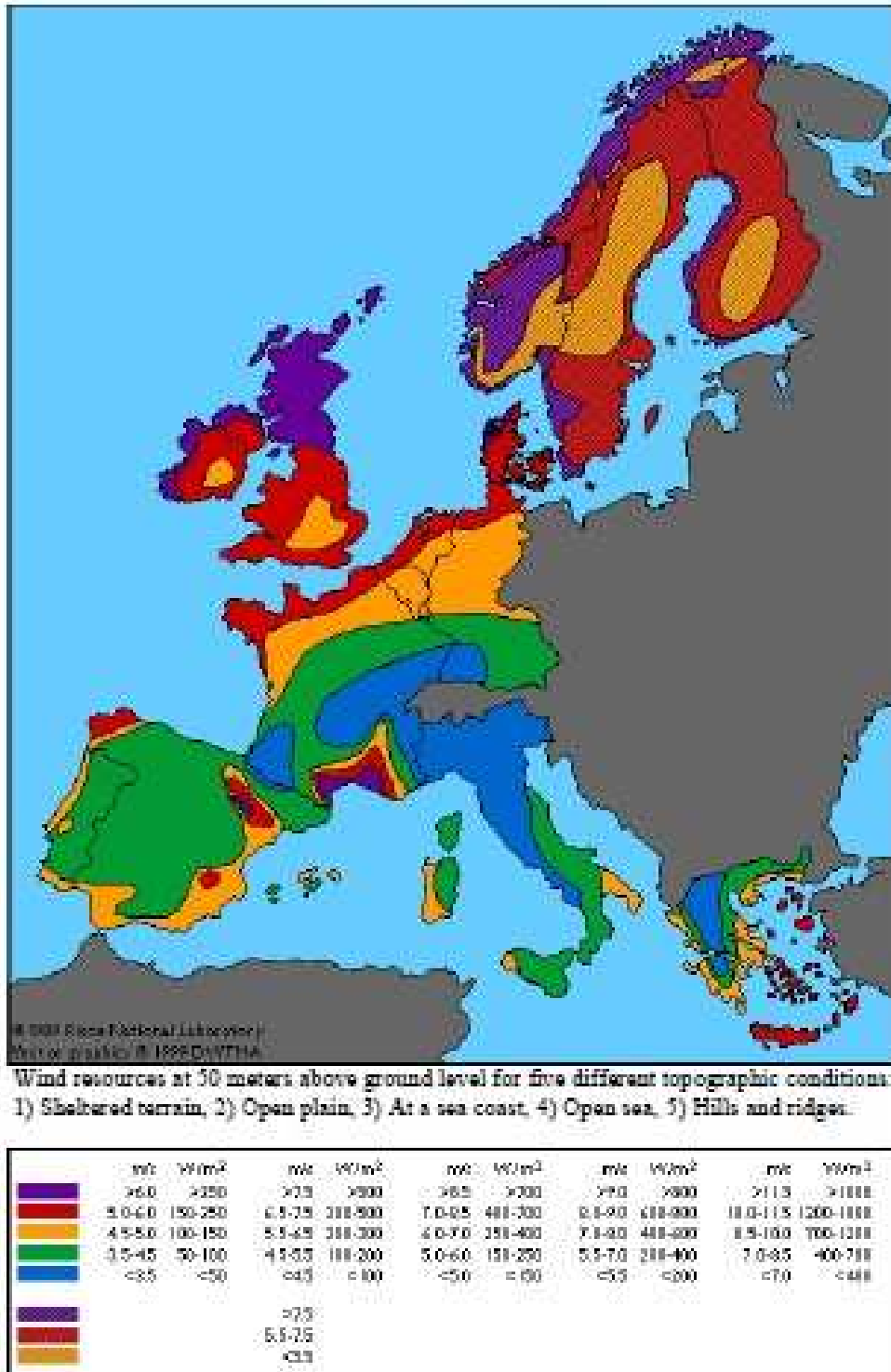
*European wind resources at 50 metres a.g.l.*

Figura A.2: Mappa del potenziale eolico europeo



# Appendice B

## Teoria di Betz

Per calcolare la potenza fornita dal vento ad un rotore si può fare riferimento alla teoria di Betz. Si considera il seguente schema B.1. L'aria contenuta in un tubo di flusso incontra l'ostacolo costituito dal rotore di un aerogeneratore. Via via che l'aria del tubo di flusso si avvicina alla pale del rotore viene progressivamente rallenta; la pressione invece aumenta. Al passaggio attraverso il rotore, l'aria gli cede energia. Nell'ipotesi che il rotore sia di spessore infinitesimo, la pressione cala bruscamente a gradino. E' proprio grazie al salto  $\Delta_p$  di pressione che sul rotore viene esercita una forza e trasferita potenza. Via via che l'aria procede dalla sezione del rotore alla sezione imperturbata a valle di questo  $A_2$ , la pressione progressivamente aumena, fino ad assumere il valore di pressione atmosferica in corrispondenza della sezione  $A_2$ .

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

- Concetto di tubo di flusso: il tubo di corrente che attraversa il disco attuatore non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda.
- In ogni sezione del tubo di flusso la velocità sia uniforme; cioè, la velocità vari solo lungo l'asse del tubo di flusso; in particolare la velocità sia uniforme sulla sezione del *disco attuatore* dell'aerogeneratore (il rotore viene schematizzato con un *disco attuatore* di spessore infinitesimo e struttura uniforme);

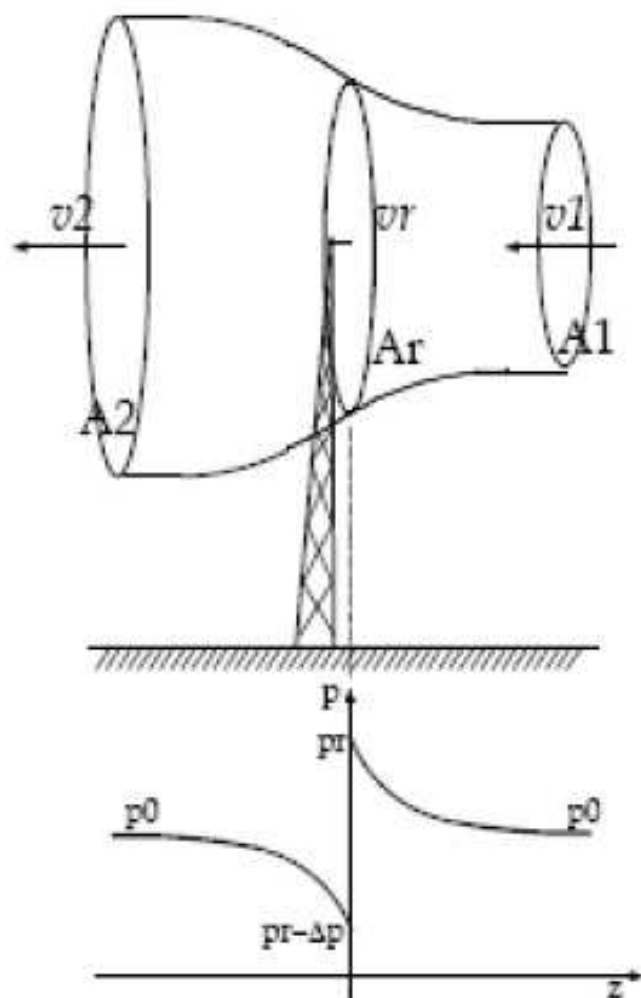


Figura B.1: Andamento della pressione lungo il tubo di flusso

- Nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si possa ritenere una situazione di fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione atmosferica  $p_0$  dell'ambiente esterno, proprio come nella condizione di getto libero;
- Il flusso eolico non incontri ostacoli oltre la turbina, nè sopravvento nè sottovento,
- Il vento sia stazionario e di intensità costante con la quota.
- Non ci siano effetti di rotazione della vena a causa dell'*estrazione* di quantità di moto

- Si trascuri la comprimibilità dell'aria, cioè la densità  $\rho$  sia costante.

Per i due tratti di tubo di flusso, a monte ed a valle del rotore, vale il teorema di Bernulli:

$$h + \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} = \text{cost}$$

Applicando il teorema di Bernulli al tratto a monte del rotore, cioè alla sezione imperturbata  $A_1$  fino alla sezione del disco attuatore di spessore infinitesimo, si può scrivere:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g} = \frac{v_r^2}{2g} + \frac{p_r}{\rho g}$$

dove  $v_r$  è la velocità dell'aria sulla sezione del disco attenuatore.

Per il tratto a valle del rotore, dalla sezione del disco attuatore fino alla sezione imperturbata  $A_2$ , invece:

$$\frac{v_r^2}{2g} + \frac{(p_r - \Delta p)}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g}$$

Le ipotesi 1 e 7 assicurano che, quale che sia la velocità  $v_r$  in corrispondenza del rotore, essa non può avere discontinuità. Infatti, deve valere l'*equazione di continuità*, per cui si può scrivere che la massa d'aria che attraversa qualunque sezione, nell'unità di tempo, deve essere sempre la stessa, cioè:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_r v_r = \rho A_2 v_2 = m$$

Sommando membro a membro le due equazioni relative al teorema di Bernulli a monte e a valle del rotore, si ricava:

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

Il salto di pressione sulla sezione del rotore si ricava dalla conoscenza della velocità dell'aria sulle due sezioni imperturbate a monte ed a valle. La forza  $F$  (orizzontale) esercitata dal flusso d'aria sul disco attuatore è data da:

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

D'altra parte, per l'equazione di conservazione della quantità di moto, la stessa forza è pari alla variazione di quantità di moto nell'unità di tempo, ovvero:

$$F = m(v_1 - v_2) = \rho v_r A_r (v_1 - v_2)$$

Eguagliando le due espressioni della forza, si ottiene:

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

da cui

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

La velocità dell'aria in corrispondenza del disco attuatore è pari alla media aritmetica delle velocità sulle sezioni  $A_1$  e  $A_2$ .

Si definisce fattore di interferenza il parametro

$$a = 1 - \frac{v_r}{v_1} = \frac{v_1 - v_r}{v_1}$$

allora risulta

$$v_r = V_1(1 - a); v_2 = v_1(1 - 2a)$$

E sostituendo nell'espressione della forza  $F$ , si ottiene:

$$F = \rho v_r A_r (v_1 - V - 2) = \rho A_r V_1^2 2a(1 - a)$$

La potenza trasferita al rotore è:

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

Secondo la teoria di Betz, la potenza estraibile da un flusso eolico risulta proporzionale all'area *spazzata* dal rotore e al cubo della velocità dell'aria. Per una data velocità del vento  $v_1$ , la potenza estraibile con un rotore di un dato diametro  $R$  dipende da  $a$ . Imponendo l'annullamento della derivata prima di  $P$  rispetto ad  $a$   $\frac{dP}{da} = 0$  si può trovare l'interferenza ottimale (l'interferenza per cui si ha l'estrazione della massima potenza):

$$a = 1; a = \frac{1}{3}$$

La soluzione  $a = 1$  non ha senso, perchè si avrebbe  $v_r = 0$ , cioè l'aria si arresterebbe sul rotore, il che è un assurdo nelle ipotesi poste. Pertanto l'interferenza ottimale risulta  $a_{ott} = 1/3$ , in corrispondenza alla quale si ha:

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

---

Il rapporto tra la potenza estratta e la potenza posseduta dal tubo di flusso di sezione pari a  $A_r$ , in assenza del rotore, si definisce *coefficiente di prestazione*

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

Il valore di  $C_p$  calcolato per  $a = 1/3$  è:

$$c_{pMax} = \frac{16}{27} = 0.59$$

La massima efficienza teorica di trasferimento è dunque pari a circa il 60%. La potenza estraibile da un flusso di vento a velocità imperturbata  $v$  si può allora scrivere nella forma:

$$P = \frac{1}{2}\rho C_p v^3 A_r$$

Il fattore di interferenza  $a$ , e quindi il coefficiente di prestazione  $C_p$  dipendono dalle modalità costruttive del rotore e dalla velocità del vento. La teoria di Betz trascura tutti i fenomeni di attrito e le turbolenze indotte dalla rotazione del rotore. In una situazione reale, il valore del coefficiente di prestazione è più piccolo di quello qui calcolato.



# Appendice C

## Eolico come energia intermittente

[22]

L'energia eolica è un'energia rinnovabile intermittente, come anche l'energia solare fotovoltaica e l'energia solare termodinamica. Poiché l'accumulazione di grandi quantità di energia elettrica è oggi impraticabile, ne consegue che l'energia elettrica prodotta dal vento e dal sole deve essere distribuita e consumata nel momento in cui viene prodotta. Dato che, per motivi di sicurezza ed efficienza, i generatori eolici possono operare solo in particolari condizioni di vento, l'energia eolica viene prodotta a intermittenza e perciò non è programmabile. Ciò significa che gli impianti di energia rinnovabile intermittente devono essere connessi direttamente alla rete elettrica di distribuzione, al cui interno in qualsiasi momento si può trovare un consumatore disposto all'acquisto. Esiste però un limite tecnico alla quantità totale di potenza elettrica intermittente che è possibile collegare alla rete elettrica nazionale senza rischiare di provocare il collasso di parte o dell'intero sistema elettrico nazionale. Tale situazione fa sì che il settore eolico non possa sostituire completamente fonti tradizionali quali i combustibili fossili o l'energia idroelettrica, per i quali la potenza erogata è costante o direttamente controllabile in base alle esigenze. Tale fonte di energia trova quindi il suo ambito applicativo principalmente nell'integrazione alle reti esistenti affiancata a impianti programmabili per soddisfare la necessità di potenza di picco ad ogni istante durante il giorno. Così come avviene per l'energia fotovoltaica, il problema dell'intermittenza o variabilità aleatoria di tale fonte energetica nelle esigenze

energetiche a livello locale può essere superato in linea teorica con una produzione ampiamente distribuita e sovradimensionata e con l'appoggio a sistemi di distribuzione elettrica automatizzati e a larga scala (le cosiddette smart grid) cioè sistemi di distribuzione in grado di smaltire i flussi di energia intermittenti che altrimenti genererebbero sovraccarichi e improvvisi cali di tensioni con ripercussioni sulla produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia stessa. L'esistenza di un limite per l'allacciamento dei generatori intermittenti alla rete ad alta tensione è un fatto incontrovertibile e su tale argomento non esiste discussione. Sulla sua consistenza quantitativa, invece, si discute da anni. Un valore preciso da assegnare al limite, (che pure è stato stimato), non è mai stato reso pubblico, nè dall'ENEL, nè dalla Terna, che oggi è responsabile della questione. Ad onore del vero, c'è da dire che la determinazione di questo limite è un argomento molto complicato, perché la stima non può essere generalizzata, essendo strettamente dipendente dalla configurazione topologica della rete e dal numero e tipo di generatori che essa connette. Secondo l'ENEL, le condizioni di sicurezza contro le oscillazioni del livello della potenza di rete non permettono di superare ampiezze superiori al 10-15% rispetto alla potenza rotativa in azione (che è quella capace di compensare le variazioni di assorbimento del carico). Nei vari testi internazionali esistono alcune stime, mediate sui risultati ottenuti per le reti d'alcuni paesi. I risultati collocano il limite intorno ad un valore pari al 20-25% della potenza dei generatori termoelettrici rotativi, quelli che sono attivi nella rete nel momento considerato. Sono questi i generatori che hanno le caratteristiche di velocità di risposta più adatte a reagire alle perturbazioni del livello di potenza così da compensare le oscillazioni. Da parte degli esperti, però, si fa notare che questi valori si riferiscono a condizioni molto diverse dalle nostre del parco dei generatori ed anche a condizioni più favorevoli di interallacciamento alle reti elettriche dei paesi confinanti e ciò permette di tollerare livelli di penetrazione così alti. In realtà, la controversia è soltanto accademica, perché, come vedremo, sono i fatti che hanno chiaramente indicato il valore del limite. Il giorno 29 settembre del 2003, alle ore 3.25, quasi tutta l'Italia del Nord è stata messa al buio dal blocco della fornitura di elettricità. Il black out totale è durato per alcune ore ed in alcune zone per l'intera giornata. La causa iniziale è stata la caduta di un albero sulla linea ad alta



---

tensione che proviene dalla Svizzera con la conseguente interruzione brusca della fornitura di elettricità. Per il discorso che ci accingiamo a fare sulla penetrazione degli impianti rinnovabili intermittenti nella rete nazionale, gli eventi di black out costituiscono un'importante occasione di avvertimento e di verifica. Infatti, l'analisi tecnica della situazione in cui si è venuta a trovare la rete nazionale nel momento del verificarsi dell'evento ci permette di imparare un'importante lezione. Alle 3.20 del 29 settembre 2003, la potenza presente in rete era costituita da 21000 MW circa con cui veniva fronteggiata la richiesta del carico. Di questa potenza, 3000 MW provenivano dalla Francia e 2000 MW dalla Svizzera, mentre la potenza generata in Italia ammontava a 16000 MW circa. La capacità di reazione avrebbe permesso di assorbire bene variazioni di potenza fino a 1600-2400 MW. La mancanza improvvisa in successione rapida dei 5000 MW provenienti da Svizzera e Francia ha significato una variazione brusca negativa del livello di potenza pari a circa il 24%. Pertanto sono stati superati abbondantemente i limiti di sicurezza e ciò ha causato l'evento di black out. La lezione pratica che si ricava da questa esperienza è che il sistema di controllo della rete elettrica italiana non è in grado di sopportare perturbazioni brusche del livello di potenza per ampiezze intorno al 24%. Rimane pertanto confermata sperimentalmente la stima del limite pari al 10-15% del valore esistente nel momento dell'evento. In termini assoluti di quantità di potenza, risulta anche chiaro che il caso peggiore si verifica di notte e di domenica quando il livello di potenza della rete è mantenuto basso perché tale è la richiesta del carico. Quindi, se ci si pone in un'ottica di sicurezza, dovremmo riferirci al caso peggiore della situazione notturna o domenicale. In tali condizioni, la potenza attiva dei generatori italiani in rete si aggira mediamente intorno ai 25000 MW. Si conclude, pertanto, che l'ampiezza massima dei transienti perturbativi, che la rete italiana è in grado di tollerare con sicurezza, sarà pari a 2500-3700 MW circa.

Tuttavia, poiché si verifica nella pratica che la contemporanea presenza degli impianti eolici e solari attenua gli effetti dell'intermittenza in quanto esiste una certa complementarità tra le due fonti, si accetta comunemente che il limite di accettazione della rete per il totale delle fonti intermittenti possa essere elevato intorno al 15-20%. In definitiva, la capacità massima di allacciamento diretto alla rete

delle fonti rinnovabili intermittenti sarà da collocare intorno a 3700-5000 MW. I sostenitori delle rinnovabili ritengono che il limite debba essere collegato alla potenza media operativa in rete e ciò eleverebbe la penetrazione massima a circa 10000 MW. In attesa dei risultati del lavoro affidato al CESI, che dovrebbe decidere la questione, conviene assumere un atteggiamento prudentiale accettando per buona l'esperienza recente del black out, la quale dimostra sperimentalmente che al di sopra dei 5000 MW si corre il rischio del blocco della produzione elettrica nazionale. Rispetto alla connessione alla rete i produttori di impianti eolici, per i quali legge del 2003 prevede le priorità di dispacciamento, come le altre fonti rinnovabili, hanno lamentato problemi di connessione a causa di interruzioni o riduzione della produzione di energia degli impianti eolici da parte di Terna costretta a tali interventi per le caratteristiche della rete in alcune aree. Sia Terna che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas stanno contribuendo agli sforzi necessari a superare tali difficoltà per la connessione alla rete degli impianti eolici in quelle aree del territorio nelle quali l'immissione di energia prodotta da tali impianti può lamentare delle limitazioni dovute alle caratteristiche della rete elettrica nell'area, anche tramite l'identificazione degli eventuali interventi tecnici o nuove realizzazioni di sottostazioni.

# Bibliografia

- [1] R. Turri, “Qualità del servizio nelle reti di distribuzione,” Università degli studi di Padova, 2009-2010, appunti del corso accademico Progettazione di sistemi elettrici industriali.
- [2] B. W. Jingya Dai, Dewei Xu, “A novel control scheme for current-source-converter-based pmsg wind energy conversion systems,” *IEEE Transactions on power Electronics*, 2009.
- [3] M. N. M.E. Haque, K.R. Muttaqi, “Control of a stand alone variable speed wind turbine with a permanent magnet synchronous generator,” *IEEE Transactions on power Electronics*, 2008.
- [4] T. L. P. Tenca, A. Rockhill, “Current source topology for wind turbines with decreased mains current harmonics, further reducible via functional minimization,” *IEEE Transactions on power Electronics*, 2008.
- [5] E. S. Z. Chen, “Current sources thyristor inverter and its active compensation system,” *IEE Proc.-Gener Transm Distrib.*, 2003.
- [6] world wind energy association, “[www.wwea.org](http://www.wwea.org).”
- [7] “Clear energy trend 2012,” *The Clear-tech Market Authority*, 2012.
- [8] associazione nazionale energia del Vento, “[www.anev.org](http://www.anev.org).”
- [9] R. Castro, “Introdução à energia eólica,” Instituto Superior Técnico de Lisboa, 2010, curso Academico de Energias Renovaveis e Produção decentralizada.

- 
- [10] S. Alessandro, "Valutazione del potenziale energetico e impatto sulla rete di un impianto eolico," 2009-2010.
- [11] A. J. S. de Carvalho, "Modelo matematico de un sistema de geração eolico baseado na maquina sincrona de velocidade variavel," 2010.
- [12] J. Murphy, *Power Electronic Control of AC Motors*.
- [13] Leonard, *Control of Electrical Drives*.
- [14] Z. Chen, "Advanced wind energy convertors using electronic power conversion," Ph.D. dissertation, Durham University, 1997.
- [15] P. Pejovic, *Three-phase diode bridge rectifier with low harmonics*. Springer, 200.
- [16] E. Kimbard, *Direct Current Transmission*. Jonh Wiley and Sons Inc., 1971.
- [17] S. I. T. Nicky, K. Tan, "Mitigation of harmonics in wind turbine driven variable speed permanent magnet synchronous generators," *IEEE Transactions on power Electronics*.
- [18] J. Arrillaga, *Power System Harmonics*. Jonh Wiley and Sons Inc.
- [19] H. Ming, "Mitigation of harmonics in wind turbine driven permanent magnet synchronous generators," *IEEE Transactions on power Electronics*.
- [20] N. Akagi, Kanazawa, "Instantaneous reactive power compensator comprising switching devices without energy storage components," *IEEE Transactions on power Electronics*.
- [21] B. Bhattacharva, Divan, "Synchronous frame harmonics isolator using active series filter," *IEEE Transactions on power Electronics*.
- [22] D. Coiante, "Fonti rinnovabili elettriche intermittenti: limiti di penetrazione nella rete e loro significato energetico," *Aspo Italia*, 2007.

# Ringraziamenti

A voi tutti grazie!