

**POLITECNICO DI MILANO**

***Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali***

**Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrica**

**Dipartimento di Elettrotecnica**

**SISTEMI DI CONNESSIONE INNOVATIVI ALLA RETE  
ELETTRICA DI GENERATORI EOLICI OFF-SHORE A  
VELOCITÀ VARIABILE**

Tesi di Laurea Specialistica di:  
Grieco Alessandro  
Matr. 711480

Relatore: Ing. Morris Brenna

Anno Accademico 2008-2009

## INDICE

<b>Sommario</b> .....	- 4 -
<b>1) LA GENERAZIONE EOLICA OFF-SHORE</b> .....	- 6 -
1.1) Premessa .....	- 6 -
1.2) Introduzione .....	- 8 -
1.3) I vantaggi dell'eolico off-shore.....	- 9 -
1.4) La situazione presente .....	- 11 -
1.5) Il futuro dell'eolico off-shore .....	- 13 -
1.5.1) La rete multiterminale off-shore .....	- 18 -
1.5.2) L'eolico galleggiante .....	- 21 -
<i>Bibliografia</i> .....	- 27 -
<b>2) SISTEMI A VELOCITA' VARIABLE</b> .....	- 29 -
2.1) Introduzione .....	- 29 -
2.2) Il vento, una fonte variabile d'energia .....	- 30 -
2.3) Applicazione della macchina asincrona nei sistemi con connessione diretta alla rete .....	- 32 -
2.4) Sistemi con connessione indiretta alla rete - la generazione a velocità variabile .....	- 36 -
2.4.1) Generatore asincrono a doppia alimentazione - DFIG (doubly fed induction generator):..	- 37 -
2.4.1.1) Doubly fed brushless generator (DFBG).....	- 52 -
2.4.2) Applicazione della macchina sincrona ai sistemi di generazione eolica - PMSG (Permanent magnet synchronous generator): .....	- 56 -
2.4.3) Valutazione e confronto dei diversi sistemi di generazione .....	- 64 -
<i>Bibliografia</i> .....	- 68 -
<b>3) SISTEMI DI TRASMISSIONE HVDC</b> .....	- 70 -
3.1) Introduzione .....	- 70 -
3.2) AC vs DC .....	- 70 -
3.3) HVDC vs HVAC .....	- 71 -
3.3.1) I conduttori.....	- 72 -
3.3.2) Le stazioni di conversione .....	- 74 -
3.3.3) Break even distance.....	- 75 -
3.4) HVAC - LCC/VSC HVDC.....	- 76 -

3.5) LCC HVDC .....	- 78 -
3.6) VSC HVDC .....	- 83 -
3.6.1) Operatività su quattro quadranti.....	- 85 -
3.6.2) I convertitori VSC .....	- 88 -
3.7) LCC/VSC HVDC - Considerazioni economiche e pratiche.....	- 93 -
3.8) VSC MTDC - Il sistema VSC HVDC nelle reti multiterminali .....	- 94 -
<i>Bibliografia</i> .....	- 100 -
<b>Conclusioni</b> .....	- 102 -

## SOMMARIO

Il presente lavoro di laurea tratta alcune delle tematiche principali legate al possibile sviluppo futuro del settore della generazione eolica off-shore; il lavoro è organizzato su tre capitoli:

1) LA GENERAZIONE EOLICA OFF-SHORE

2) SISTEMI A VELOCITA' VARIABLE

3) SISTEMI DI TRASMISSIONE HVDC

Nel primo capitolo sono descritti i vantaggi che la generazione eolica off-shore comporta rispetto quella terrestre.

È delineato lo scenario attuale della generazione off-shore in termini di investimenti e di potenza di generazione già disponibile, e sono riportate le stime circa lo sviluppo possibile nel prossimo futuro, tali stime prendono in considerazione gli anni dal 2010 al 2030.

È introdotto il concetto di super rete, ovvero una rete multi-terminale su base europea, che possa consentire una più conveniente connessione degli impianti off-shore alle reti nazionali; infine è introdotta la tecnologia già in fase sperimentale degli aerogeneratori galleggianti, per il futuro sfruttamento dell'energia del vento anche in corrispondenza di fondali profondi.

Il secondo capitolo approfondisce le tematiche prettamente tecniche inerenti la generazione vera e propria, sono prese in considerazione le macchine elettriche nelle configurazioni attualmente più competitive, ovvero quelle che permettono una generazione a velocità variabile.

Vengono trattati il generatore a induzione con doppia alimentazione (DFIG), e il generatore sincrono con eccitazione a magneti permanenti (PMSG). Per ciascun sistema di generazione è analizzato il controllo dell'apparato di conversione.

Il terzo capitolo tratta il tema della connessione alla rete degli impianti eolici off-shore. Mediante un confronto con la connessione in corrente alternata è discussa la tecnologia HVDC per la connessione in corrente continua. Vengono inoltre analizzate le alternative tecniche che tale tecnologia permette, ovvero la tecnologia dei sistemi LCC HVDC e dei sistemi VSC HVDC; viene

infine ripreso in maniera più analitica il concetto di rete multi-terminale introdotto nel primo capitolo.

# 1) LA GENERAZIONE EOLICA OFF-SHORE

## 1.1) PREMESSA

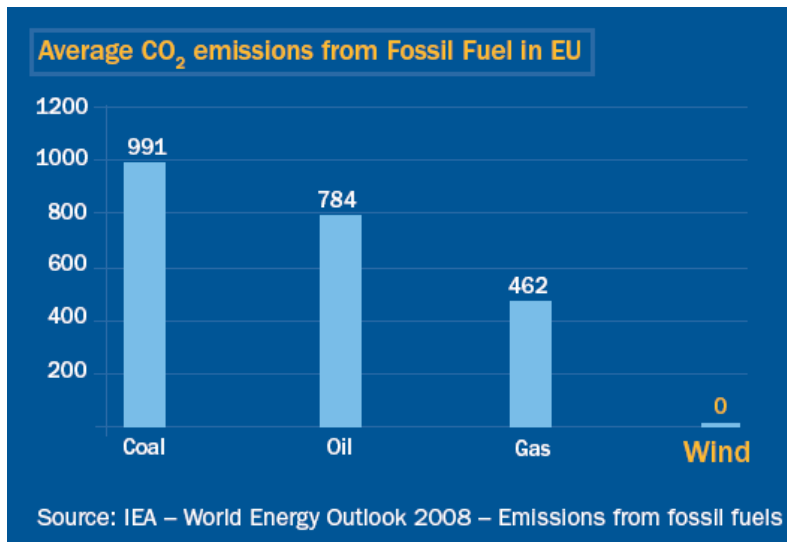
La principale fonte energetica sfruttata dall'umanità è attualmente rappresentata dai combustibili fossili; questi costituiscono un accumulo, sottoterra, di energia solare, direttamente raccolta nella biosfera nel corso di milioni di anni attraverso intere ere geologiche, dai vegetali tramite fotosintesi, e indirettamente dagli organismi animali tramite la catena alimentare; non sono quindi fonti rinnovabili nel breve periodo.

L'utilizzo di combustibili fossili a fini energetici necessita di grosse quantità di acqua perché gli impianti di generazione funzionino, produce la liberazione di anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) responsabile delle piogge acide, e produce l'incremento di CO<sub>2</sub>, gas tra i maggiori imputati del surriscaldamento globale.

Le poche affermazioni precedenti delineano in maniera chiarissima una società non curante della contraddizione evidente tra i vantaggi derivanti dallo sfruttamento delle risorse energetiche, ed il degrado ambientale che ne consegue.

Il processo di presa di coscienza collettiva, circa la non sostenibilità del ciclo di produzione e consumo dell'energia, iniziato nel 1997 con l'istituzione del protocollo di Kyoto, ha indirizzato la società verso una concezione più responsabile circa l'utilizzo delle fonti esauribili e inquinanti, questa non può che prevedere l'affrancamento dall'utilizzo dei carburanti fossili in favore di un maggior sfruttamento delle fonti alternative.

Ciò non toglie che in una società non utopica quale è la nostra, rimangano il profitto e la convenienza economica piuttosto che il pensiero etico a determinare la fattibilità di un'idea; ed è in quest'ottica che lo sfruttamento intensivo dell'energia eolica può rappresentare una soluzione praticabile, in maggior misura rispetto alle altre fonti rinnovabili, essendo già in grado di consentire una soluzione economicamente valida nella ricerca di un sistema di generazione sostenibile.



(fig.1, emissioni di CO<sub>2</sub> riferite ai carburanti fossili e all'energia eolica)

	<i>Litri / kWh</i>
<i>Nucleare</i>	2.3
<i>Carbone</i>	1.9
<i>Petrolio</i>	1.6
<i>Ciclo combinato</i>	0.95
<i>Fotovoltaico</i>	0.011 (per la pulizia dei pannelli)
<u><i>Eolico</i></u>	0.004 (in zone aride per la pulizia delle pale)

(tabella 1, utilizzo di acqua da parte dei diversi impianti di generazione)

## 1.2) INTRODUZIONE

La tecnologia degli aerogeneratori ha raggiunto uno stadio di piena maturità, i difetti tecnici presenti nei primi modelli sono stati superati; mentre alla fine degli anni 80 venivano progettate macchine con potenze nominali di 200 kW, l'ultima generazione di aerogeneratore permette ormai di raggiungere i 6 MW.

Lo sviluppo non si è verificato solo in termini di quantità, ma anche in termini di qualità, gli aerogeneratori moderni consentono di operare a velocità sempre più basse, adattandosi a regimi ventosi variabili in un range estremamente elevato.

Queste innovazioni, vicendevolmente alla progressiva saturazione degli spazi terrestri disponibili, hanno aperto strade prima non percorribili, favorendo l'impiego su zone un tempo ritenute non idonee, fino a permettere di considerare anche l'installazione di impianti di generazione in mare aperto.

Una immediata classificazione degli impianti eolici può essere quindi effettuata considerandone la localizzazione, si distinguono quindi gli impianti On-shore, Near-shore e Off-shore.

I primi sono posizionati su siti terrestri in genere oltre i 3 km di distanza interna dalla più vicina costa; questi coprono l'intero range micro-multimegawatt e possono essere sia connessi in rete che isolati in alimentazione su reti locali.

Gli impianti near-shore sono quelli posizionati nell'entroterra con distanze inferiori ai 3 km dalla costa o sul mare con distanze dalla costa non superiori i 7-10 km.

Le installazioni on-shore connesse alla rete rappresentano attualmente la stragrande maggioranza del numero di installazioni eoliche esistenti, ma si prevede nei prossimi anni un forte incremento delle installazioni off-shore.

Per installazioni off-shore si intendono quelle posizionate in mare con distanza dalle coste superiori ai 7-10 km. Questi impianti vengono realizzati esclusivamente con connessione alla rete, un funzionamento in rete isolata non è concepibile per tali strutture.

Nelle fattorie eoliche off-shore la tendenza è quella di utilizzare un numero ridotto di aerogeneratori, le turbine eoliche scelte sono però le più potenti presenti sul mercato; queste scelte hanno come scopo la riduzione dei costi degli ancoraggi e delle strutture di cablaggio ed interconnessione.

Entro il 2020 si prevede la clusterizzazione di aerogeneratori off-shore con potenze prossime ai 10 MW per macchina.



La maggior parte delle installazioni off-shore e near-shore sono situate nei mari del Nord Europa, avvantaggiati per la presenza di fondali di modeste profondità anche a distanze significative dalle coste. Molte tecnologie sono allo studio per aumentare la distanza dell'installazione dalla costa così da sfruttare regimi ventosi ancor più energetici e consentire l'installazione degli impianti anche nei mari più profondi.

### 1.3) I VANTAGGI DELL'EOLICO OFF-SHORE

In mare aperto il vento non incontra ostacoli nè dislivelli, raggiunge quindi velocità maggiori di più del 25% circa rispetto ai venti presenti sulle coste, inoltre è più stabile e quindi anche più prevedibile. In linea di principio uno stesso aerogeneratore può arrivare a produrre un quantitativo di energia anche superiore del 40% rispetto al caso di installazione terrestre, e la minor presenza di turbolenze riduce lo stress a cui sono sottoposti gli organi meccanici aumentandone la vita.

Le turbine eoliche in mare possono essere più grandi, visto che non si hanno le difficoltà logistiche del trasporto su strada dei componenti dal luogo di fabbricazione ai siti d'installazione; inoltre essendo i venti elevati anche a basse altezze dalla superficie marina, la struttura di supporto può essere ridotta in altezza pur mantenendo invariato il diametro del rotore.

Inoltre in fase progettuale il mare impone minori limiti spaziali, legati per lo più al livello di profondità e alle condizioni di ventosità. Al fine di eliminare completamente l'impatto aerodinamico che una turbina può produrre sulle altre, in mare queste possono essere posizionate ad esempio a distanze di anche 700 metri l'una dall'altra; realizzare un impianto da 500 MW costituito da 100 aerogeneratori utilizzando queste distanze vuol dire impegnare un'area di 7 per 7 chilometri quadrati, una superficie molto vasta, ma che oltre le coste non incontra le difficoltà pratiche legate alla presenza di infrastrutture e di vegetazione che invece caratterizza la terraferma.

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

Il trend che si sta stabilendo è appunto quello di orientarsi verso grandi distanze dalla costa, non solo per questioni riguardanti la deturpazione estetica del paesaggio (questione di dibattito all'interno sia delle istituzioni che dell'opinione pubblica), ma anche per minimizzare ogni impatto

nei confronti della flora e della fauna marina, nonché nei confronti delle popolazioni di volatili migranti, realtà più ricche vicino la terraferma.

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

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

Ancora molte sono le strozzature che possono rallentare un futuro sviluppo massiccio della generazione eolica oltre le coste; la disponibilità dei componenti delle turbine è ancora limitata, le navi piattaforma e le infrastrutture portuali adeguate sono disponibili attualmente in numero troppo esiguo, persino la quantità di personale qualificato rappresenta attualmente una limitazione.

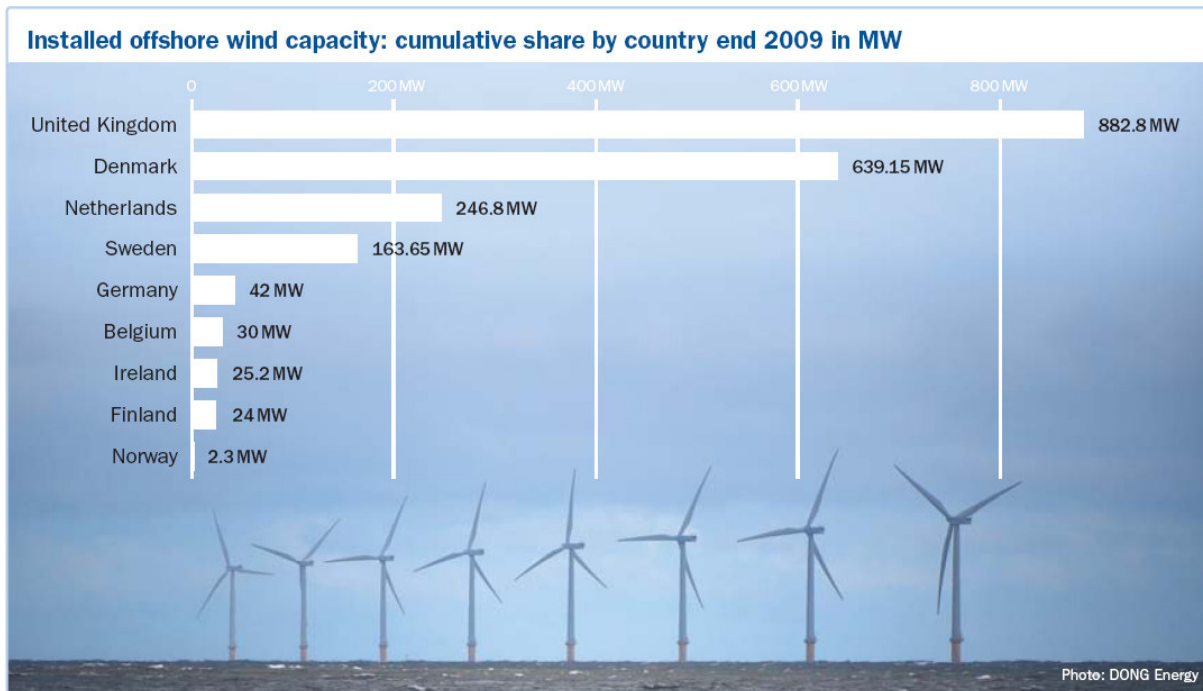
Le possibilità di vincere tali sfide porrebbe la comunità mondiale in possesso di una quantità enorme di energia pulita e a costi sostenibili.

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

## 1.4) LA SITUAZIONE PRESENTE

Le ultime statistiche rilasciate dall'EWEA (European Wind Energy Association) affermano che nel 2009 in Europa sono stati installati 9 impianti per la generazione eolica off-shore, per un valore di potenza cumulativo pari a 577 MW, ed un investimento di circa 1.5 miliardi di euro; investimento che si ritiene verrà raddoppiato nel 2010.

Rispetto ai 373 MW installati nel 2008 si è verificato un aumento del 54%.



(fig.2, potenze di generazione degli impianti off-shore realizzati nel 2009)

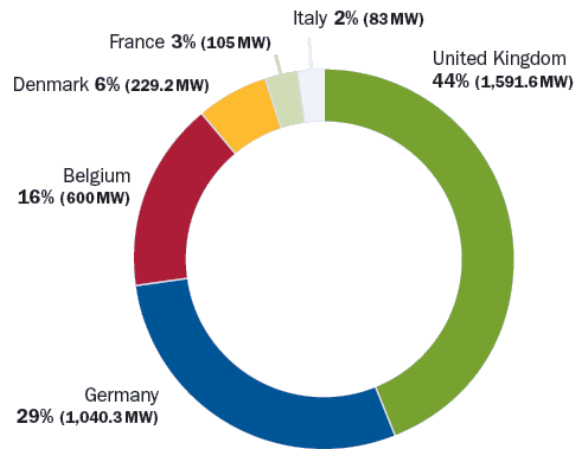
Attualmente l'Europa è leader nella generazione eolica off-shore con una potenza complessiva installata pari a 2'056 MW divisa su 828 aerogeneratori; solo il Regno Unito e la Danimarca detengono rispettivamente il 44% e il 30% di tale quota.

Un ulteriore sviluppo è stato dichiarato dal governo del Regno Unito, il quale nel Gennaio del 2010 ha dato il via libera allo sviluppo di aree dedicate completamente alla generazione off-shore che se sfruttate garantirebbero un valore complessivo di 32 GW di potenza, 15 volte l'attuale capacità europea.

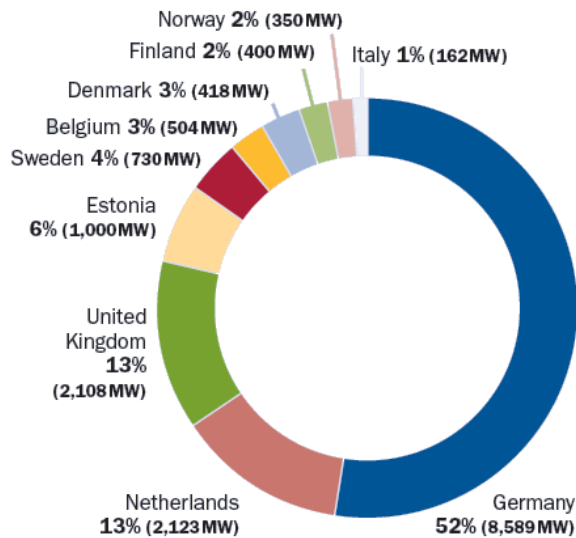
Nel 2010 ci si aspetta che 10 parchi eolici off-shore andranno ad aggiungersi a quelli già esistenti, aggiungendo 1'000 MW e realizzando una crescita del 75% rispetto al 2009.

Guardando al presente, attualmente 17 parchi eolici sono in costruzione in Europa, per una potenza di generazione pari a 3'500 MW, e altri 52 parchi eolici hanno ricevuto il pieno consenso per essere realizzati in acque europee, per un totale di 10'000 MW (di cui la metà verranno realizzati ad opera della Germania).

Più di 100 GW sono attualmente in vari stadi del processo di pianificazione e potrebbero fornire il 10% della domanda di energia europea.



(fig.3, impianti in fase di costruzione)

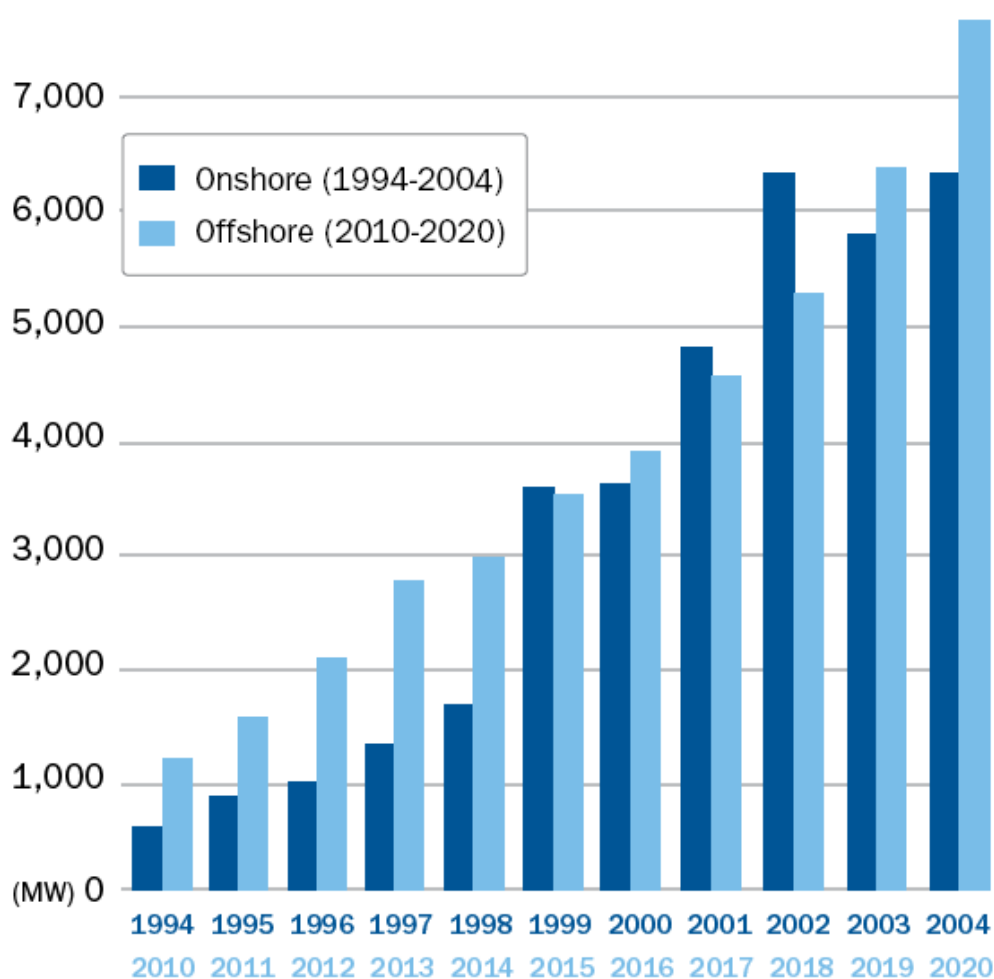


(fig.4, impianti che hanno superato la fase di approvazione)

## 1.5) IL FUTURO DELL'EOLICO OFF-SHORE

L'EWEA ha realizzato delle previsioni in merito ad uno sviluppo economicamente sostenibile del settore eolico, tale studio è a favore delle tesi ottimistiche secondo cui i prossimi decenni potranno vedere il settore eolico protagonista di una rivoluzione in termini energetici.

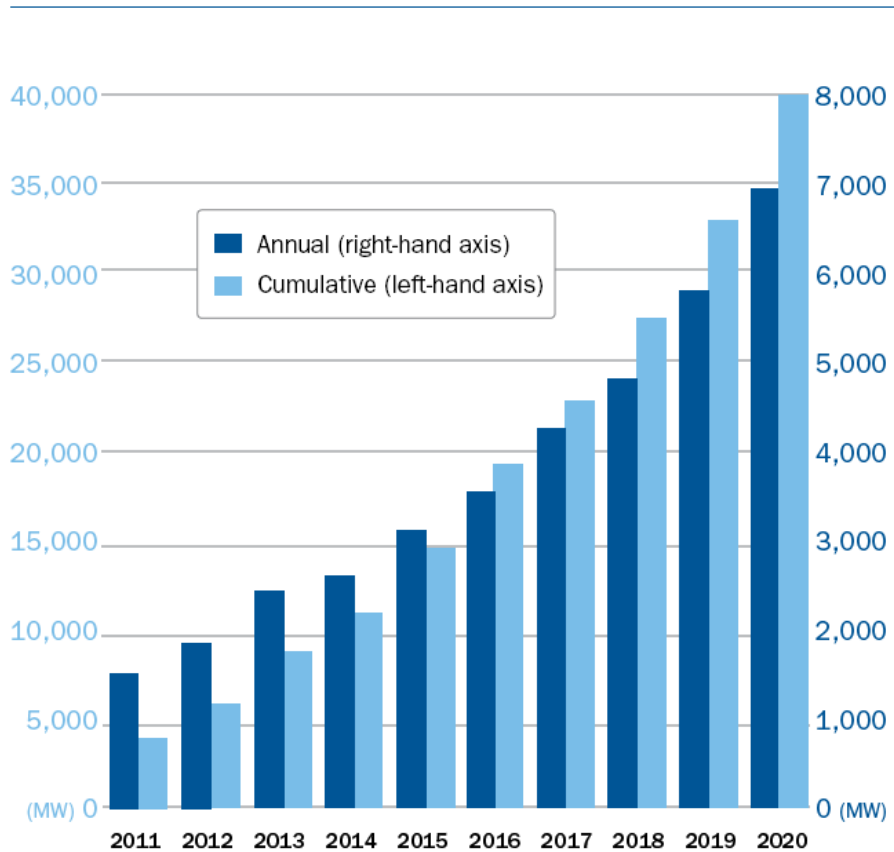
In particolare gli analisti prevedono che il settore dell'eolico off-shore vedrà un'evoluzione paragonabile a quella che ha visto l'eolico on-shore nel decennio passato.



(fig.5, crescita prevista per l'eolico off-shore nel prossimo decennio confrontata con la crescita dell'eolico on-shore negli anni 1994-2004)

## Previsioni dal 2011 al 2020

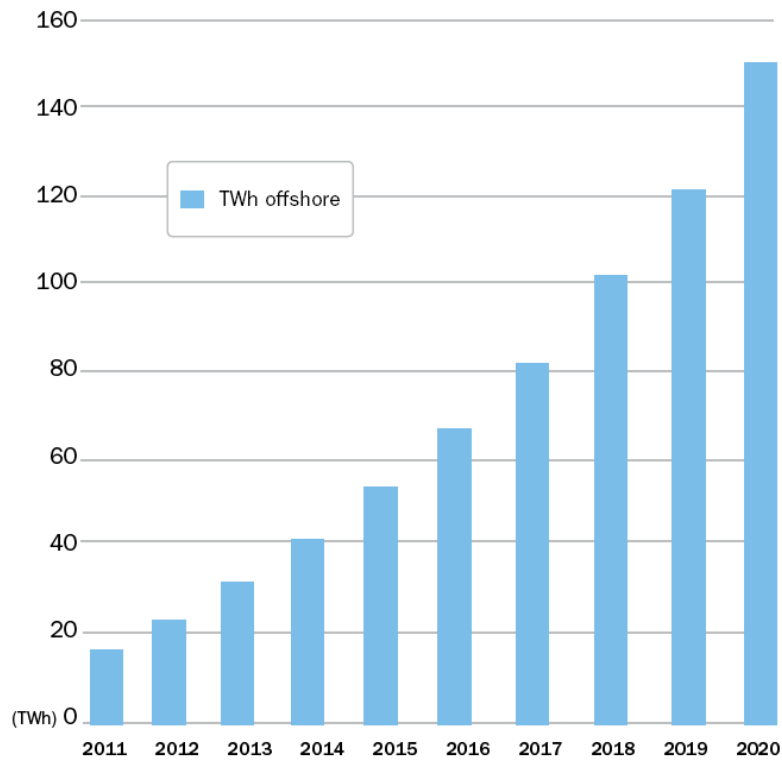
EWEA stima la crescita annuale del solo settore eolico offshore da 1.5 GW nel 2011 a 6.9 GW nel 2020.



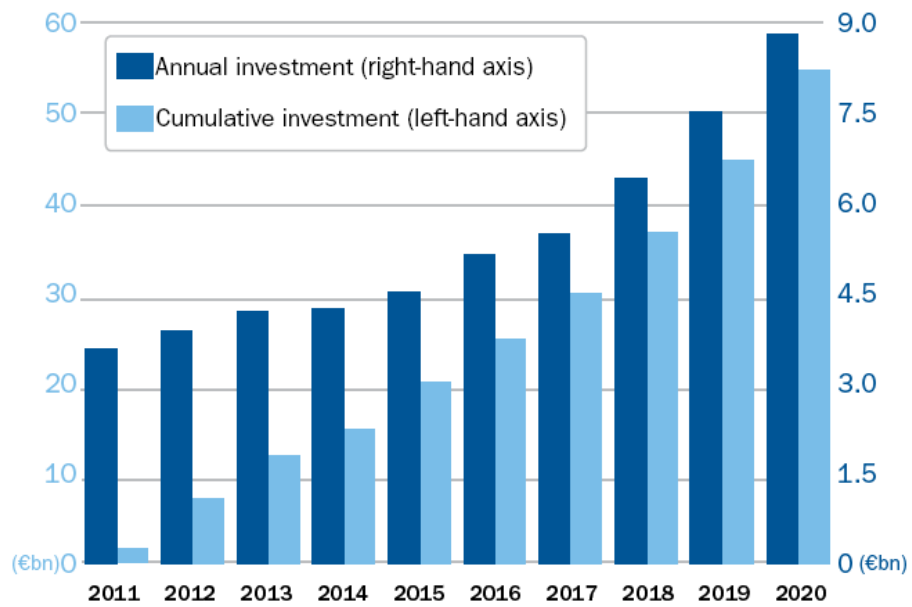
(fig.6, installazioni off-shore stimate per gli anni 2011-2020)

Nel 2020 si stima quindi che la generazione eolica off-shore in Europa potrebbe arrivare a coprire complessivamente valori di potenza pari a 40 GW, permettendo di fornire dal 3.6% al 4.3% del fabbisogno energetico europeo. Approssimativamente un quarto dell'energia generata dal vento sarà generata oltre le coste e complessivamente il settore eolico produrrà 582 TWh, coprendo un valore che è stimato dal 14.3% al 16.9% del fabbisogno energetico europeo.

Sempre secondo le stime, solo nell'anno 2020 inoltre la produzione di energia off-shore potrebbe evitare l'emissioni di 85 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.



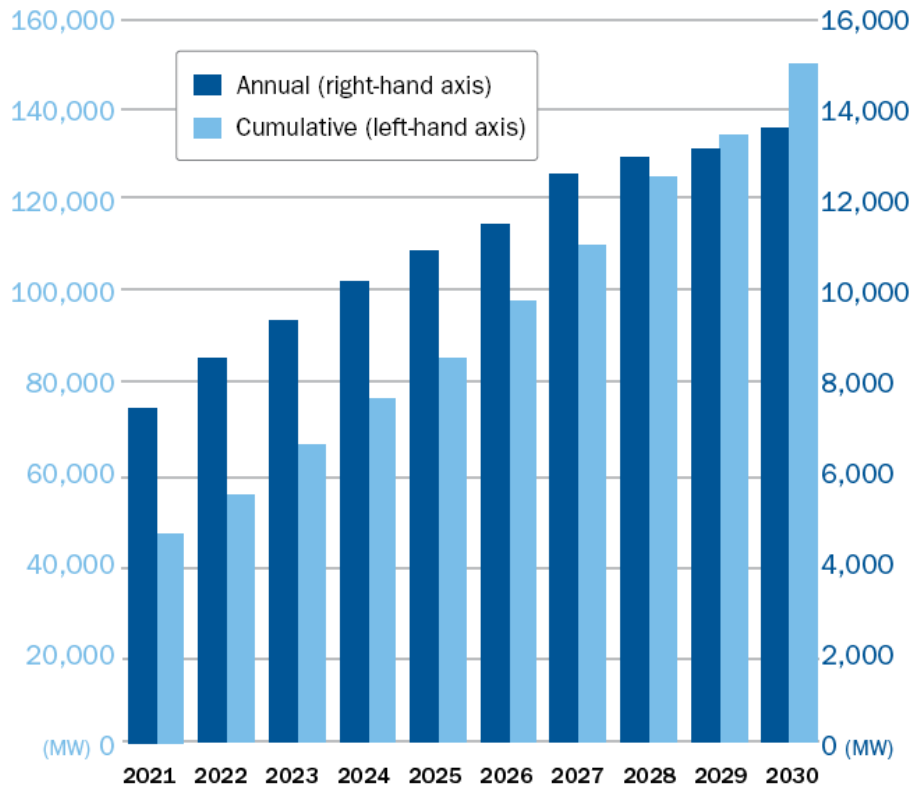
(fig.7, produzione di elettricità nel settore eolico off-shore attesa negli anni dal 2011 al 2020)



(fig.8, investimenti stimati nel settore off-shore negli anni dal 2011 al 2020)

## Previsioni dal 2021 al 2030

Uno sviluppo ulteriore è ritenuto possibile tecnicamente ed economicamente nel decennio successivo; nel 2030 la produzione annuale dell'eolico off-shore potrebbe arrivare a superare l'eolico on-shore in termini di potenza installata, arrivando alla soglia dei 136 GW.



(fig.9, installazioni off-shore stimate negli anni 2021-2030)

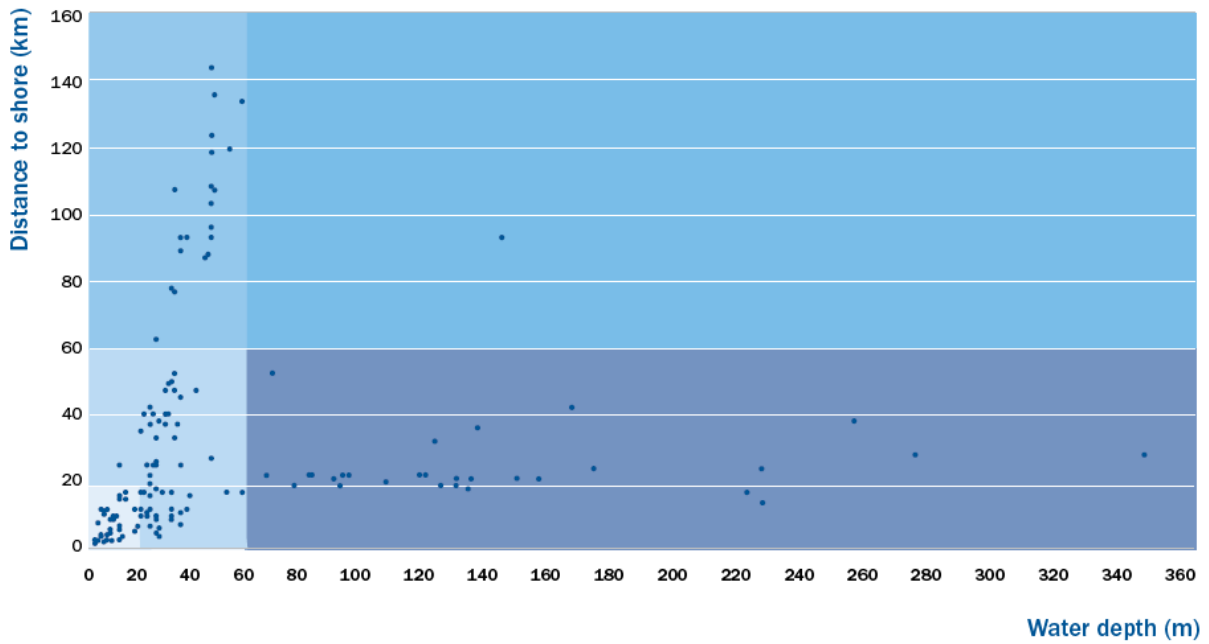
L'eolico off-shore andrebbe così a coprire dal 12.8% al 16.7% del consumo di elettricità europeo con 150 GW installati; considerando anche la generazione eolica on-shore complessivamente si andrebbe a coprire un valore dal 26.2% al 34.3% del fabbisogno energetico europeo. Nell'anno 2030 secondo le stime solo considerando l'eolico off-shore saranno evitate 292 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>.

L'integrazione dei 40 GW stimati per il 2020 e dei 150 GW stimati per il 2030, in relazione alla generazione off-shore, potrà però avvenire solo mediante un rafforzamento della rete elettrica



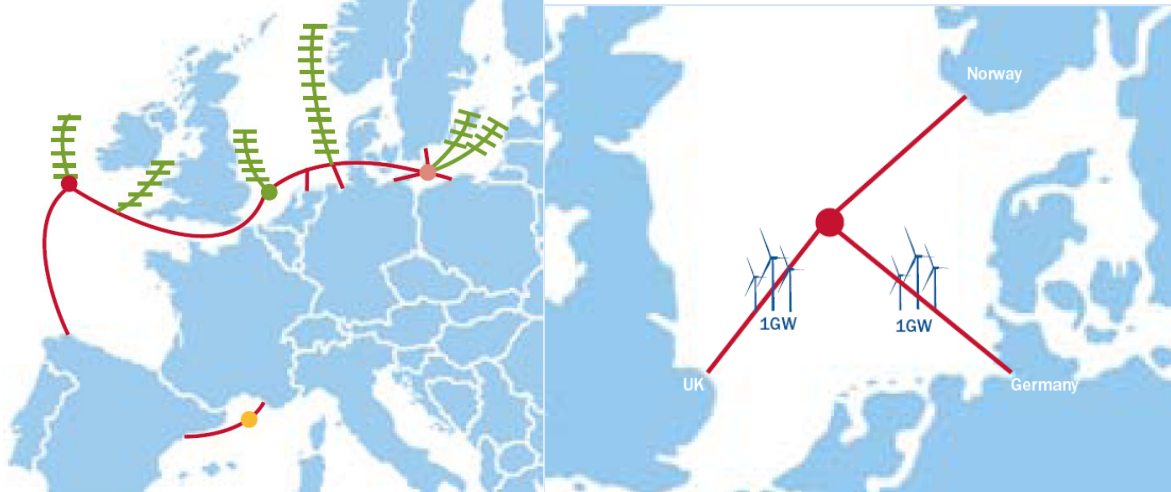
europea già esistente. EWEA a tal fine auspica che venga al più presto promosso lo sviluppo di una rete multiterminale europea off-shore; questa potrebbe, congiuntamente allo sviluppo della tecnologia degli aerogeneratori flottanti, contribuire al raggiungimento di zone sempre più distanti dalle coste.

In figura 10 è rappresentato un probabile scenario circa la situazione oltre le coste nel 2025 in termini di distanze dalle coste dei siti di generazione e profondità marine in corrispondenza dei medesimi, il grafico è basato sui dati previsionali in possesso dell' EWEA.



(fig.10, scenario atteso per il 2025, posizionamento dei siti di generazione eolica off-shore in relazione alla distanza dalla costa e alla profondità marina)

### 1.5.1) LA RETE MULTITERMINALE OFF-SHORE



(fig.11, esempi di possibili reti multiterminali in Europa)

Il progetto più ambizioso a cui molti studi sono già rivolti è quello di realizzare una rete elettrica dedicata alle attività off-shore.

Un sistema simile permetterebbe la connessione degli impianti eolici più distanti dalle coste, introdurrebbe la possibilità che un stesso parco eolico possa vendere energia a più paesi, aumenterebbe l'affidabilità dell'intero comparto elettrico europeo, e costituirebbe un ulteriore elemento di contatto dei diversi mercati nazionali dell'energia.

La rete off-shore inoltre permetterebbe di connettere piattaforme petrolifere e per l'estrazione del gas naturale situate in mare aperto, riducendone il contributo in termini di GHG (green house gas).

I collegamenti della struttura multiterminale sfrutteranno la tecnologia HVDC (high voltage direct current) della quale verranno esaminate le specifiche nel terzo capitolo di questa tesi.

Il 7 dicembre del 2009, nove stati membri dell'Unione Europea, (Belgio, Danimarca, Francia, Germania, Irlanda, Lussemburgo, Svezia, Regno Unito, e Paesi Bassi) hanno firmato una dichiarazione politica, la "North Seas Countries Offshore Grid Initiative" a cui ha aderito nel febbraio del 2010 anche la Norvegia, il cui scopo è quello di sviluppare una politica per promuovere l'interconnessione offshore in Europa.

L'8 Marzo 2010, rappresentanti di dieci compagnie internazionali si sono riuniti a Londra per annunciare pubblicamente la formazione dell'organizzazione "Friends of the Supergrid" (FOSG).

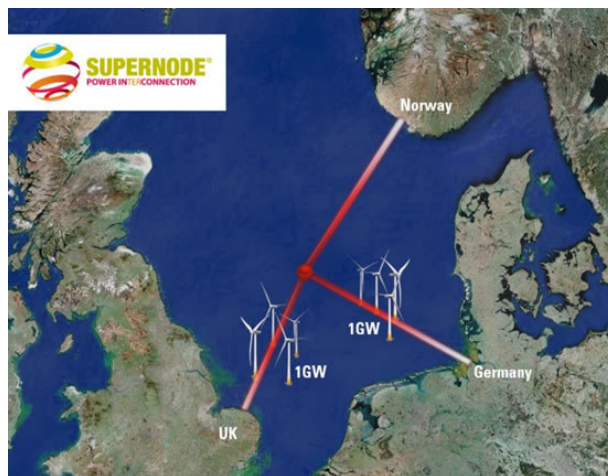
Attraverso le corrispettive esperienze nelle diverse aree tecniche, questa organizzazione si propone di promuovere e influenzare politica e quadro normativo necessari per la realizzare il concetto di “super rete”.

I membri fondatori rappresentano le società 3E, AREVA T&D, DEME Blue Energy, Elia, Hochtief Construction AG, Mainstream Renewable Power, Parsons Brinckerhoff, Prysmian Cable & Systems, Siemens, e Smit Marine Contracting; non a caso queste società coprono tutti i settori di interesse per la realizzazione della “super rete”, dalla progettazione all’installazione fino alla gestione e manutenzione delle infrastrutture.

Il direttore esecutivo della Mainstream Renewable Power, a nome di tutti gli altri membri, ha comunicato che i 50 GW che il governo inglese ha annunciato di voler realizzare entro il 2020 sottoforma di impianti eolici off-shore, verranno coinvolti nella realizzazione di una rete internazionale che potrà fornire energia a diverse nazioni.

Una prima rete off-shore transnazionale europea potrebbe interessare le aree del mare del Nord, del mar Baltico e del mar Mediterraneo e potrebbe collegare Spagna, Francia e Irlanda; ad ogni modo diversi progetti sono attualmente stati ideati.

La società Mainstream Renewable Power ha elaborato mediante il concetto di supernodo, un primo passo per la realizzazione di una rete elettrica off-shore, come mostrato in figura 12 questo permetterebbe il collegamento di Norvegia, Germania e Inghilterra e consentirebbe la spartizione dei flussi di potenza originati da due impianti da 1 GW di potenza ciascuno.



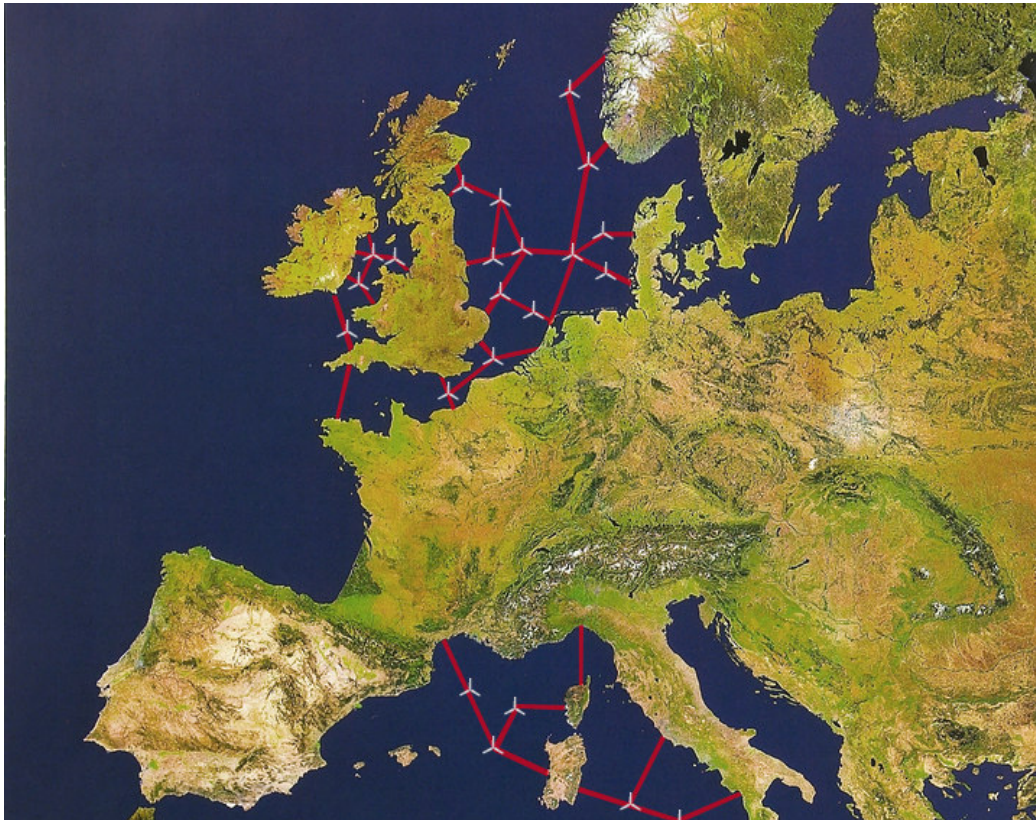
(fig.12, esempio di supernodo elaborato dalla Mainstream Renewable Power)

La realizzazione di una rete off-shore dovrà essere accompagnata dal rafforzamento delle reti terrestri, in modo da evitare che si creino colli di bottiglia nell’approvvigionamento dell’energia.

La realizzazione di lunghi collegamenti terrestri in HVDC richiederà enormi investimenti, ma questi permetteranno di eliminare gran parte dei costi di operatività attualmente presenti per la trasmissione della potenza su lunghe distanze.

Al fine di evitare colli di bottiglia nella trasmissione di potenza, il sistema multiterminale partendo dagli aerogeneratori in mare aperto non si fermerebbe alle coste, ma si diramerebbe all'interno del territorio europeo sino a connettere i maggiori centri di utilizzazione nazionali; utilizzando la tecnologia VSC HVDC (vedasi capitolo 3), secondo lo studio Tradewind ([www.trade-wind.eu](http://www.trade-wind.eu)), solo in termini di riduzione dei costi operativi di trasmissione si avrebbe un risparmio sul territorio europeo di 326 milioni di euro ogni anno.

I vantaggi economici sarebbero evidenti anche in termini di sviluppo del settore industriale e di aumento dei posti di lavoro, la crescita influenzerebbe positivamente l'intera economia internazionale.



(fig.13, possibile scenario circa la realizzazione di una rete off-shore multiterminale)

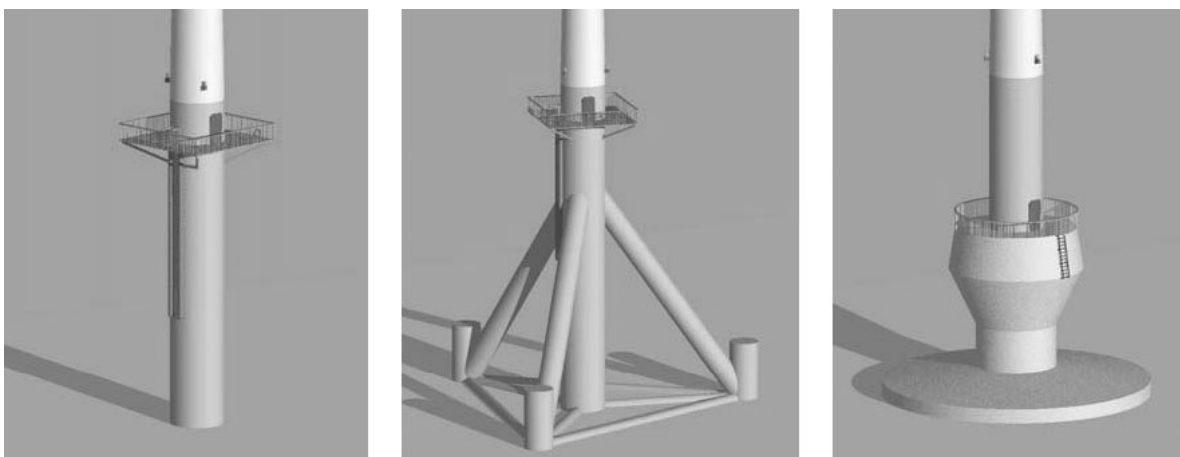
## 1.5.2) L'EOLICO GALLEGGIANTE

Il vento è ovunque sulla superficie della terra, ma oltre le coste solo in determinate zone la profondità marina è tale da permettere l'installazione di aerogeneratori.

Questo spiega perché l'Europa anziché gli Stati Uniti, la Cina o il Giappone, è al momento leader nel settore della generazione eolica off-shore, e perché solo in determinate zone dei mari europei la concentrazione di aerogeneratori è elevata mentre in altre è totalmente assente.

La tecnica attualmente utilizzata per la costruzione dei supporti per gli aerogeneratori off-shore è valida per lo più per profondità inferiori ai 20-30 metri.

La prassi è generalmente quella di utilizzare la struttura a gravità (concrete gravity base) per profondità inferiori ai 5 metri, e di utilizzare la struttura a pilone unico per profondità superiori; per aerogeneratori di dimensioni molto grandi, quali i modelli che permettono potenze di 4-5 MW si impiegano versioni più robuste con base rinforzata a tre o quattro gambe.



(fig.14, struttura a pilone unico, struttura tripode, struttura a gravità)

Per profondità superiori ai 25-30 metri i costi delle strutture crescono esponenzialmente, sino a che neppure la fattibilità tecnica è più garantita.

Diverse soluzioni sono state proposte per permettere la generazione eolica ad elevate profondità, ma si ritiene che oltre i 50 metri i costi delle fondazioni fisse raggiungerebbero comunque valori proibitivi.

La ricerca si sta però muovendo velocemente, e in futuro potrebbe persino verificarsi uno scenario simile a quello che ha visto passare negli anni 80 le piattaforme petrolifere da fisse a galleggianti.

La soluzione che permetterebbe di bypassare la difficoltà legata alla profondità potrà essere appunto legata all'utilizzo di aerogeneratori galleggianti.

I primi studi concettuali circa le piattaforme galleggianti risalgono al 1970, il bagaglio in termini di know how raccolto dall'industria petrolifera negli ultimi decenni, ha permesso in tempi recenti che alcuni prototipi venissero già resi operativi da diverse compagnie inerenti il settore eolico.

La prima turbina eolica galleggiante in scala reale entrata in funzione è la Hywind, di proprietà norvegese, posizionata nel Mare del Nord, 10 chilometri a sud est di Karmøy, in Norvegia, in acque profonde 220 metri.

La struttura consiste in una turbina da 2.3 MW fissata ad un cilindro di acciaio riempito di rocce e acqua, questo si estende oltre la superficie marina per 100 metri, ed è ancorato al fondale con tre cavi; la struttura realizzata da Siemens e StatoilHydro, permette la generazione in acque con profondità che vanno dai 120 ai 700 metri. Il prototipo è divenuto operativo nel Giugno del 2009 e verrà testato per due anni, in previsione di una potenziale futura commercializzazione.



(fig.15, rappresentazione del progetto Hywind)

Un prototipo per acque dai 30 ai 300 metri di profondità è attivo invece dal 2008 nelle acque del sud Italia, il progetto Blue H.



(fig.16, prototipo Blue H portato verso il largo da un rimorchiatore)

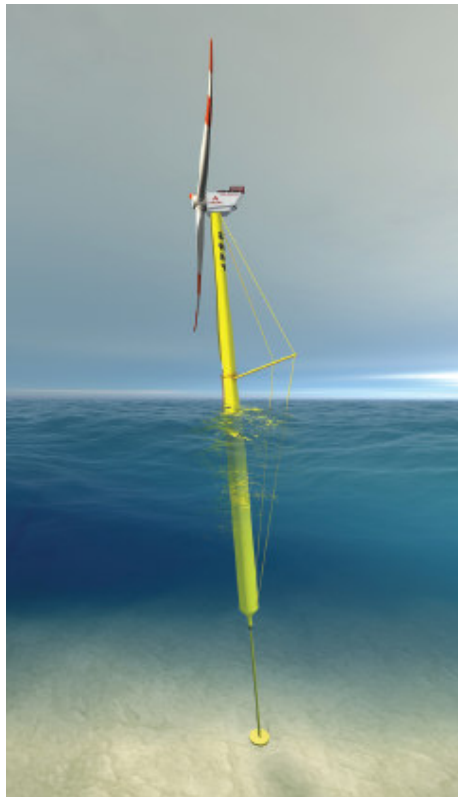
La piattaforma galleggiante della compagnia olandese Blue H applica la tecnologia proveniente dall'industria del petrolio, il progetto mira a realizzare strutture che consentano di sostenere turbine da 5 MW; l'intento è quello di produrre una tecnologia perfino più economica di quella dei supporti fissi.

L'aerogeneratore potrebbe effettivamente essere realizzato interamente sulla terraferma e poi essere trasportato a largo, dove poter essere fissato al fondale per mezzo di cavi ancorati ad opportuni pesi; una volta disposti i pesi sul fondale i cavi permettono di esser parzialmente avvolti in modo da produrre tensioni che tengono la piattaforma semi-immersa, in una condizione di maggior stabilità.

Un piano per lo sviluppo della turbina più grande al mondo è infine stato avviato in Norvegia dal responsabile delle nuove tecnologie di Enova, Kjell Olav Skoelsvik.

Il proposito è quello di realizzare un prototipo galleggiante con potenza di 10 MW, con pale dal diametro di 145 metri, e con sistema di generazione privo di trasmissione, che consenta la generazione in presenza di profondità dai 100 ai 200 metri.

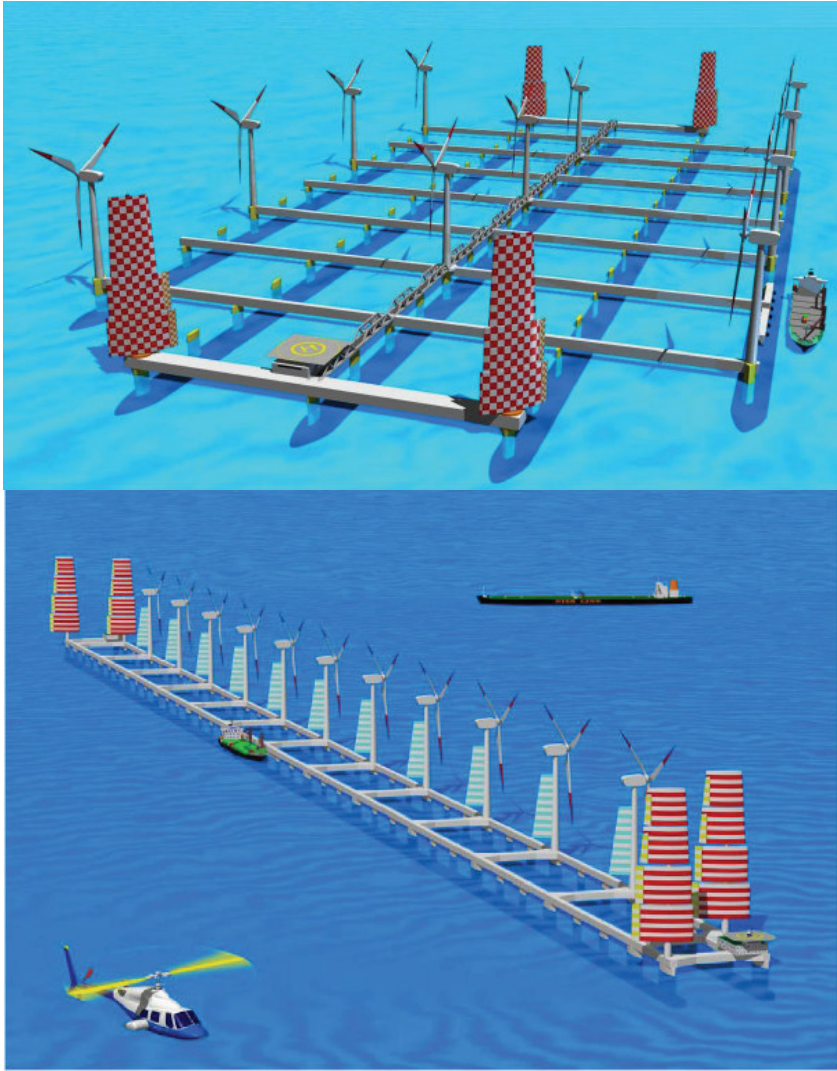
Il prototipo sarà realizzato nel 2011 dalla società norvegese Sway, la torre galleggiante costituirà una zavorra sotto la superficie marina (come nel progetto Hywind), e verrà connessa al suolo marino con un supporto tubolare metallico agganciato al fondale, la struttura potrà inclinarsi anche di 15 gradi in presenza di onde, e girare con la direzione del vento.



(fig.17, rappresentazione concettuale dell'aerogeneratore galleggiante realizzato dalla Sway)



Anche il Giappone si è attivato nella ricerca di sistemi flottanti efficaci, realizzando studi in direzione di piattaforme flottanti a più turbine, queste consentendo la navigazione potrebbero spostarsi seguendo le condizioni ventose migliori ed evitando tempeste e condizioni atmosferiche pericolose per la struttura.



(fig.18, rappresentazioni di strutture galleggianti di concezione giapponese)

Nonostante diversi progetti siano stati avviati in diverse parti del mondo, la sperimentazione è però ad uno stadio ancora iniziale.

Poichè gli aerogeneratori galleggianti sono sottoposti simultaneamente sia alla forza del vento e che alla forza del mare, la ricerca della configurazione più stabile è estremamente complessa, e può essere ottenuta solo con l'ausilio di complessi programmi di simulazione appositamente realizzati per questo scopo, nonché con sperimentazioni pratiche che richiedono interi anni di monitoraggio.

Per gli aerogeneratori off-shore con supporto fisso ci sono voluti nove anni per passare dal primo prototipo (Vindeby, 1991) al primo progetto su larga scala con turbine con potenze nel range dei MW (Middelgrunden, 2000); considerando che lo sviluppo della tecnologia flottante usufruirebbe dell'esperienza già maturata in questi anni nell'ambito della generazione off-shore convenzionale, un suo avvio in termini commerciali potrebbe verosimilmente prodursi tra 5-10 anni, a seconda dei risultati ottenuti con i prototipi attualmente già funzionanti.

Lo sviluppo di questa tecnologia in futuro potrà essere centrale nella distribuzione in misura rilevante di aerogeneratori oltre le coste della Norvegia, nel mar Mediterraneo, e in prossimità delle coste che si affacciano all'oceano Atlantico; porrebbe inoltre gli Stati Uniti, la Cina e il Giappone, in possesso di un' importante tecnologia per poter competere con l'Europa nel settore della generazione eolica off-shore.

## BIBLIOGRAFIA

**- EWEA briefing for the UN Climate Summit in Copenhagen**

Harness the wind to tackle climate change

**- Sistemi eolici: progettazione e valutazione economica**

A.caffarelli, G. De Simone, M. Stizza, A.D'Amato, V. Vergelli.

**- Oceans of Opportunity**

Harnessing Europe's largest domestic energy resource

A report by the European Wind Energy Association

**- The European Wind Industry Magazine**

February 2010 Volume 29/No 1

**- Comunicazione della commissione al Parlamento Europeo, al Consiglio, al Comitato Economico e Sociale Europeo e al Comitato delle Regioni**

Energia eolica offshore:

Interventi necessari per il conseguimento degli obiettivi della politica energetica per il 2020 e oltre.

**- Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power**

(TradeWind)

**- Development of the floating structure for the Sailingtype Offshore Wind Farm**

Hideo Manabe ', Takeshi Uehiro, Masahiro Utiyama, Hiroshi Esaki Takeshi Kinoshita , Ken Takagi, Hideo Okamura and Masuho Satou

- <http://www.friendsofthesupergrid.eu/>

- <http://www.mainstreamrp.com/>

- <http://www.bluehgroup.com/>

- <http://www.bluehusa.com/>

- <http://sway.no/>

## 2) SISTEMI A VELOCITA' VARIABILE

### 2.1) INTRODUZIONE

In un sistema di generazione eolica, la conversione dell'energia cinetica posseduta dal vento in energia meccanica è affidata alla turbina; il compito di convertire la potenza meccanica in potenza elettrica è invece affidato al generatore, questo in linea teorica può essere una macchina a corrente continua, una macchina asincrona o sincrona.

La conversione attuata è reversibile, la stessa macchina può essere utilizzata come generatore per convertire potenza meccanica in potenza elettrica e come motore per convertire la potenza elettrica in potenza meccanica.

Lo sviluppo della tecnologia degli aerogeneratori per la conversione dell'energia del vento, iniziato sin dagli anni 70 e incrementatosi a partire dagli anni 90 in poi, continua a evolversi fortemente anno dopo anno.

Il progresso tecnologico ha portato la macchina in corrente continua a non essere più presa in considerazione nella progettazione di impianti eolici, questa è stata usata nella generazione eolica sino ai primi anni 80, permetteva un controllo molto semplice della velocità, veniva utilizzata per impianti eolici di piccola potenza, e in sistemi in cui la corrente poteva essere utilizzata direttamente nella forma continua.

Ricorrendo alla configurazione "inside-out", ovvero ponendo un'eccitazione a magneti permanenti sul rotore e realizzando l'avvolgimento d'indotto sullo statore si poteva anche eliminare il problema dell'usura delle spazzole (assenti in tale configurazione), tuttavia a seguito delle limitazioni in termini di potenza e forza dovute all'utilizzo dei magneti permanenti (garantivano il funzionamento per impianti di potenza inferiore a 100 kW), la macchina DC brushless è stata sempre meno proposta nella generazione eolica fino a scomparire dal settore.

Sebbene negli anni svariate tipologie di generatori siano state progettate, attualmente per grandi impianti eolici si può dividere il panorama tecnologico in tre tipologie di sistemi di conversione, il primo tipo è quello dei sistemi a velocità fissa, con trasmissione multi-stage e generatore asincrono con rotore a gabbia (a cui si fa riferimento con la sigla SCIG - squirrel cage induction generator) e connessione diretta alla rete.

La seconda tipologia è quella delle turbine eoliche a velocità variabile, con trasmissione multi-stage e generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG - doubly fed induction generator) in cui il convertitore che alimenta il rotore è dimensionato per circa il 30% della potenza nominale del generatore, mentre lo statore è direttamente connesso alla rete.

Infine la terza tipologia, anch'essa costituita da sistemi a velocità variabile, è quella dei sistemi privi di trasmissione, costituiti da generatori sincroni e sistemi di conversione dimensionati per la potenza piena del generatore (PMSG - permanent magnet synchronous generator).

## 2.2) IL VENTO, UNA FONTE VARIABILE D'ENERGIA

L'energia cinetica posseduta dal vento varia ovviamente al variare della propria velocità, e la teoria di Betz afferma che la potenza massima estraibile da una vena fluida è pari al 59.3% della potenza totale ad essa associata; considerando un aerogeneratore ideale, questo dovrebbe quindi estrarre sempre il 59.3% della potenza variabile del vento, adattandosi ad esso in maniera continua.

Nella realtà un sistema così efficiente, appunto perché ideale, è irrealizzabile; ma a seconda delle scelte dei progettisti, un aerogeneratore può arrivare ad essere più o meno efficiente nel suo compito di estrazione.

Un concetto essenziale è quello del Tip Speed Ratio (TSR), il rapporto tra la velocità periferica delle pale della turbina e la velocità del vento; è intuitivo pensare che se il rotore della turbina ruotasse troppo lentamente, il vento passerebbe "indisturbato" tra le pale senza cedere energia, mentre con una velocità di rotazione eccessivamente elevata le pale apparirebbero al vento come una barriera, su cui prodursi in forti turbolenze.

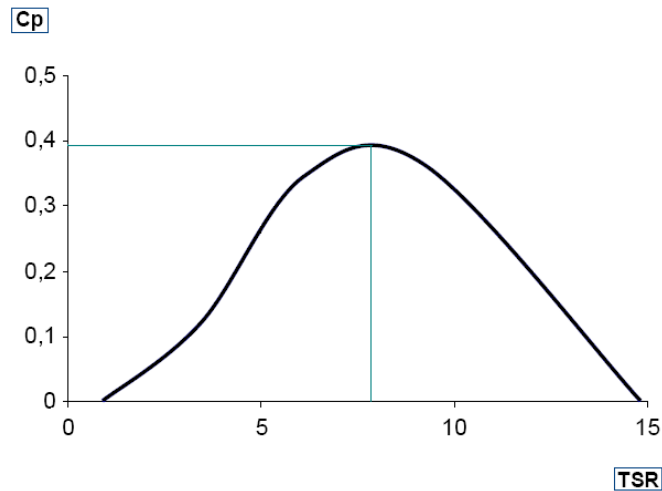
Dal TSR dipende quindi l'efficienza con cui la turbina eolica estrae potenza dal vento, ovvero il coefficiente di conversione  $C_p$ .

La relazione tra potenza estratta da una turbina eolica e il coefficiente  $C_p$  è evidente nell'espressione:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot c_p \cdot A$$

In cui  $\rho$  è la densità dell'aria,  $v$  la velocità del vento (si ha quindi una dipendenza al cubo tra velocità del vento e potenza estratta) e  $A$  l'area descritta dalle pale eoliche.

In una turbina ad asse orizzontale la dipendenza del fattore  $C_p$  rispetto il TSR ha un andamento tipico del tipo mostrato in figura 1:



(Fig.1, curva  $C_p$ -TSR, sono messi in evidenza sugli assi i valori corrispondenti al punto di massima efficienza)

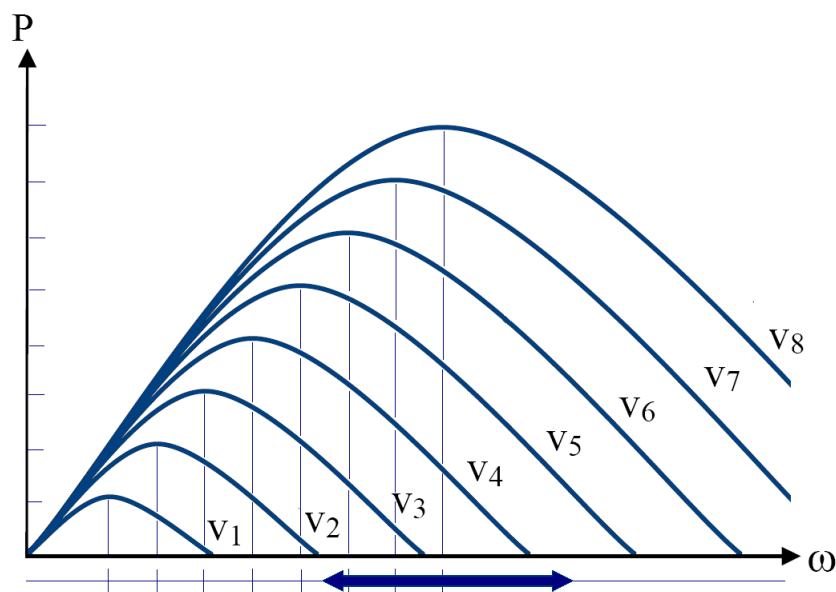
In corrispondenza di valori di TSR maggiori di uno, sulle pale del rotore si generano forze tali da farle ruotare a velocità maggiori di quella del vento, per TSR inferiori a uno si generano forze che si oppongono al moto e rallentano lo spostamento delle pale (i vecchi mulini utilizzati per pompare acqua dai pozzi e macinare il grano avevano il valore di TSR prossimo a uno).

Empiricamente è stato constatato che la massima efficienza energetica di un rotore, corrispondente al coefficiente  $C_{p_{ottimo}}$  si ottiene quando:

$$TSR = TSR_{ottimo} = 12,56 / n$$

(in cui  $n$  rappresenta il numero delle pale del rotore).

Essendo  $TSR = \omega R / v$ , risulta quindi evidente che per mantenere il valore di TSR pari a quello ottimale, e convertire la maggior quantità possibile di potenza, occorre che la velocità di rotazione del rotore possa variare in accordo con la variazione di velocità del vento (come mostrato in figura 2, in cui per ciascun valore di velocità del vento, si ha una diversa curva  $P-\omega$  su cui individuare il nuovo punto di lavoro che massimizza la potenza estratta).



(Fig.2, famiglia di curve  $P-\omega$  corrispondenti a velocità del vento nell'ordine crescenti)

### 2.3) APPLICAZIONE DELLA MACCHINA ASINCRONA NEI SISTEMI CON CONNESSIONE DIRETTA ALLA RETE

La macchina ad induzione permette di coprire un vasto range di potenze e quindi di essere adoperata sia per piccoli impianti che per impianti da svariati megawatt, nella configurazione con rotore a gabbia non necessita di una fonte di eccitazione in corrente continua nè di spazzole, questo si traduce in un limitato costo capitale, nonché in un basso costo di manutenzione.

La macchina asincrona necessita però di una corrente di eccitazione reattiva per realizzare l'eccitazione, ovvero perché funzioni è necessario l'assorbimento di potenza reattiva; nella versione stand-alone l'autoeccitazione richiede l'utilizzo di banchi di condensatori o l'ausilio di opportuna elettronica di potenza, altrimenti la potenza reattiva deve essere fornita direttamente dalla rete a cui l'impianto eolico è connesso.

Nelle cave di statore della macchina asincrona è alloggiato l'avvolgimento trifase responsabile del campo magnetico rotante di statore, questo ruota alla velocità sincrona:



$$N_s = 60 \cdot \frac{f}{p}$$

Dove la velocità  $N_s$  può considerarsi espressa in rpm (rotazioni per minuto),  $f$  è la frequenza delle correnti di statore espressa in Hz,  $p$  è il numero di coppie polari.

Il rotore può essere avvolto o a gabbia di scoiattolo, nel primo caso i conduttori sono normali avvolgimenti facenti capo a 3 anelli coassiali con il rotore su cui le spazzole producono un contatto strisciante; nel caso di rotore a gabbia il circuito rotorico è costituito da barre di alluminio pressofuse direttamente nelle cave e collegate tra loro da due anelli di alluminio, inaccessibili dall'esterno.

La velocità relativa tra il campo magnetico di statore e il rotore induce una tensione nei conduttori di rotore, secondo la legge dell'induzione elettromagnetica di Faraday, l'interazione elettromagnetica tra le correnti rotoriche e il flusso di statore produce la coppia:

$$C = K \phi I_r \cos\phi_r$$

Dove  $K$  è una costante di proporzionalità,  $\phi$  rappresenta l'ampiezza del flusso di statore,  $\phi_r$  l'angolo di ritardo della corrente negli avvolgimenti di rotore rispetto alla tensione.

La coppia prodotta fa muovere il rotore, in condizioni ideali di assenza di attriti e in assenza di un carico meccanico, il rotore tenderebbe a raggiungere una situazione di equilibrio alla velocità di sincronismo, le correnti indotte e la coppia assumerebbero valor nullo; questo ovviamente nella realtà non avviene mai.

E' fondamentale evidenziare come nella macchina asincrona i fenomeni di induzione siano presenti solo se esiste un moto relativo fra il rotore e il campo prodotto dagli avvolgimenti di statore, la misura relativa della differenza tra queste velocità è definita "scorrimento".

$$s = \frac{N_s - N_R}{N_s}$$

Quando il rotore è collegato ad un carico meccanico si porta a ruotare ad una velocità inferiore rispetto a quella di sincronismo, realizzando una velocità relativa rispetto a quella del flusso di statore, rimane quindi viva un'induzione di correnti nel rotore e rimane intatto il valore di coppia richiesto per mantenere il carico meccanico a una determinata velocità costante.

Affinchè si possa convertire la potenza meccanica delle pale mosse dal vento in potenza elettrica serve ovviamente che la macchina asincrona funzioni da generatore; per far questo occorre che il rotore venga trascinato dalla rotazione delle pale eoliche ad una velocità superiore rispetto quella di sincronismo, superando tale velocità infatti le correnti indotte nei conduttori di rotore e la coppia prodotta cambiano segno, ed è possibile alimentare la rete per mezzo dei terminali statorici.

Lo scorrimento è generalmente definito positivo durante il funzionamento da motore e negativo durante il funzionamento da generatore.

Occorre evidenziare come mentre la variazione dell'intensità del vento copre intervalli relativamente grandi (solitamente 5 – 25 m/s), la velocità del rotore è limitata dallo scorrimento (anche utilizzando generatori asincroni ad alto scorrimento, tali variazioni sono dell'ordine del 2 – 3%); dal punto di vista della turbina il generatore a induzione **direttamente connesso alla rete** opera quindi a velocità fissa.

Nelle turbine a velocità fissa, sono la frequenza di rete, il numero di poli del generatore e la natura della trasmissione, a determinare la velocità del rotore, senza che questa possa dipendere in qualche modo dalla velocità del vento.

Nella realizzazione di questi aerogeneratori, il generatore asincrono è ovviamente preferito a quello sincrono, lo scorrimento consente per lo meno di variare leggermente la velocità al variare della coppia, incrementando almeno in piccola misura la potenza convertita e riducendo gli stress meccanici (il generatore sincrono non presenta scorrimento), tali turbine presentano generalmente un rotore a gabbia di scoiattolo, più semplice e robusto nonché privo di contatti striscianti soggetti a usura (sistema SCIG).

Per migliorare l'efficienza di una turbina a velocità fissa si può ricorrere ad un generatore asincrono con doppio avvolgimento, capace di commutare da una configurazione all'altra (variando il numero di poli e quindi la velocità di sincronismo) a seconda dell'intensità del vento.

In tal caso per venti deboli si rende operante una configurazione generalmente a 8 poli, mentre per velocità medie-elevate si utilizza una configurazione a 4-6 poli; non sempre però l'investimento ulteriore permette di realizzare un sistema sufficientemente performante.

Un'altra strategia per poter variare la velocità del rotore di un generatore asincrono, connesso direttamente alla rete, consiste nel modificare il valore di scorrimento andando a variare il valore di resistenza degli avvolgimenti rotorici, realizzando in pratica un aerogeneratore a scorrimento variabile.

Per fare questo è necessario utilizzare un generatore asincrono con rotore avvolto, in modo che i conduttori di rotore siano accessibili e possano essere connessi ad una resistenza variabile controllabile mediante elettronica di potenza; mediante questa strategia si può variare la velocità del rotore rispetto a quella di sincronismo sino al 10%.

Un ulteriore miglioramento in termini di efficienza è permesso andando a eliminare anche il problema dell'usura delle spazzole, si può ricorrere alla configurazione optislip la quale ne è priva, il convertitore che regola lo scorrimento agendo sul valore di resistenza è montato direttamente sul rotore e controllato otticamente (mediante fibre ottiche).

#### La generazione a velocità fissa, una tecnologia superata:

I sistemi a velocità fissa hanno come peculiarità positive il fatto di esser indubbiamente economici e concettualmente semplici, presentano però svariati punti di sfavore.

Nei sistemi a velocità fissa le variazioni di velocità del vento si traducono in immediate fluttuazioni dell'energia fornita alla rete, su reti deboli questo significa avere importanti fluttuazioni di tensione; in un sistema a velocità fissa inoltre la schermatura aerodinamica intermittente della torre nei confronti delle pale rotanti può determinare fenomeni di flicker, ciò non avviene nei sistemi a velocità variabile per cui le fluttuazioni di potenza che potrebbero produrre flicker sono assorbite dall'inerzia dei componenti rotanti.

Solo l'asincrono a connessione diretta con resistenza variabile si sottrae a queste critiche, tuttavia anch'esso come tutti i sistemi direttamente connessi alla rete non permette di regolare la potenza reattiva, la quale risulta sempre assorbita e a carico della rete o di dispositivi di compensazione quali banchi di condensatori.

Attualmente la tecnologia delle turbine a velocità fissa è ritenuta superata in favore delle turbine a velocità variabile, le quali mediante l'ausilio dell'elettronica di potenza permettono una maggiore compatibilità degli impianti eolici con la rete, requisito ormai di fondamentale importanza; per questi motivi il presente testo, non si occuperà ulteriormente dei sistemi a velocità fissa, per il cui approfondimento si rimanda all'abbondante letteratura tecnica esistente.

## 2.4) SISTEMI CON CONNESSIONE INDIRECTA ALLA RETE - LA GENERAZIONE A VELOCITA' VARIABILE

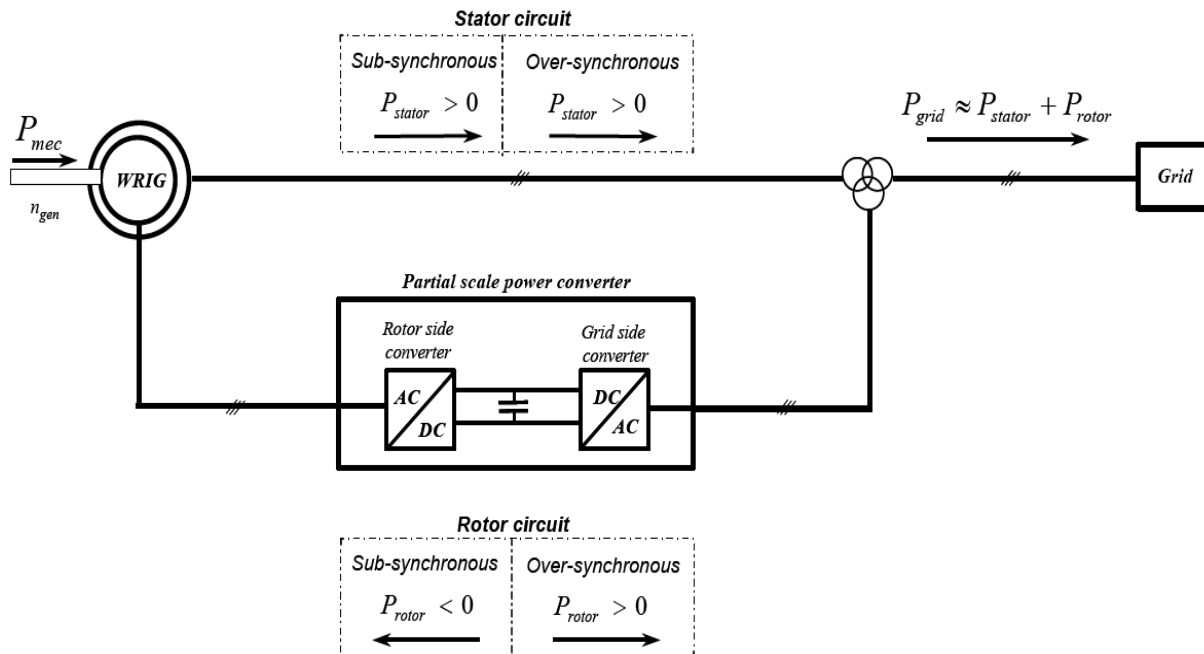
Perché le pale di un aerogeneratore, in accordo con la velocità del vento, possano ruotare a velocità variabile, occorre che gli avvolgimenti del generatore possano essere percorsi da correnti a frequenza variabile.

L'esigenza di interfacciare un sistema a frequenza variabile (il generatore), ad un sistema a frequenza costante (la rete elettrica) rende obbligatorio uno stadio di conversione, le correnti a frequenza variabile vengono raddrizzate e convertite nuovamente in alternata alla frequenza costante di rete; mediante la connessione indiretta, realizzata per mezzo di un raddrizzatore e di un inverter è quindi possibile disaccoppiare l'aerogeneratore e la rete.

La possibilità da parte delle pale eoliche di ruotare a velocità variabile adattandosi alla forza del vento non solo permette un aumento della potenza estraibile (come spiegato nel capitolo 2.2), ma permette anche di ridurre le fluttuazioni di potenza immesse in rete, di ridurre notevolmente gli stress meccanici a cui i componenti dell'aerogeneratore son sottoposti, nonché le emissioni sonore prodotte.

L'inserimento nel sistema di uno stadio di conversione permette inoltre di controllare la potenza reattiva, e di conseguenza la tensione; ciò costituisce un valore aggiunto alla semplice generazione di energia elettrica, e va a interessare in maniera positiva la stabilità dell'intera rete.

## 2.4.1) GENERATORE ASINCRONO A DOPPIA ALIMENTAZIONE – DFIG (DOUBLY FED INDUCTION GENERATOR):



Il termine doubly fed fa riferimento a una doppia alimentazione, mentre lo statore è alimentato a frequenza costante direttamente dalla rete, il rotore è alimentato a frequenza variabile tramite convertitore. Il rotore è avvolto e il contatto con i conduttori è effettuato mediante spazzole.

Il sistema di conversione permette di operare su quattro quadranti (sistema di conversione back-to-back), è costituito da un raddrizzatore ed un inverter indipendenti tra loro, collegati da DC bus, entrambi comandati in tensione e costituiti da valvole IGBT comandate tramite logica PWM.

Il convertitore lato rotore, attuando un controllo sulle correnti di rotore controlla la produzione di potenza attiva e reattiva (indipendenti tra loro), mentre il convertitore che si affaccia alla rete mantiene costante la tensione sul DC link e assicura un fattore di potenza unitario; in caso di rete debole, in cui la tensione possa subire fluttuazioni, il DFIG può essere utilizzato per assorbire o produrre potenza reattiva, in modo da controllare la tensione e portare stabilità alla rete.

Questa configurazione permette il funzionamento in un largo intervallo di velocità ( $\pm 30\%$  rispetto la velocità di sincronismo).

Il funzionamento da generatore è assicurato sia in situazioni di sovrasinronismo ( $s < 0$ ) che di sottosinronismo ( $s > 0$ ).

Quando la velocità del vento non è sufficiente a mantenere la velocità della macchina sopra il valore di sincronismo, la rete per mezzo dei convertitori fornisce una potenza addizionale al rotore, impedendo così il passaggio dalla funzione generatore a quella motore.

Per velocità del vento elevate invece, alla macchina è permesso raggiungere velocità superiori a quella di sincronismo producendo un flusso di potenza dal rotore verso la rete, ciascun convertitore può quindi svolgere il ruolo di raddrizzatore come quello di inverter a seconda del verso di trasmissione della potenza.

Dallo statore quindi la potenza è sempre uscente verso la rete, mentre può fluire verso il rotore piuttosto che uscire dal rotore a seconda che lo scorrimento  $s$  sia negativo (potenza di rotore immessa in rete) o positivo (potenza fornita dalla rete al rotore).

Uno dei vantaggi fondamentali del DFIG è che il convertitore non è dimensionato per la potenza totale del generatore, ma è dimensionato solo per la potenza di scorrimento, ovvero per il flusso di potenza tra il rotore e la rete (proporzionale al range di velocità permesso), tipicamente l'apparato di conversione è dimensionato per circa il 30% della potenza nominale del generatore.

Per tale elettronica di potenza occorre ad ogni modo considerare anche un sistema di protezione, in condizioni di guasto sulla rete possono verificarsi elevati valori di corrente negli avvolgimenti di statore e conseguentemente elevate correnti di rotore, il convertitore se non protetto potrebbe essere quindi distrutto.

I convertitori sono controllati indipendentemente mediante approccio vettoriale, le grandezze vengono controllate nelle loro componenti sugli assi di riferimento  $d$  e  $q$  in maniera disaccoppiata; si attua un controllo ad orientamento di campo, gli assi di riferimento utilizzati dal regolatore sono scelti in modo che il flusso di statore coincida con l'asse diretto, in questo modo la componente della corrente di rotore sull'asse  $q$  permette il controllo della potenza attiva, mentre la componente della corrente di rotore sull'asse  $d$  permette il controllo della potenza reattiva.

Modello matematico del DFIG per il controllo dei flussi di potenza:

Il modello comunemente usato per il controllo del DFIG è quello nel regime di Park, tensioni di statore e rotore sono così espresse:

$$\begin{cases} v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\phi_{sd}}{dt} - \omega_s \phi_{sq} \\ v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\phi_{sq}}{dt} + \omega_s \phi_{sd} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\phi_{rd}}{dt} - \omega_r \phi_{rq} \\ v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\phi_{rq}}{dt} + \omega_r \phi_{rd} \end{cases} \quad (2)$$

Mentre i flussi di statore e di rotore:

$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \phi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \\ \phi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq} \end{cases} \quad (4)$$

$R_s$ ,  $R_r$ ,  $L_s$  e  $L_r$  costituiscono rispettivamente le resistenze e le induttanze degli avvolgimenti di statore e rotore,  $L_m$  è invece mutua induttanza tra statore e rotore.

$v_{sd}, v_{sq}, v_{rd}, v_{rq}, i_{sd}, i_{sq}, i_{rd}, i_{rq}, \phi_{sd}, \phi_{sq}, \phi_{rd}$  e  $\phi_{rq}$  sono le componenti sugli assi di riferimento diretto e in quadratura di statore e rotore, rispettivamente di tensione, corrente e flusso;  $\omega_r$  è la velocità angolare del rotore.

Le potenze attive e reattive relative agli avvolgimenti di statore e di rotore sono:

$$\begin{cases} P_s = v_{sd}i_{sd} + v_{sq}i_{sq} \\ Q_s = v_{sq}i_{sd} - v_{sd}i_{sq} \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} P_r = v_{rd}i_{rd} + v_{rq}i_{rq} \\ Q_r = v_{rq}i_{rd} - v_{rd}i_{rq} \end{cases} \quad (6)$$

La coppia elettromagnetica generata:

$$T_{em} = p(\phi_{sd}i_{sq} - \phi_{sq}i_{sd}) \quad (7)$$

(dove  $p$  sta per numero di paia di poli)

Se si considera l'asse  $d$  orientato in maniera coincidente con il flusso statorico si ha:

$$\begin{cases} \dot{\phi}_{sq} = \frac{d\phi_{sq}}{dt} = 0 \\ \phi_{sd} = \phi_s \end{cases} \quad (8)$$

$$T_{em} = p\phi_{sd}i_{sq} \quad (9)$$

Trascurando la resistenza di statore  $R_s$ , le equazioni di tensione e flusso possono essere semplificate:

$$\begin{cases} v_{sd} = 0 \\ v_{sq} = v_s = \omega_s \phi_s \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} \phi_s = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \\ 0 = L_s i_{sq} + L_m i_{rq} \end{cases} \quad (11)$$

Da queste ultime equazioni è possibile dedurre quelle che legano correnti di statore e di rotore:



$$\begin{cases} i_{sd} = \frac{\phi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \\ i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq} \end{cases} \quad (12)$$

Prendendo in considerazione i riferimenti scelti, quindi la potenza attiva e reattiva lato statore espresse in (5) assumono infine la forma che segue:

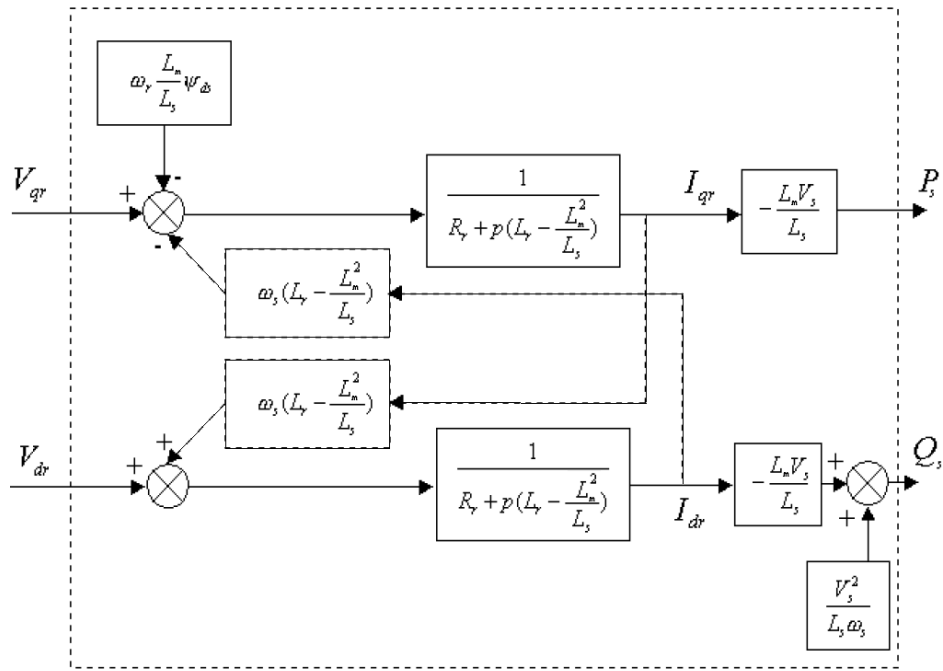
$$\begin{cases} P_s = v_s i_{sq} \\ Q_s = v_s i_{sd} \end{cases} \quad (13)$$

mentre la coppia elettromagnetica espressa in (9), dopo sostituzione della componente q della corrente di statore diventa:

$$T_{em} = -p\phi_s \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \quad (14)$$

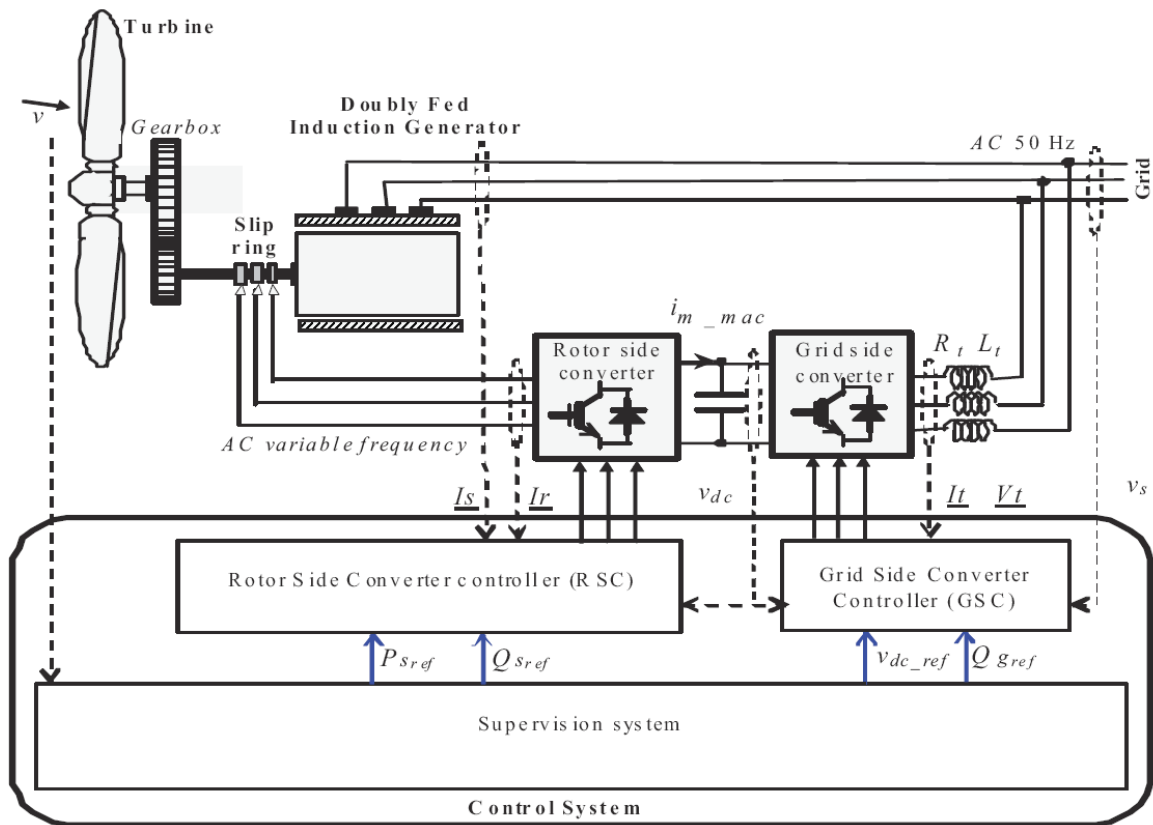
Mediante ultima sostituzione si può scrivere:

$$\begin{cases} P_s = -v_s \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = \frac{v_s \phi_s}{L_s} - \frac{v_s L_m}{L_s} i_{rd} \end{cases} \quad (15)$$



(fig.4, diagramma a blocchi del modello del DFIG)

## Il controllo dei flussi di potenza nel DFIG:

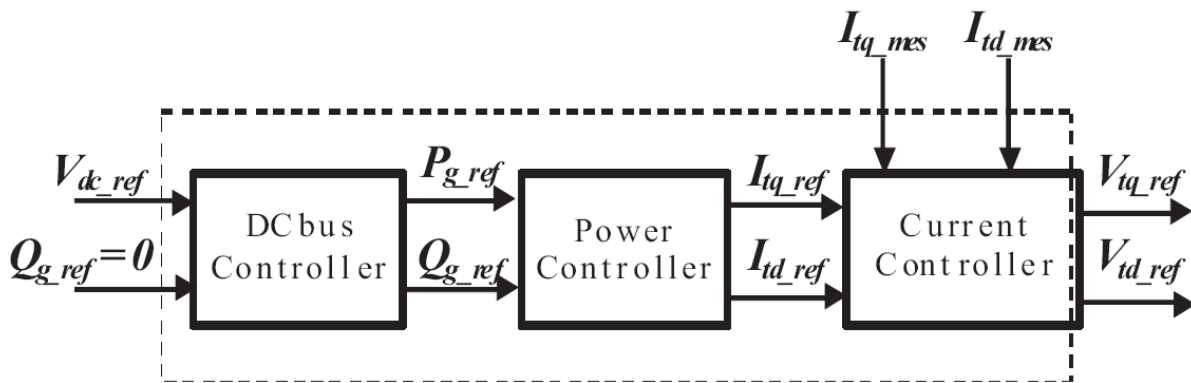


(fig.5, schema esemplificativo del controllo del DFIG)

### Controllo del convertitore lato rete:

Obiettivi del convertitore lato rete sono mantenere costante la tensione sul DC link e produrre un fattore di potenza unitario, è usato un controllo vettoriale in modo che il controllo del DC link e del flusso di potenza reattiva tra convertitore e rete possano essere indipendenti tra loro.

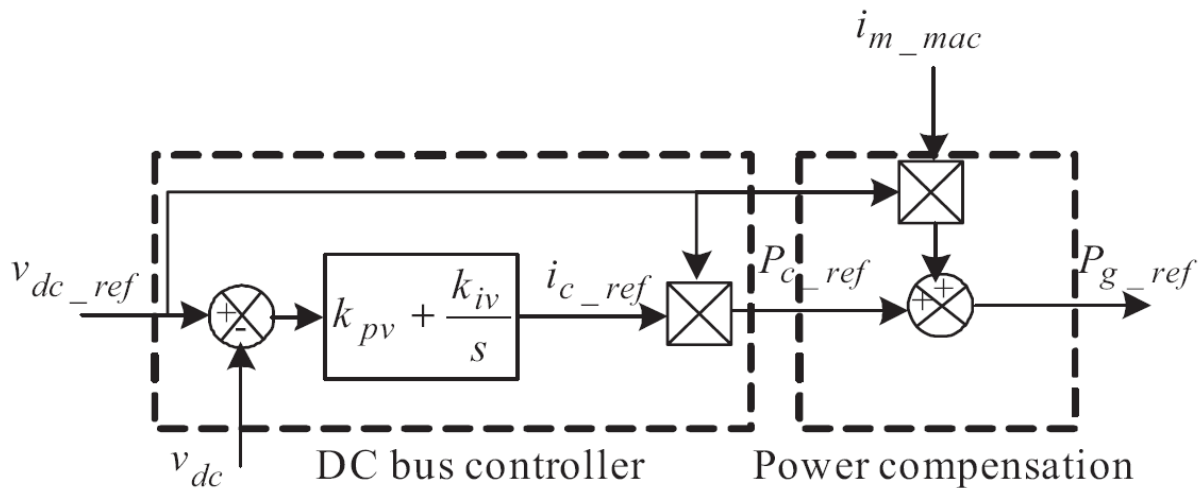
Il sistema di controllo è composto da tre sezioni (fig.6), vi è il controllo del DC bus, il controllo di potenza e il controllo di corrente.



(fig.6, diagramma a blocchi del controllo del convertitore lato rete)

Come mostrato dallo schema a blocchi in figura 7, il valore di riferimento  $V_{dc\_ref}$  della tensione sul DC bus viene comparato con la tensione  $V_{dc}$  prelevata ai capi del condensatore sul collegamento in continua, il controllore regola quindi la tensione sul valore di riferimento imponendo il passaggio di una potenza attiva  $P_{c\_ref}$  necessaria per tale variazione.

Aggiungendo il valore  $P_{c\_ref}$  al valore di potenza attiva prodotta dal DFIG e trasmessa dal convertitore lato rotore sul DC-bus ( $P_{mac} = i_{m\_mac} V_{dc}$ ) si ottiene un valore di riferimento complessivo di potenza attiva  $P_{g\_ref}$  da trasmettere mediante convertitore lato rete, tra condensatore e la rete.



(fig.7, diagramma a blocchi del controllo sul dc bus)

Le potenze  $P_g$  e  $Q_g$  in transito tra convertitore lato rete e la rete possono essere espresse nelle componenti di Park in funzione della corrente e della tensione di linea.

$$\begin{cases} P_g = v_{td}i_{td} + v_{tq}i_{tq} \\ Q_g = v_{td}i_{tq} - v_{tq}i_{td} \end{cases}$$

Usando queste equazioni è possibile trovare le correnti di riferimento necessarie per imporre i valori delle potenze di riferimento  $P_{g\_ref}$  e  $Q_{g\_ref}$ , il valore di riferimento della potenza reattiva può essere posto uguale a zero in modo da determinare il fattore di potenza unitario.

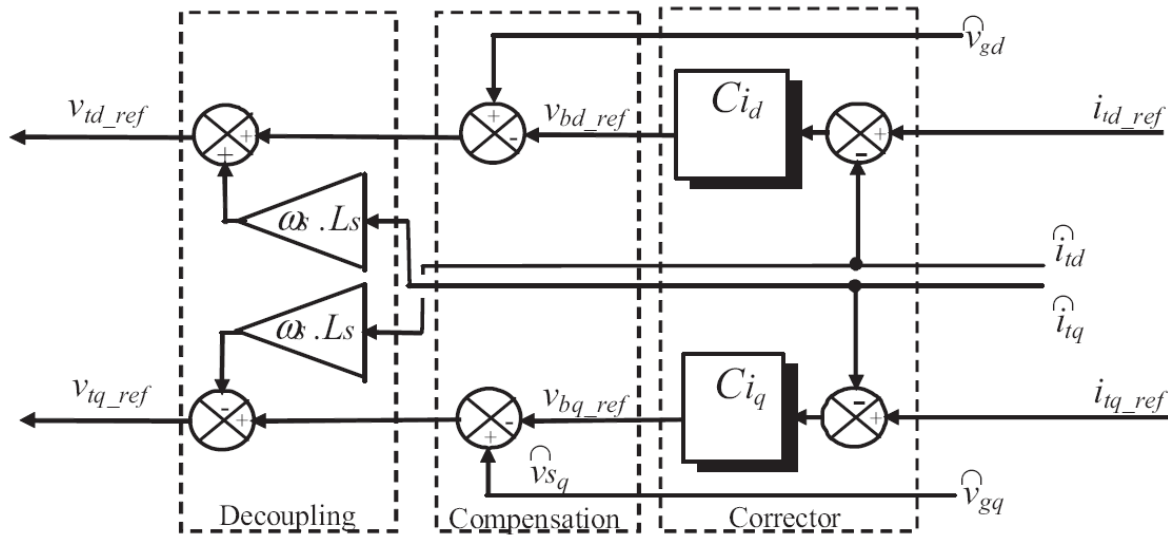
$$\begin{cases} i_{td\_ref} = \frac{P_{g\_ref}v_{td} - Q_{g\_ref}v_{tq}}{v_{td}^2 + v_{tq}^2} \\ i_{tq\_ref} = \frac{P_{g\_ref}v_{tq} + Q_{g\_ref}v_{td}}{v_{td}^2 + v_{tq}^2} \end{cases}$$

Le correnti potranno essere determinate introducendo valori diversi di  $Q_{g\_ref}$ , in modo che la produzione di potenza reattiva possa essere variata a seconda delle esigenze del sistema.

In riferimento all'ultimo dei tre blocchi di controllo del convertitore lato rete (fig.6), il controllo vettoriale della corrente nei riferimenti di Park è attuato considerando i riferimenti sincroni con la tensione di rete.

Considerando l'induttanza  $L_t$  e la resistenza  $R_t$  dei conduttori tra il convertitore lato rete e la rete (sono presenti dei filtri di tipo serie su tali conduttori) si individuano le tensioni in uscita dal convertitore ( $v_{td}$ ,  $v_{tq}$ ) e quelle imposte dalla rete ( $v_{gd}$ ,  $v_{gq}$ ), le equazioni elettriche caratteristiche del controllo sono quindi:

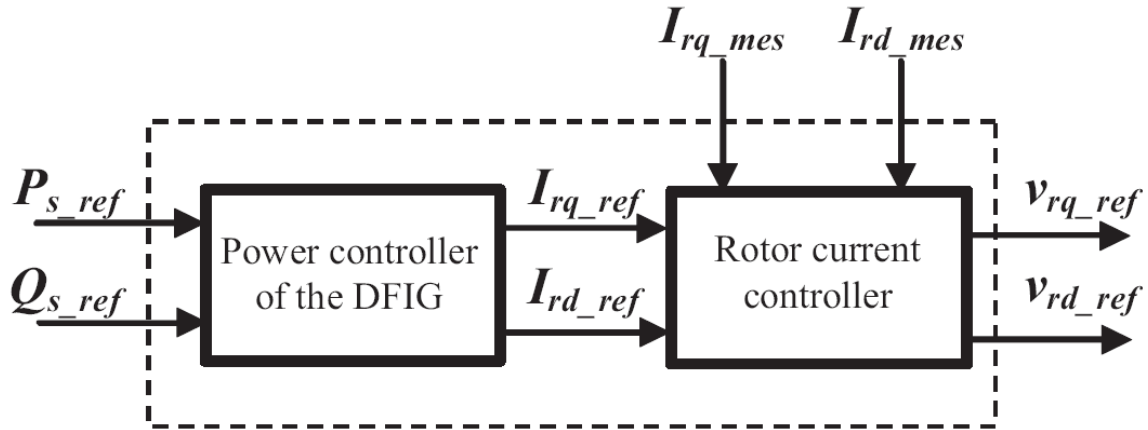
$$\begin{cases} v_{td} = R_t i_{td} + L_t \frac{di_{td}}{dt} - \omega_s L_t i_{tq} + v_{gd} \\ v_{tq} = R_t i_{tq} + L_t \frac{di_{tq}}{dt} + \omega_s L_t i_{td} + v_{gq} \end{cases}$$



(fig.8, schema a blocchi del controllo delle correnti, nel convertitore lato rete)

Controllo del convertitore lato rotore - strategia MPPT per il controllo della velocità:

Il convertitore lato rotore controlla la potenza attiva e reattiva iniettata dallo statore nella rete, il controllo è costituito da due stadi come mostrato in figura 9:



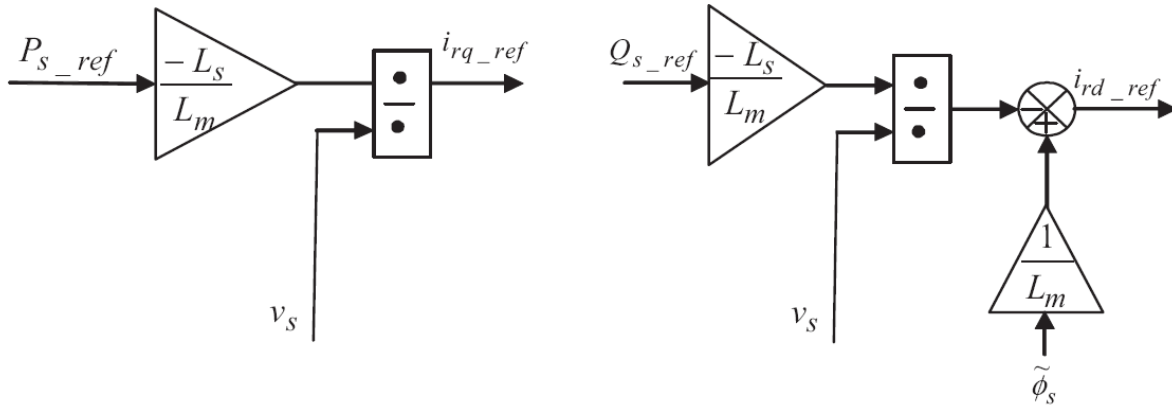
(fig. 9, controllo del convertitore lato rotore)

Il primo stadio rappresenta il controllo di potenza del DFIG, esso determina il valore di riferimento delle componenti d e q delle correnti di rotore, avendo come riferimenti iniziali la potenza attiva e la potenza reattiva generate.

Invertendo le equazioni che esprimono la potenza attiva e la potenza reattiva lato statore (15) si ha:

$$\begin{cases} i_{rq\_ref} = -\frac{L_s}{v_s L_m} P_{s\_ref} \\ i_{rd\_ref} = \frac{\phi_s}{L_m} - \frac{L_s}{v_s L_m} Q_{s\_ref} \end{cases}$$

Su queste equazioni son realizzati i diagrammi del controllo di potenza attiva e reattiva (fig.10).



(fig. 10, diagrammi di controllo del convertitore lato rotore, determinazione delle correnti di riferimento)

Il secondo stadio è relativo al controllo sulle correnti di rotore. Le correnti negli avvolgimenti di rotore vengono misurate mediante sensori e trasformate su assi d e q; il sistema di controllo ha in ingresso i valori di riferimento e valori misurati, e permette di determinare le componenti delle tensioni da imporre agli avvolgimenti di rotore perché i valori misurati eguagliano quelli di riferimento.

Le correnti di rotore possono essere espresse dalle seguenti equazioni:

$$\begin{cases} \frac{di_{rd}}{dt} = \frac{1}{L_r \sigma} (v_{rd} - R_r i_{rd} - e_q) \\ \frac{di_{rq}}{dt} = \frac{1}{L_r \sigma} (v_{rq} - R_r i_{rq} - e_d - e_\phi) \end{cases}$$

( $\sigma$  costituisce il fattore totale di dispersione)

Le f.e.m. vengono stimate a partire dalle correnti di statore e rotore:

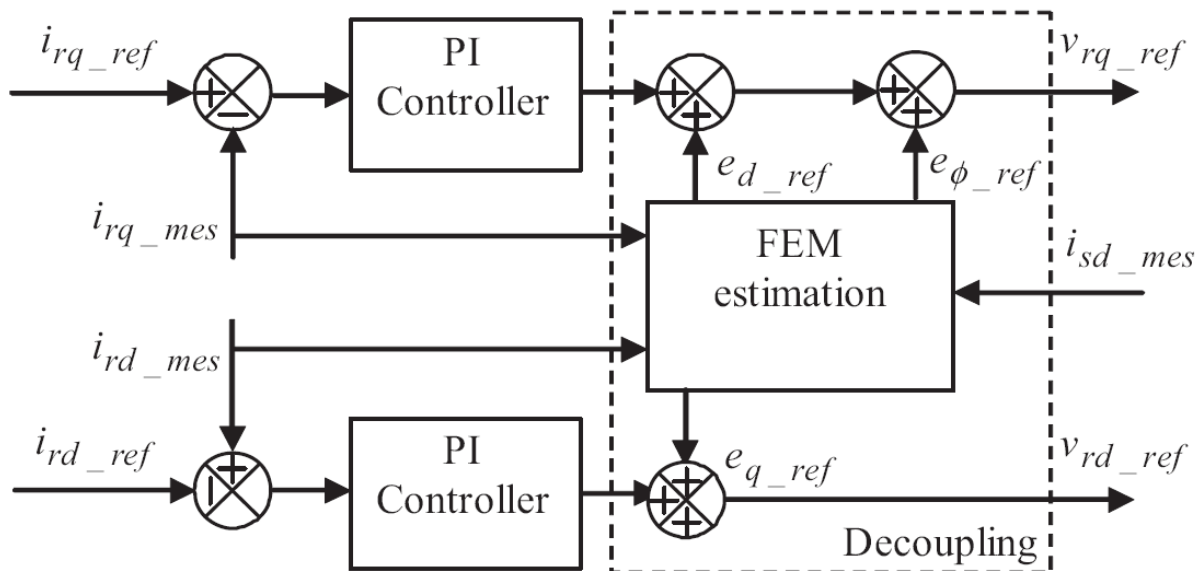
$$\begin{cases} e_{q\_ref} = -L_r \omega_r \sigma i_{rq\_mes} \\ e_{d\_ref} = L_r \omega_r \sigma i_{rd\_mes} \\ e_{\phi\_ref} = \omega_r \frac{L_m}{L_s} \phi_s \end{cases}$$

dove il flusso è calcolato come segue a partire dalle correnti misurate:



$$\begin{cases} \phi_{sd} = L_s i_{sd\_mes} + L_m i_{rd\_mes} \\ \phi_{sq} = L_s i_{sq\_mes} + L_m i_{rq\_mes} \\ \phi_s = \sqrt{\phi_{sd}^2 + \phi_{sq}^2} \end{cases}$$

Il controllo delle correnti è assicurato da due controllori PI come mostrato nello schema a blocchi in figura 11:



(fig.11, schema a blocchi, controllo sulle correnti di rotore, determinazione delle tensioni di riferimento)

E' importante evidenziare che il valore di riferimento della potenza attiva generata è stabilito dalla strategia MPPT (**Maximum Power Point Tracking**); l'algorithmo MPPT contiene la caratteristica di funzionamento della macchina, ovvero la curva che lega la velocità di rotazione dell'albero della turbina eolica alla potenza generata, in pratica la curva realizzata unendo i punti di massimo della famiglia di curve mostrata in figura 2.

Per determinare la potenza di riferimento, la strategia MPPT necessita della determinazione della velocità ottimale. Alcuni sistemi di generazione sono dotati di sensori anemometrici, questi però oltre a rappresentare un ulteriore costo producono misure non affidabili; i sistemi più recenti

adottano invece complessi algoritmi in grado di effettuare una stima o una predizione della velocità del vento.

La logica di controllo, fino a che la velocità del vento non supera il valore di targa della turbina, permette di variare continuamente la velocità delle pale in modo da avere un TSR costante e prossimo al valore ottimale.

In questo modo in tutto il campo di velocità di vento che sono comprese tra la velocità di inserzione e quella nominale ci si avvicina a estrarre il massimo della potenza estraibile.

Per venti con velocità superiori a quella nominale non si ha più interesse a mantenere elevato il coefficiente di conversione  $C_p$ , poiché il sistema potrebbe andare incontro a eccessive sollecitazioni degli organi meccanici, o a sovraccarichi sul generatore, quindi mediante tecniche di pitch control si attua una sua riduzione del coefficiente  $C_p$  per riportare la potenza generata a valori nell'intorno di quello nominale.

Il **Pitch control** è una tecnica di controllo che prescinde dalla configurazione DFIG ed è generalmente presente in tutti i sistemi di generazione a velocità variabile, tale tecnica permette mediante inclinazione delle pale, di controllare la potenza estraibile dal vento.

Il controllo è sensibile alla variazione di velocità del generatore, quando questa oltrepassa il valore a cui corrisponde la potenza nominale, viene comandata la variazione dell'angolo di attacco delle pale alla navetta, una simile modifica della geometria dell'aerogeneratore è in grado di ridurre il coefficiente  $C_p$  e quindi la potenza estratta.

In conclusione, il DFIG permette un controllo disaccoppiato delle componenti  $d$  e  $q$  sia per quanto riguarda il convertitore lato rete che per il lato rotore; per il primo la componente  $q$  della corrente è usata per la regolazione della tensione sul DC link, mentre la componente  $d$  è utilizzata per la regolazione della potenza reattiva.

Per quanto riguarda il convertitore lato rotore, la componente  $q$  della corrente nel rotore è usata per il controllo della potenza attiva iniettata dal DFIG in rete, la quale varia in accordo con la variazione di velocità delle pale, mentre la componente  $d$  è usata per il controllo della potenza reattiva.

### Svantaggi del DFIG:

Il sistema DFIG visto finora ha essenzialmente due elementi di difetto:

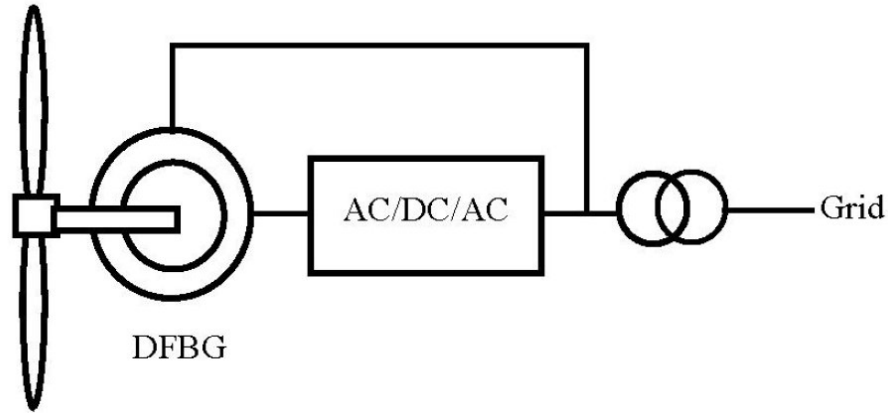
- la necessità di utilizzare spazzole e collettore ad anelli per la connessione con gli avvolgimenti di rotore, questo comporta costi di manutenzione e riduce l'affidabilità del sistema, in maggior misura in caso di applicazione per impianti off-shore l'anello collettore sarebbe soggetto a deterioramento per via dell'esposizione deleteria all'aria salina.

- la necessità di usare un moltiplicatore di giri per connettere turbina e generatore, oltretutto, poiché al generatore è permesso variare entro un range relativamente grande la propria velocità, la trasmissione subisce delle ripercussioni in termini di dissipazione di calore per frizione (oltre che produrre un maggior inquinamento acustico, elemento tuttavia trascurabile nelle applicazioni off-shore).

Conseguentemente a tali considerazioni, il sistema richiede una regolare manutenzione, elemento sfavorevole non solo in termini economici ma anche organizzativi, qualora l'impianto dovesse venirsi a trovare in mare aperto.

Questi due difetti teoricamente possono essere eliminati mediante l'utilizzo di un DFIG brushless multipolare a bassa velocità ( e in maniera più efficace mediante l'uso del PMSG che verrà trattato in seguito), il quale è privo sia di un sistema di spazzole che di una trasmissione.

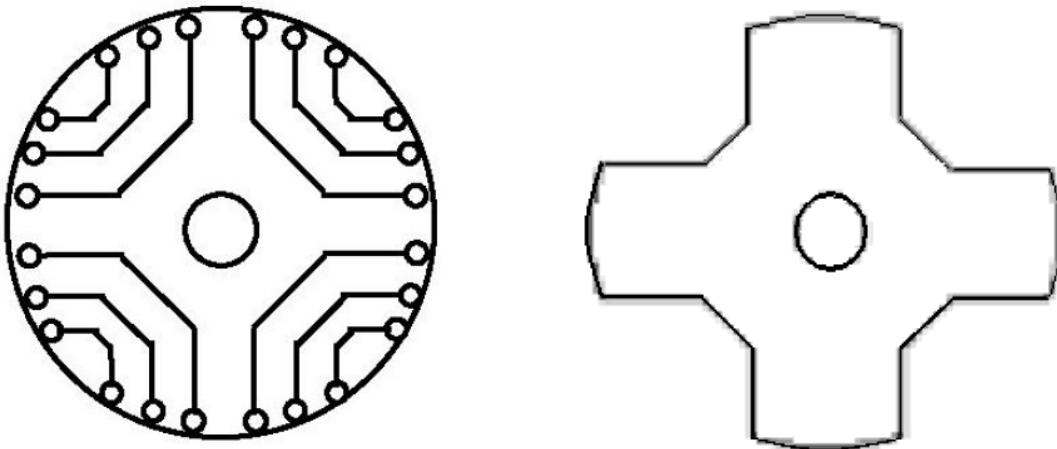
### 2.4.1.1) DOUBLY FED BRUSHLESS GENERATOR (DFBG)



(fig.12, sintesi del sistema DFBG, turbina - generatore - convertitore)

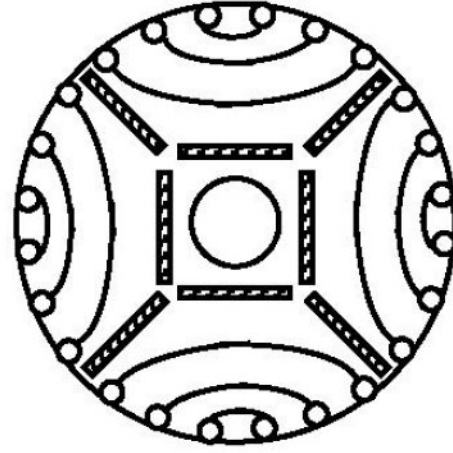
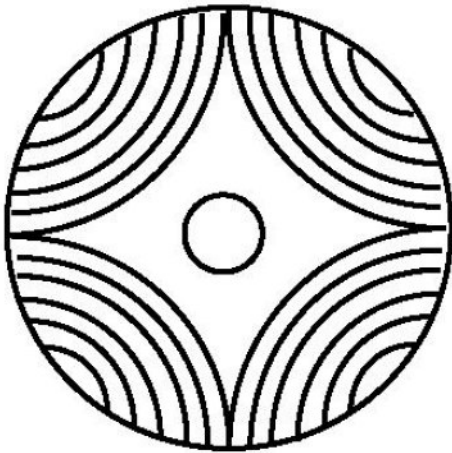
La configurazione principalmente adottata per il DFBG prevede due avvolgimenti trifase di statore aventi differenti paia di poli; un avvolgimento di statore è direttamente connesso alla rete, quindi è alimentato a frequenza costante ed è definito avvolgimento di potenza, e l'altro è alimentato a frequenza variabile per mezzo di convertitore a quattro quadranti ed è definito avvolgimento di controllo.

Il rotore può avere struttura diversa a seconda del principio di funzionamento, si distinguono la versione con rotore a gabbia (fig.13), a riluttanza variabile (fig.14), il cosiddetto rotore ALA (axially laminated anisotropic) (fig.15), e la versione ibrida (fig.16).



(fig.13, rotore a gabbia)

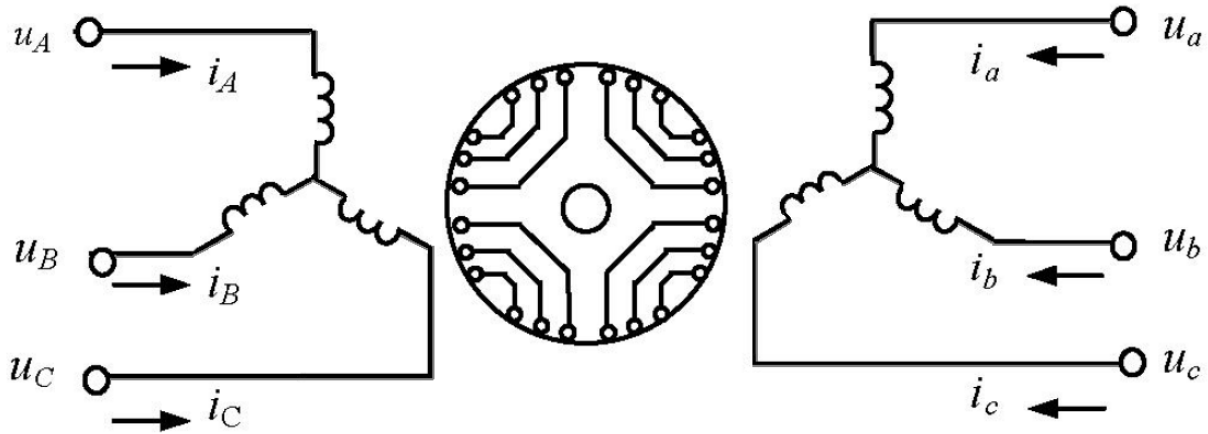
(fig.14, rotore a riluttanza variabile)



(fig.15, ALA)

(fig.16, rotore ibrido)

Studi comparativi indicano che le strutture che garantiscono migliori performance sono l'ALA e la ibrida (sono anche le configurazioni più complesse strutturalmente), la versione a riluttanza variabile non presenta invece buone performance, per cui un buon compromesso tra efficienza e semplicità di realizzazione è costituito dal più comune rotore a gabbia.



(fig.17, schematizzazione DFBG con rotore a gabbia)

Il rotore a gabbia realizza un numero di poli pari alla somma di quelli presenti sullo statore.

Concettualmente la macchina può essere pensata come due macchine a induzione, aventi differente numero di poli (quindi differenti velocità di sincronismo a pari frequenza di alimentazione), con i rotori connessi fisicamente e elettricamente. I due avvolgimenti trifase sono situati nei medesimi spazi all'interno dello statore, ma sono isolati tra loro in modo che non vi sia alcun accoppiamento diretto.

La relazione tra la velocità di rotore e le frequenze delle correnti di statore è espressa come:

$$f_p = \frac{n_r(p+q)}{60} \pm f_q$$

Dove  $n_r$  è la velocità di rotore,  $p$  e  $q$  sono il numero di paia di poli degli avvolgimenti di potenza e controllo dello statore, e  $f_p$  e  $f_q$  sono le frequenze delle correnti nei rispettivi avvolgimenti.

Nel secondo termine dell'uguaglianza, in segno più o meno dipende dalla sequenza delle tensioni nell'avvolgimento di controllo.

L'equazione evidenzia come durante le variazioni della velocità di rotore, la frequenza delle correnti negli avvolgimenti di potenza possa essere mantenuta su un valore costante, agendo sulla frequenza degli avvolgimenti di controllo.

La frequenza e l'ampiezza della tensione negli avvolgimenti di controllo variano quindi al variare della velocità del rotore, diminuiscono se il rotore decelera, aumentano se il rotore accelera, quando il rotore si porta alla velocità di sincronismo la frequenza nel circuito di controllo si porta a zero; durante queste fasi sia la frequenza che l'ampiezza della tensione negli avvolgimenti di potenza rimangono costanti.

Imponendo  $f_q=0$ , si esprime la velocità di sincronismo:

$$n_r = \frac{60f_p}{p+q}$$

La frequenza nell'avvolgimento di potenza è fissata dalla rete ( $f_p = 50$  Hz), la somma  $p+q$  delle paia di poli dei due avvolgimenti è determinata dalla velocità nominale della macchina, quindi per basse velocità come ad esempio  $n_r = 20$  rpm, si può avere un numero totale di paia di poli pari a 150, un numero elevato che offre molte combinazioni per la scelta dei poli dei due avvolgimenti.

Al fine di evitare una forza magnetica asimmetrica al traferro, occorre ridurre il potere d'eccitazione degli avvolgimenti di controllo imponendo che  $p$  sia maggiore di  $q$  ( $p > q + 1$ ), la differenza tra  $p$  e  $q$  non può però essere troppo elevata perché si porrebbero problemi di natura strutturale circa l'organizzazione del sistema multipolare.

#### Controllo del DFBG:

A causa del diverso numero di poli e del diverso valore di frequenza, le velocità di rotazione dei campi magnetici prodotti dai due avvolgimenti di statore non sono uguali, questo complica l'applicazione di un controllo vettoriale.

Occorre considerare la sostituzione dell'avvolgimento di controllo con un circuito equivalente rotante che, come l'avvolgimento di rotore di una normale macchina a induzione, produca un campo magnetico di uguale velocità e numero di poli dell'avvolgimento di potenza, la velocità angolare del circuito da considerare è uguale alla differenza di velocità tra i campi rotanti prodotti rispettivamente dai due avvolgimenti di statore (di controllo e di potenza).

Fatta questa trasformazione equivalente, i due campi magnetici prodotti dall'avvolgimento di potenza dello statore e dall'avvolgimento equivalente di controllo sono relativamente stazionari tra loro.

In tale condizione può quindi essere attuato un controllo vettoriale in maniera simile a quanto avviene per il DFIG, agendo sulle componenti della corrente dell'avvolgimento di controllo possono essere controllate in maniera disaccoppiata la potenza attiva e quella reattiva.

#### Pro e contro del DFBG multipolare rispetto al DFIG

La configurazione del DFBG è priva di spazzole; inoltre ricorrendo ad una struttura multipolare è possibile realizzare una macchina operante a bassa velocità nominale, questo permette di eliminare lo stadio di trasmissione tra turbina e generatore.

Il DFBG presenta però degli svantaggi rispetto al DFIG, a velocità diverse da quella di sincronismo presenta assorbimenti di potenza reattiva da parte del circuito di controllo superiori a quelli del DFIG, e il convertitore deve essere dimensionato per valori efficaci di corrente superiori di circa il 20%; è nel complesso un sistema che garantisce minor efficienza (parametro ottenuto considerando il rapporto tra la potenza immessa in rete e quella meccanica resa disponibile dall'aerogeneratore) soprattutto a basse velocità. Il DFBG, specie nell'ottica di ulteriori sviluppi, può comunque rappresentare un'alternativa al DFIG.

## 2.4.2 ) APPLICAZIONE DELLA MACCHINA SINCRONA AI SISTEMI DI GENERAZIONE EOLICA - PMSG (PERMANENT MAGNET SYNCHRONOUS GENERATOR):

Nella macchina sincrona l'eccitazione è alloggiata nel rotore sottoforma di elettromagneti o di magneti permanenti, la rotazione del rotore induce il cambiamento di polarità negli avvolgimenti di statore, con conseguente generazione di corrente alternata, il periodo di rotazione del rotore è quindi perfettamente sincronizzato con la frequenza prodotta negli avvolgimenti di statore.

Non essendo presente alcuno scorrimento, risulta ancora più evidente rispetto al caso del generatore asincrono, l'esigenza di interporre uno stadio di conversione tra generatore e rete al fine di realizzare un sistema a velocità variabile.

Il generatore sincrono essendo fornito di un sistema di eccitazione proprio non necessita di un prelievo di potenza reattiva, questo consente anche, in linea di principio, di scegliere di utilizzare un raddrizzatore a diodi come primo stadio del sistema di conversione

Il sistema di conversione, che interfaccia lo statore alla rete, a differenza di quanto avveniva per il DFIG, dovrà essere dimensionato per l'intera potenza nominale del generatore, dovendo convertire l'intera potenza prodotta; questo è uno svantaggio notevole in termini economici e anche in termini di potenza dissipata, svantaggio tuttavia ammortizzato almeno in parte dalla possibilità di eliminare completamente la trasmissione tra turbina e generatore.

La trasmissione è un elemento molto costoso, che come già specificato richiede costante manutenzione, e accresce il grado di complessità del sistema nonché le emissioni sonore durante il funzionamento (fattore tuttavia trascurabile in caso di applicazione offshore).

La possibilità di eliminare la trasmissione può presentarsi solo utilizzando un generatore capace di funzionare a basse velocità (10-25 rpm per turbine con potenze nel range dei MW) con elevate densità di coppia.

E' necessario un rotore dall'ampio diametro con un numero di poli molto elevato, queste caratteristiche richiederebbero ad una macchina asincrona l'assorbimento di elevati valori di corrente magnetizzante con un conseguente fattore di potenza inaccettabile; la macchina sincrona è quindi la macchina adatta alla realizzazione di un sistema privo di trasmissione, avendo questa la possibilità di produrre la magnetizzazione tramite propria eccitazione.



L'eccitazione sul rotore può essere costituita da elettromagneti (EESG) o da magneti permanenti (PMSG), la prima soluzione permette un costo d'investimento minore (i magneti permanenti sono realizzati da materiali dal costo ancora elevato) e consente di regolare l'eccitazione.

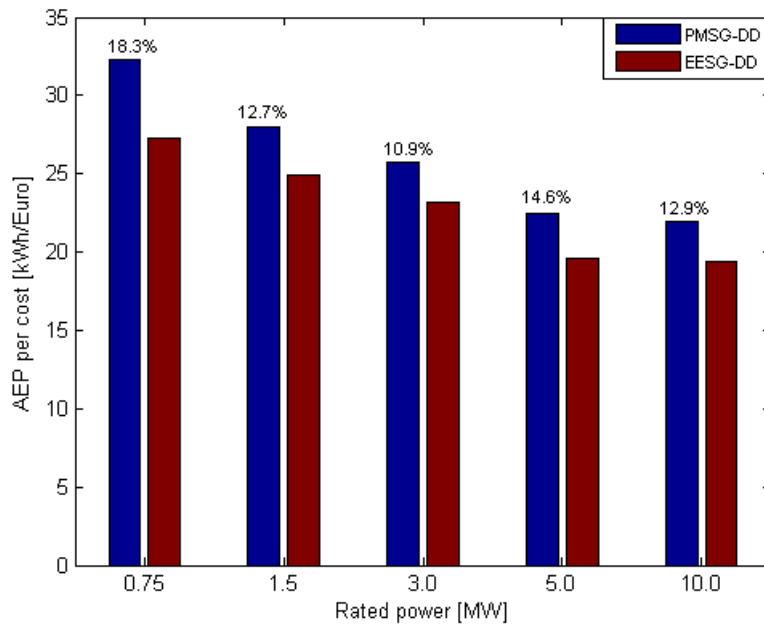
Il sistema di controllo dell'eccitazione permette di regolare opportunamente la tensione imposta all'avvolgimento d'eccitazione, aumentando tale tensione si permette alla macchina di generare una coppia maggiore, questo produce però anche maggiori perdite nel ferro.

Di conseguenza in condizioni di poco vento, e quindi per funzionamento a basse velocità di rotore, la tensione viene ridotta, poiché minori sono i valori di coppia generata richiesti alla macchina; in condizioni di forte vento la tensione viene elevata in modo da poter esprimere la coppia piena (l'azienda tedesca ENERCON utilizza attualmente questa tecnologia).

L'utilizzo di magneti permanenti d'altra parte consente di eliminare completamente il sistema di raddrizzamento e le spazzole necessari per l'alimentazione degli elettromagneti, nonché di realizzare costruttivamente un maggior numero di poli.

Sebbene tra le due soluzioni quella con elettromagneti sia attualmente la più presente sul mercato, negli ultimi anni la soluzione con eccitazione a magneti permanenti è diventata la più attraente, questo perché contemporaneamente all'aumento delle performance dei magneti permanenti il loro costo sta tendendo a diminuire.

In figura 18 è mostrato il risultato di uno studio comparativo tra la tecnologia EESG e PMSG per diverse potenze nominali, in relazione alla produzione annuale di energia (AEP) relativa, ovvero in rapporto al costo di investimento; da tale studio risulta che la tecnologia a magneti permanenti garantisce una convenienza economica maggiore rispetto a quella a elettromagneti, in cui evidentemente le perdite negli avvolgimenti di rotore costituiscono un elemento non trascurabile.



(fig.18, confronto circa la convenienza economica tra EESG e PMSG, nella produzione di energia per diverse potenze nominali)

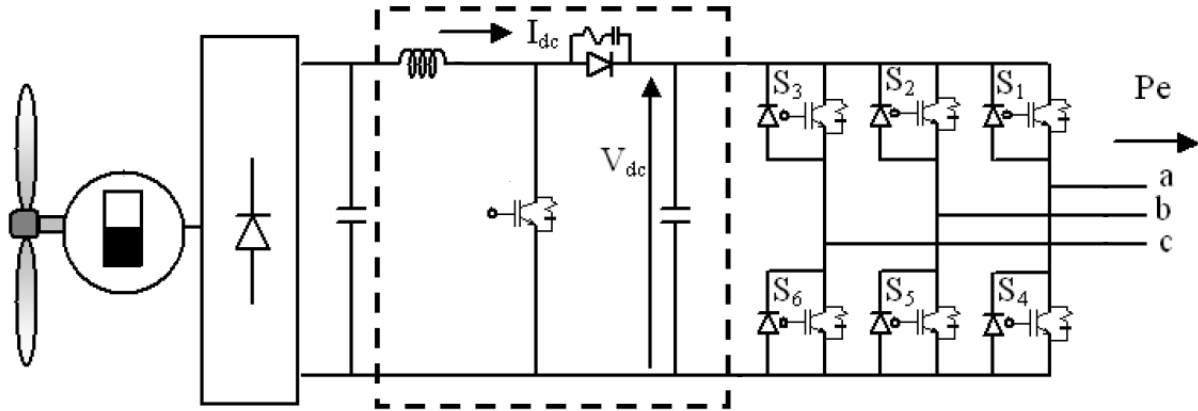
Le macchine a magneti permanenti non hanno una configurazione strutturale standard, diverse geometrie costruttive sono state concepite in funzione della direzione del flusso d'eccitazione:

- generatori a flusso radiale (RFPM)
- generatori a flusso assiale (AFPM)
- generatori a flusso trasversale (TFPM)

A seconda della geometria strutturale si hanno variazioni in termini di intensità di coppia, diametro del rotore, e semplicità degli avvolgimenti; in merito a tali variazioni è opportuno specificare che i generatori a flusso trasversale sebbene garantiscano elevati valori di coppia, presentano un fattore di potenza inferiore, questo porta a considerare un incremento della potenza di dimensionamento del convertitore.

L'interfaccia generatore-rete prevede una conversione AC/DC/AC, le modalità con cui questa può essere realizzata sono essenzialmente due, la prima (fig.19) prevede un raddrizzatore a diodi, un circuito in corrente continua elevatore (chopper step-up) e un inverter; la seconda prevede l'uso di

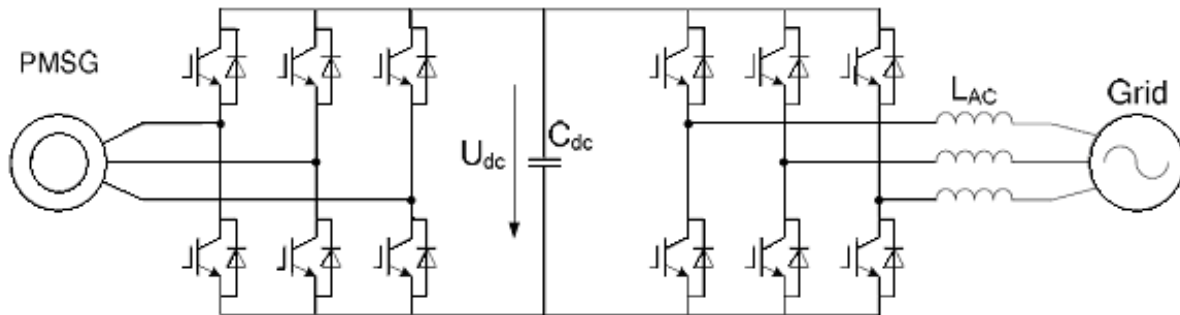
un convertitore quattro quadranti in cui il DC link è semplicemente costituito da un condensatore di elevata capacità.



(fig.19, PMSG, configurazione con chopper step-up)

Nella prima configurazione, il circuito elevatore in continua (costituito da un induttore, un interruttore IGBT, un diodo e un condensatore) interfaccia la tensione variabile in uscita dal raddrizzatore a diodi, al valore costante di tensione in entrata all'inverter, controllando il valore di corrente continua e la coppia generata.

La seconda soluzione, con stadio di conversione a quattro quadranti (fig.20), è attualmente considerata la più efficiente ed è quella che verrà considerata nella trattazione del controllo del PMSF. Permette di ottenere correnti quasi sinusoidali negli avvolgimenti di statore e quindi di diminuire notevolmente le armoniche di corrente e le fluttuazioni di coppia, la potenza reattiva può essere prodotta dal convertitore e in questo modo può essere mantenuta costante la tensione ai terminali del generatore; la tensione sul condensatore così come le correnti lato rete è controllata dal convertitore lato rete.



(fig.20, PMSG con stadio di conversione a quattro quadranti)

### Stati di operatività della macchina

Il sistema presenta diversi stati di operatività in relazione all'entità della velocità del vento:

Nel caso in cui la velocità del vento sia inferiore a quella nominale il sistema di pitch control non interviene, questo consente alla turbina la massima estrazione di potenza, la coppia di riferimento è definita da algoritmi di MPPT (mediante l'ausilio di una curva coppia-velocità di rotore) che permettono di realizzare un valore di TSR costante e prossimo a quello ottimale; tale coppia è garantita dal convertitore lato generatore mediante controllo vettoriale.

Il controllo della potenza attiva e reattiva è disaccoppiato considerando l'asse d solidale con il fasore della tensione di rete.

Per velocità del vento comprese tra la velocità nominale e la velocità di cut-off, l'estrazione di potenza da parte del generatore è limitata dal sistema di pitch control (in maniera del tutto analoga rispetto al caso di applicazione del DFIG), oltre la velocità di cut-off la turbina viene disconnessa per evitare danni strutturali all'impianto.

### Modello e controllo del PMSG:

Considerando l'asse rotante d solidale col campo di rotore, le componenti della tensione di statore possono esser scritte come:

$$\begin{cases} u_d = -R_s i_d - L_d \frac{di_d}{dt} + \omega_r L_q i_q \\ u_q = -R_s i_q - L_q \frac{di_q}{dt} + \omega_r L_d i_d - \omega_r \psi_f \end{cases}$$

Dove  $i_d$ ,  $i_q$ ,  $u_d$  e  $u_q$  sono le componenti delle correnti e delle tensioni di statore,  $R_s$  è la resistenza di statore,  $L_d$  e  $L_q$  sono le induttanze del generatore sugli assi d e q,  $\omega_r$  è la velocità angolare del rotore e  $\psi_f$  è il flusso d'eccitazione.

Considerando uguali le induttanze  $L_d$  e  $L_q$  (approssimazione realistica in caso di magneti distribuiti su una struttura isotropa), la coppia può essere espressa come:

$$T_e = p \psi_f i_q$$

con p uguale al numero di paia di poli.

La componente diretta della corrente viene quindi mantenuta a zero in modo da ottenere il massimo della coppia col minimo valore di corrente.

Le equazioni di stato del convertitore lato rete, considerando i riferimenti sincroni con la tensione di rete, sono:

$$\begin{cases} u_{cd} = u_{sd} - R i_{sd} - L \frac{di_{sd}}{dt} + \omega L i_{sq} \\ u_{cq} = u_{sq} - R i_{sq} - L \frac{di_{sq}}{dt} - \omega L i_{sd} \end{cases}$$

Dove  $u_{cd}$  e  $u_{cq}$  sono le componenti della tensione sul convertitore,  $u_{sq}$  e  $u_{sd}$  sono le componenti della tensione lato rete, L e R sono l'induttanza e la resistenza lato rete.

Il sistema di controllo prevede che vengano misurate le correnti lato generatore  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$ , la tensione sul DC link e la posizione angolare del rotore  $\theta_r$  (mediante encoder), la velocità angolare del rotore è calcolata mediante derivata della posizione angolare.

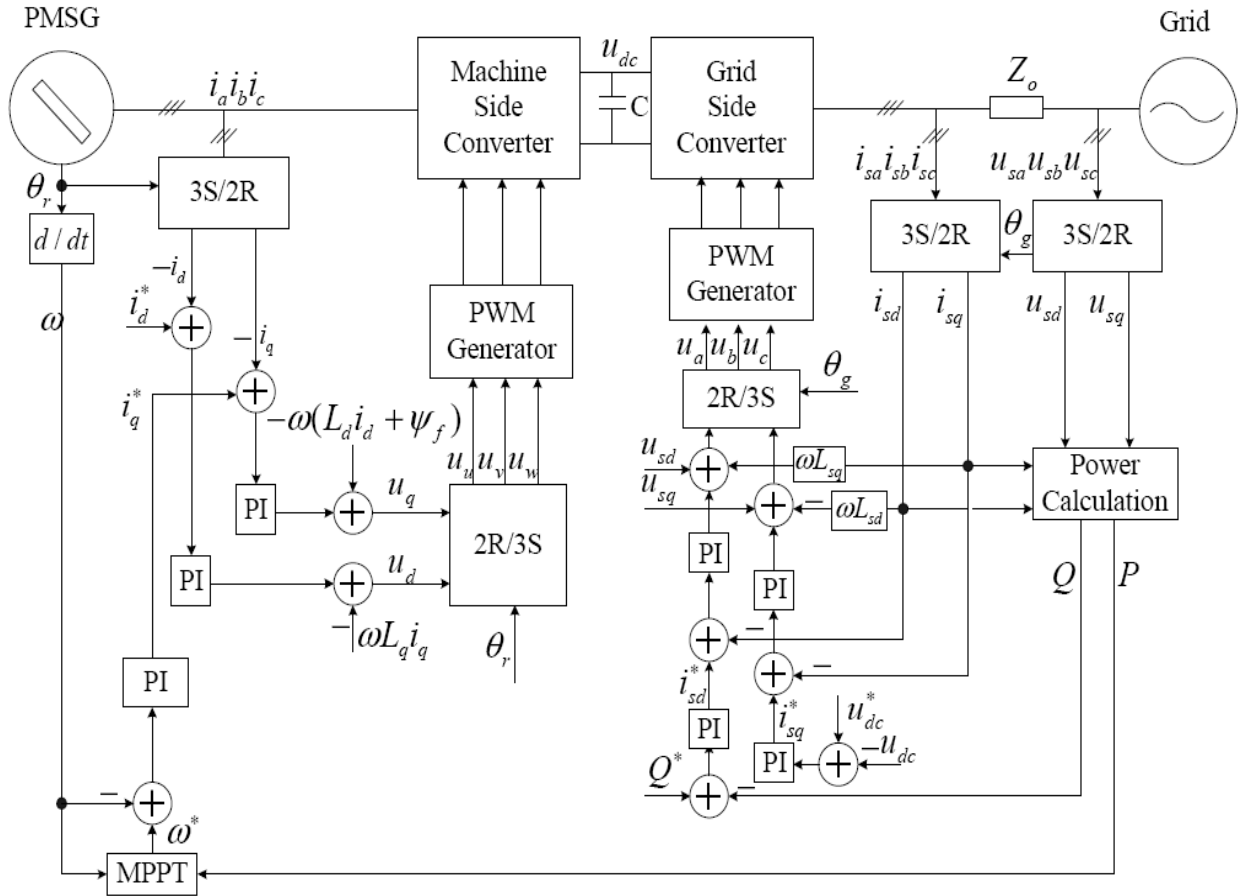
La velocità di riferimento è ottenuta mediante l'algoritmo MPPT per massimizzare la potenza estratta, dalla velocità di riferimento è possibile ricavare la coppia di riferimento mediante apposita curva coppia generata - velocità del rotore.

La coppia di riferimento impone un valore  $i_q^*$  di riferimento, contemporaneamente la componente di riferimento  $i_d^*$  è posta uguale a zero.

La regolazione delle correnti di statore avviene mediante regolatori PI, l'output di tali regolatori permette di individuare le tensioni  $u_d$  e  $u_q$  di statore da imporre al convertitore lato generatore.

Il convertitore lato rete è usato per mantenere costante la tensione sul DC-link e immettere in rete correnti sinusoidali; se la corrente di riferimento lato rete  $i_{sd}^*$  è impostata a valore nullo il fattore di potenza è unitario ( flusso di potenza reattiva nullo ); la potenza reattiva può quindi essere generata dal sistema e fornita alla rete, mediante il controllo della componente  $i_{sd}$ .

Per quanto riguarda invece la regolazione della tensione sul DC-link, la corrente di riferimento  $i_{sq}^*$  viene ottenuta come output da un regolatore PI avente in ingresso la differenza tra valore  $u_{dc}$  istantaneo e quello di riferimento; i valori di  $i_{sd}^*$  e  $i_{sq}^*$  vanno a determinare le tensioni che il convertitore lato rete deve realizzare sulle tre fasi.



(fig. 21, PMSG, schema del controllo)

### 2.4.3) VALUTAZIONE E CONFRONTO DEI DIVERSI SISTEMI DI GENERAZIONE

Attualmente i sistemi più competitivi nel campo della generazione eolica sono il DFIG e il PMSG, il DFIG consente un dimensionamento del convertitore pari al 30% della potenza di targa del generatore, a questo sono consentite, per mezzo dello stadio di trasmissione, velocità nominali di anche 1200 rpm.

D'altra parte il PMSG con accoppiamento diretto alla turbina non comporta gli svantaggi che uno stadio di trasmissione comporta, tuttavia necessita di costi di investimento maggiori.

Dalla considerazione che all'aumentare del rapporto di trasmissione, aumenta la velocità nominale del generatore e ne diminuiscono il costo e le dimensioni, sono nati studi circa sistemi alternativi al classico DFIG e al classico PMSG, che mitigassero i vantaggi dell'uno con quelli dell'altro, ovvero sistemi di generazione con trasmissione monostadio (che permette un'efficienza maggiore e minori costi di manutenzioni rispetto ad un sistema di trasmissione completo) e generatori a media velocità (minori dimensioni e costo rispetto a quelli a bassa velocità).

In seguito sono riportati i risultati di uno studio comparativo tra i sistemi:

DFIG-3G, con trasmissione a tre stadi ed elevata velocità di generatore

DFIG-1G, con trasmissione monostadio, generatore a media velocità

PMSG Direct Drive, con accoppiamento diretto turbina-generatore, con generatore a bassa velocità

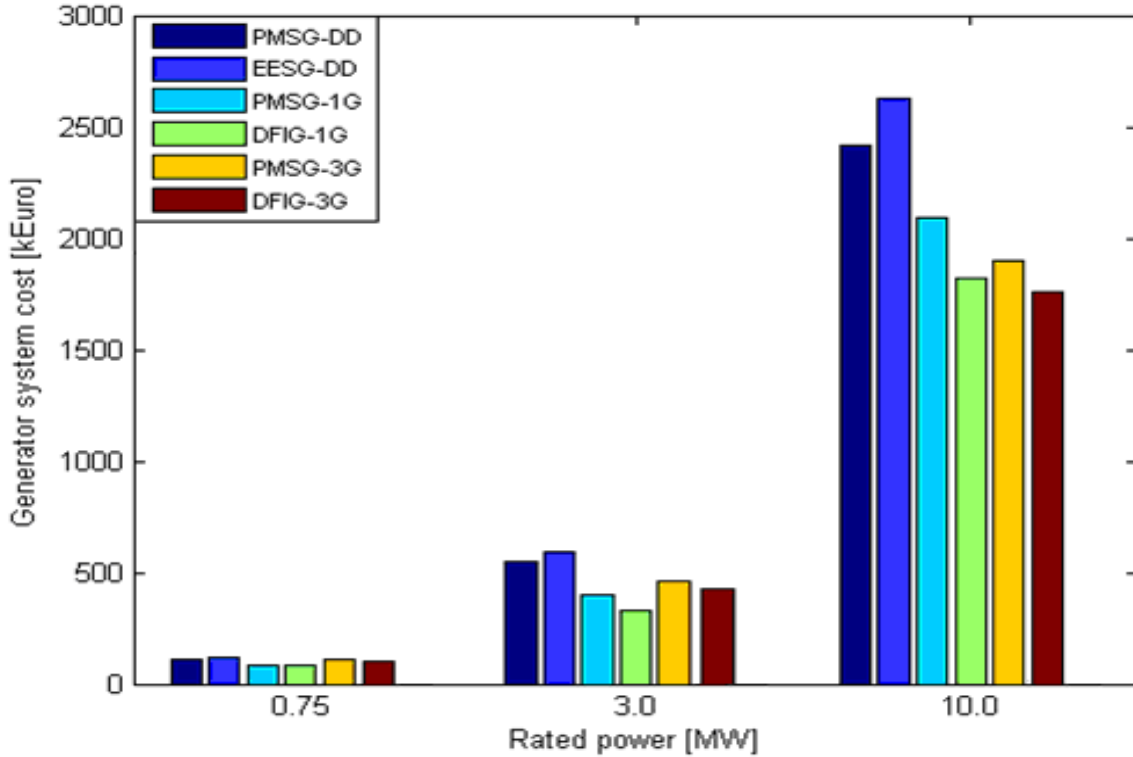
PMSG-1G, con trasmissione monostadio, e generatore a media velocità

PMSG-3G, con trasmissione a tre stadi

EESG-Direct Drive, con accoppiamento diretto turbine-generatore



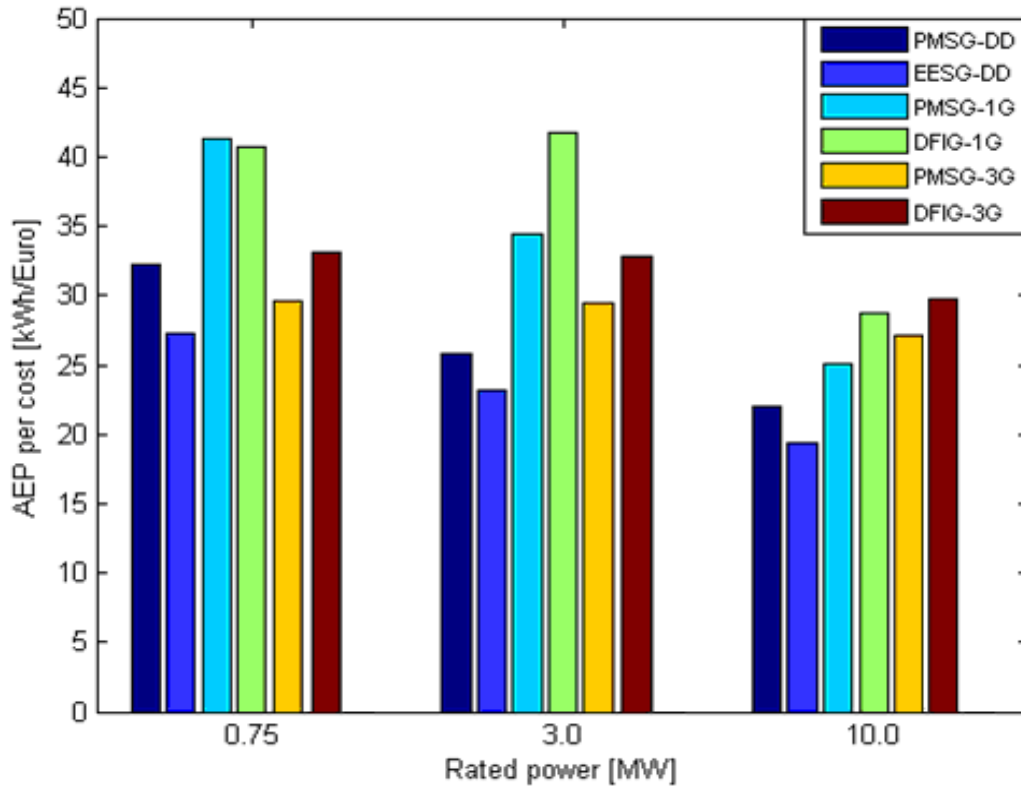
In figura 22 è mostrato uno schema comparativo circa il costo d'investimento del sistema di generazione per diverse configurazioni in corrispondenza di diversi valori nominali di potenza.



(fig. 22, costo del sistema di generazione per le diverse configurazioni)

Risulta evidente come la configurazione con doppia alimentazione e stadio di conversione ridotto (DFIG-1G), sia la più economica per potenze piccole (0.75 MW) e medie (3MW), mentre per potenze di 10 MW è secondo rispetto alla configurazione classica con trasmissione a tre stadi (DFIG-3G); ilun costo d'investimento maggiore è invece richiesto dal PMSG e dal EESG con accoppiamento diretto alla turbina.

In figura 23 è invece riportato il valore della produzione annuale di energia (AEP) relativo, ovvero in rapporto al costo d'investimento.



(fig.23, confronto circa la convenienza economica dei diversi sistemi di generazione, nella produzione di energia per diverse potenze nominali)

Per potenze piccole (0.75 MW) e medie (3 MW) le configurazioni con trasmissione ridotta (DFIG-3G e PMSG-1G) garantiscono maggior efficienza nel produrre energia, per potenze nominali di 10 MW è invece il DFIG classico (DFIG-3G) ad esser più efficiente, seguito dal sistema DFIG-1G.

Il sistema PMSG risulta inferiore al DFIG secondo i risultati riportati, attualmente infatti il mercato dei sistemi a generazione variabile è per lo più coperto dal sistema a doppia alimentazione. Occorre però considerare che all'interno di un parco eolico, l'utilizzo di più aerogeneratori con sistema di generazione del tipo PMSG offrirebbe la possibilità di concepire configurazioni maggiormente vantaggiose per quanto riguarda il collegamento delle unità di conversione, ad esempio può essere realizzato un sistema in cui più unità di raddrizzamento sono collegate ad un inverter comune con conseguente riduzione del numero complessivo di convertitori necessari.

Inoltre nei prossimi anni è realistico pensare che sia il costo delle apparecchiature di conversione che dei magneti permanenti continuerà a diminuire, il sistema PMSG quindi rimane attualmente tra le tecnologie più interessanti in termini di sviluppi futuri; tale interesse è vivo soprattutto per quanto riguarda la generazione offshore, la necessità di dover effettuare continui interventi di

manutenzione degli organi di trasmissione del sistema DFIG, mette in primo piano la necessità di appoggiarsi ad un sistema con accoppiamento diretto tra turbina e generatore quale il PMSG.

## BIBLIOGRAFIA

**- Wind and solar power systems**

Di Mukund R. Patel

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

Samuele Grillo, Mattia Marinelli, Andrea Pitto, Federico Silvestro

Laboratorio IEES (Intelligent Electric Energy System) Dipartimento di Ingegneria Elettrica

Università degli Studi di Genova

Schema INIZIALE dfig, discorso MaxPowerTracking

**- Modeling and Control of a Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Based Wind Conversion System**

T. Ghennam<sup>1</sup>, E.M.Berkouk<sup>2</sup>, B.François<sup>3</sup>

**- A performance comparison between brush and brushless doubly fed asynchronous generators for wind power systems**

R. Carlson<sup>1</sup>, H. Voltolini<sup>2</sup>, F. Runcos<sup>3</sup> and P. Kuo-Peng<sup>4</sup>

**- A Multi-Pole Low Speed Doubly Fed Brushless Generator for Direct Driven VSCF Wind Power System**

Fengxiang Wang, Rei Jin, Zheng Wang and Fengge Zhang

**- Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator**

IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2009) Seoul Olympic Parktel, Seoul, Korea July 5-8, 2009

**- Modelling and Control of Variable speed Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine**

Anca D. Hansen\*, Wind Energy Department, Risø-DTU National Laboratory, Roskilde, Denmark Gabriele Michalke, Department of Renewable Energies, University of Technology Darmstadt, Darmstadt, Germany

**- Vector Control of the Brushless Doubly-Fed Machine for Wind Power Generation**

Shiyi Shao, Ehsan Abdi and Richard McMahon Electrical Engineering Division, Cambridge University, 9 JJ Thomson Avenue, Cambridge, CB3 0FA, United Kingdom

**- Research on the Characteristics of Back to Back Full-Size Converter Applied to Direct Drive Wind Power System**

Fu Xunbo, Guo Jindong, Zhao Dongli and Xu Honghua

**- Overview of different wind generator systems and their comparisons**

H. Li\* Z. Chen Institute of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg East DK-9220, Denmark \*H. Li is also with the College of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, People's Republic of China

**- Design Optimization and Evaluation of Different Wind Generator Systems**

Hui Li 1,2, Zhe Chen 2 1 State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New echnology, Chongqing University, Chongqing, 400044, China 2 Institute of Energy Technology, Aalborg University, Aalborg, DK9220, Denmark

### **3) SISTEMI DI TRASMISSIONE HVDC**

#### **3.1) INTRODUZIONE**

Parchi eolici offshore con potenze di centinaia di MW sono in fase di progettazione in molte parti del mondo, centrali eoliche sorgeranno nei prossimi anni anche a distanze superiori ai 100 km dalle coste.

La trasmissione della potenza lungo distanze così elevate pone svariate problematiche, la soluzione è spesso rappresentata dal sistema di trasmissione HVDC (high voltage direct current).

#### **3.2) AC vs DC**

Sebbene i primi sistemi completi di potenza elettrica furono realizzati in corrente continua, la cosiddetta “guerra delle correnti” del XIX secolo portò ad imporsi la corrente alternata, la quale poteva appoggiarsi alle invenzioni del trasformatore, dei motori a induzione e dei circuiti plurifase.

Con l’aumento della domanda di energia sono nate reti sempre più vaste in grado di trasmettere potenza su distanze maggiori e con tensioni di esercizio più elevate, in queste realtà è sempre stata la corrente alternata a coprire i settori principali, quali la generazione, la trasmissione, la distribuzione e l’utilizzazione.

L’uso della corrente alternata, specialmente nel campo della trasmissione su lunghe distanze, non ha però mai rappresentato un sistema perfetto, le problematiche inerenti l’assorbimento della potenza reattiva da parte dei conduttori sono sempre state presenti, specialmente nella realizzazione dei collegamenti sottomarini.

Una svolta si è verificata con lo sviluppo delle prime valvole a vapore di mercurio (1920), seguite dalla realizzazione dei primi convertitori statici, in grado di convertire la corrente alternata in continua e viceversa. Queste scoperte hanno dato la possibilità alla ricerca di considerare l’uso della corrente continua al fine di realizzare sistemi di trasmissione privi delle problematiche inerenti la

corrente alternata, senza però rinunciare alle centrali elettriche e alle macchine utilizzatrici operanti in alternata.

I primi studi sulla trasmissione in corrente continua ad alta tensione iniziarono a prodursi in risultati tangibili solo a partire dagli anni 50; nel 1951 venne realizzato il primo progetto sperimentale, e nel 1954 un primo progetto commerciale da 20 MW.

Il successo di quest'ultimo progetto produsse un forte interesse, e diversi impianti furono realizzati con la tecnologia delle valvole a vapore di mercurio.

Negli anni 70 si sviluppò la tecnologia dei tiristori, e in Canada nel 1972 fu costruito il primo sistema HVDC interamente basato sulle nuove valvole.

L'idea che con la corrente continua si potesse realizzare un sistema di trasmissione efficiente ha però rappresentato sempre l'eccezione rispetto la regola, anche oggi la trasmissione in corrente alternata è ancora fortemente predominante.

La trasmissione in corrente continua negli ultimi anni si è però affermata all'interno di particolari casistiche, come ad esempio nella connessione di reti asincrone estremamente distanti.

Nei prossimi anni l'HVDC si appresta quasi certamente ad affermarsi anche nella connessione di impianti offshore (quali quelli eolici) alla rete; la scelta della corrente continua piuttosto che di quella alternata, anche in tale settore è comunque il risultato di molteplici valutazioni.

### 3.3) HVDC vs HVAC

Qualsiasi tecnica di trasmissione di potenza su lunghe distanze comporta ovviamente la necessità di innalzare la tensione, in modo da contenere il valore di corrente e quindi le perdite di potenza nei conduttori di trasmissione; meno intuitiva può essere la scelta di trasmettere la potenza mediante corrente continua piuttosto che per mezzo di quella alternata.

Al fine di discriminare un sistema rispetto l'altro in termini economici e di efficienza, per la connessione di impianti eolici offshore, ne verranno ora esaminati i caratteri generali e le differenze.

### 3.3.1) I CONDUTTORI

Una delle problematiche principali inerenti l'uso della corrente alternata è causata dalla componente reattiva nelle linee aeree e soprattutto nei cavi sottomarini.

I collegamenti tra gli impianti di generazione eolica off-shore e la rete on-shore devono necessariamente essere realizzati per mezzo di conduttori in cavo sottomarino; l'utilizzo di conduttori aerei su distanze coperte dal mare è certamente escluso, poiché non economico e perché comporterebbe ulteriori difficoltà tecniche circa la realizzazione delle strutture di supporto dei conduttori

Nei conduttori in cavo, per cui la capacità distribuita è maggiore rispetto a quelli aerei, l'applicazione della corrente alternata produce un flusso di corrente reattiva capacitiva, la cui variazione di segno ogni metà periodo, va a caricare e scaricare continuamente il cavo.

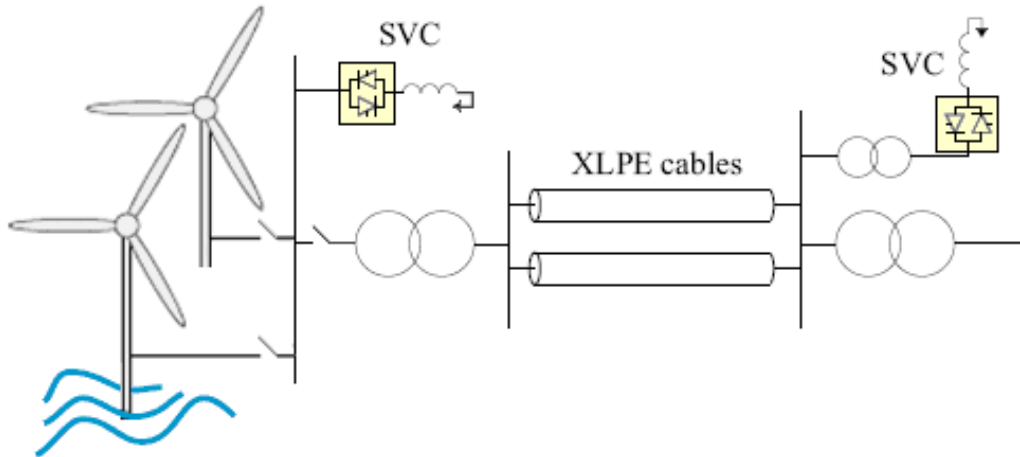
Tale corrente limita il valore di corrente utile alla trasmissione di potenza attiva, in maniera proporzionale alla lunghezza del cavo stesso e al valore di tensione applicato, fino a saturare completamente la possibilità di trasmettere potenza attiva oltre determinate lunghezze.

Applicando ai cavi una corrente continua il fenomeno descritto non si verifica, questa non comporta perciò limitazioni circa la lunghezza della linea di trasmissione.

Per quanto riguarda la potenza attiva, a pari potenza trasmessa e pari sezione dei conduttori le perdite di linea in una trasmissione HVDC sono inferiori rispetto a quelle di una trasmissione HVAC (High Voltage Alternating Current); la tecnologia in corrente continua offre quindi un dimensionamento più favorevole dei conduttori di trasmissione.

Considerando il collegamento di un aerogeneratore a velocità variabile off-shore alla rete mediante HVAC, per trasmissioni su elevate distanze l'assorbimento di potenza reattiva da parte dei conduttori è tale da non poter esser compensato in maniera sufficiente dal solo sistema di controllo del generatore; si impone quindi la presenza di strumenti di compensazione statica, ad esempio elementi quali l'SVC (Static Var Compensator) possono dover esser installati ad entrambi i capi della linea di trasmissione.





(fig.1, disposizione dei dispositivi di compensazione ai capi della linea HVAC)

Un'altra considerazione utile al fine di poter determinare la convenienza economica della corrente continua rispetto a quella alternata è legata al numero dei conduttori necessari per trasmettere potenza.

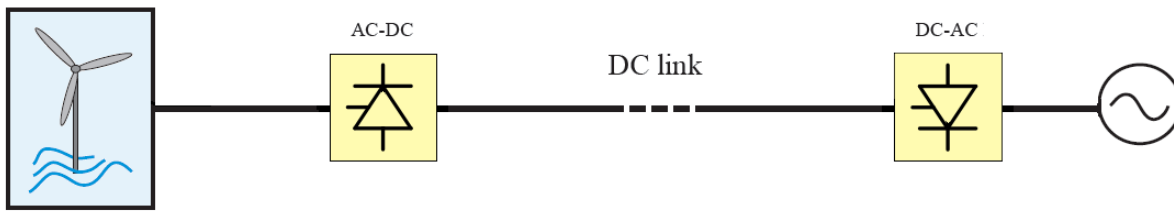
La configurazione base, ovvero quella monopolare, prevede l'utilizzo del mare come conduttore di ritorno, quindi mediante corrente continua solo un cavo è necessario per connettere le stazioni di conversione, questo riduce le perdite al minimo poiché nel "conduttore di ritorno" non si ha alcuna resistenza, quindi nessuna perdita.

Uno sviluppo ulteriore può consistere nell'utilizzo di una configurazione bipolare, in cui la capacità di trasmissione raddoppia e migliora anche l'affidabilità del sistema, in tal caso i conduttori sarebbero due, una quantità comunque inferiore rispetto ai tre richiesti per operare in alternata.

### 3.3.2) LE STAZIONI DI CONVERSIONE

Il costo dei conduttori per la trasmissione in corrente continua è quindi inferiore di quello per la trasmissione in corrente alternata; nel caso si ricorra alla prima soluzione occorre però considerare la presenza di due stazioni di conversione.

Un sistema HVDC congiunge sempre due sistemi AC (così come avviene per la connessione di un parco eolico offshore alla rete onshore), e non può prescindere dal presentare due stazioni di conversione, il costo delle quali supera ampiamente i costi degli impianti adottati ai terminali di una semplice trasmissione HVAC.



(fig.2, schema HVDC)

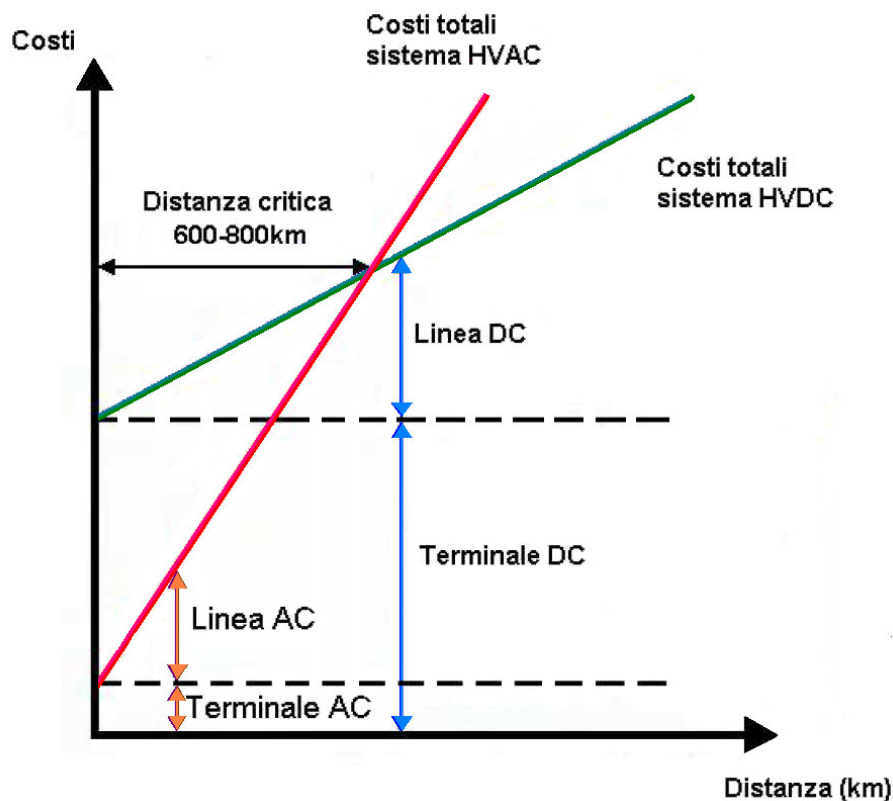
Una prima stazione raddrizza la corrente alternata in uscita dal generatore eolico e un'altra funziona da inverter per la reimmissione della corrente nella rete, sebbene il costo dell'elettronica di potenza stia continuando a diminuire negli anni, tali strumenti di conversione costituiscono attualmente un elemento molto rilevante in termini economici.

I convertitori hanno oltretutto un peso molteplice considerando che producono perdite di potenza (le perdite in una stazione di conversione sono generalmente inferiori allo 0.6%), e determinano la produzione di armoniche sia nel lato in continua che in quello in alternata; occorre considerare quindi il costo di appositi filtri.

### 3.3.3) BREAK EVEN DISTANCE

Le considerazioni fin ora espresse fanno sì che la variabile discriminante per la convenienza di un sistema rispetto l'altro sia la lunghezza del tratto di trasmissione, ovvero la corrente continua conviene una volta superato il cosiddetto punto di "break-even distance", sotto il quale la corrente alternata è la scelta economicamente migliore.

Mentre il valore di "break-even distance" nel caso si considerino linee aeree è superiore ai 600 km, andando a considerare cavi sottomarini tale valore diminuisce notevolmente riducendosi a 40-50 km.



(fig.3, break even distance nel caso di conduttori aerei)

Il peso del valore di "break-even distance" è però relativo, poiché riguarda solo l'aspetto economico, altri fattori sono da tenere in considerazione, quali la necessità di interconnettere sistemi a frequenza diversa, la necessità di realizzare un sistema con elevata controllabilità e flessibilità, e l'entità della potenza da trasmettere.

### 3.4) HVAC - LCC/VSC HVDC

Due tecnologie si distinguono per quanto riguarda la trasmissione mediante HVDC.

La tecnologia classica, la prima ad essere ideata, si basa su convertitori a commutazione naturale controllati in corrente; ovvero la corrente è mantenuta costante nel DC link mentre l'ampiezza e la direzione del flusso di potenza sono funzioni della tensione.

Le valvole dei convertitori sono realizzate con tiristori, ci si riferisce a questa tecnologia con la sigla LCC HVDC (Line Commutated current source Converter HVDC).

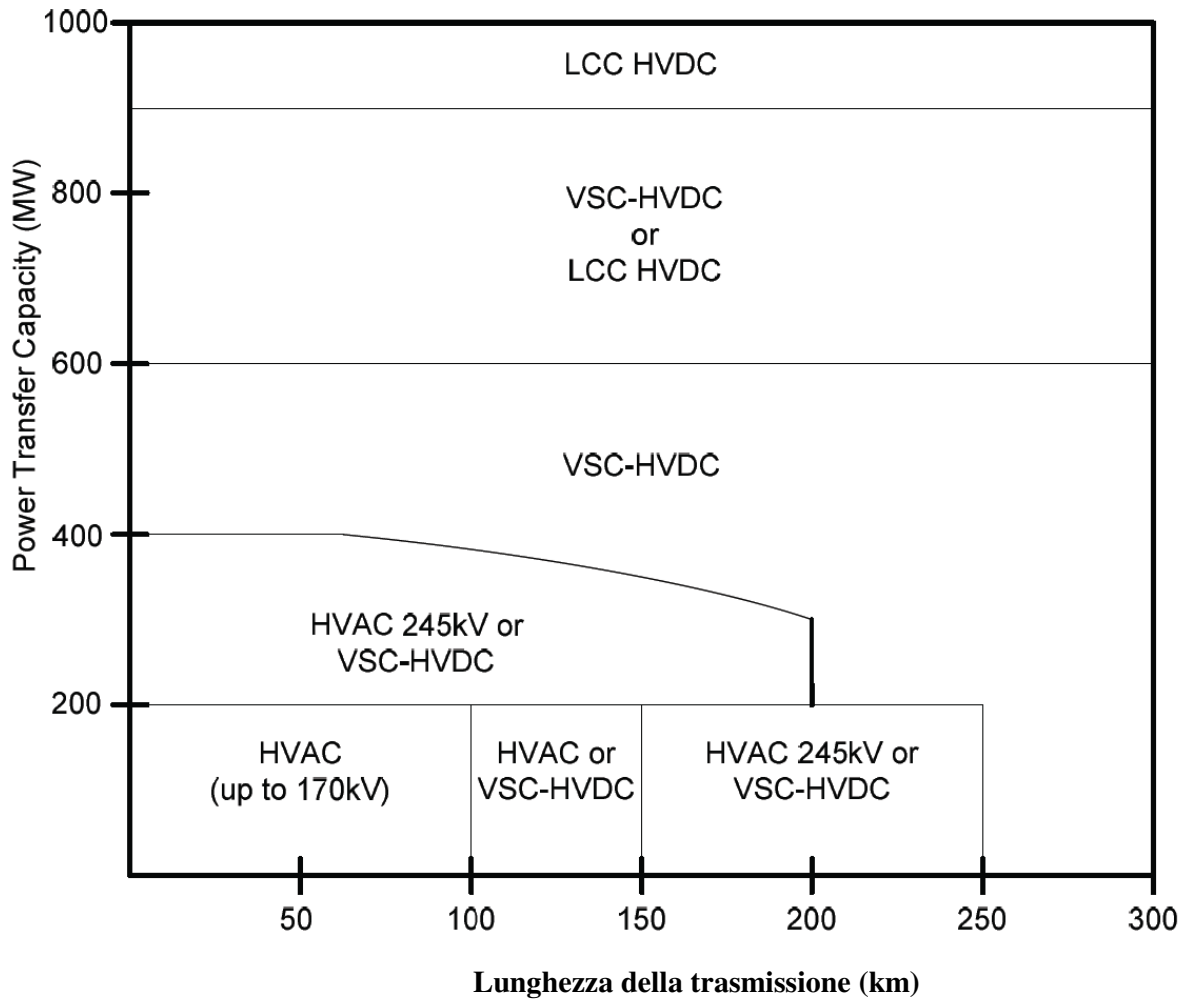
La tecnologia più recente è invece realizzata mediante convertitori a tensione impressa a commutazione forzata, le valvole sono realizzate mediante IGBT, sono comandate con elevate frequenze (kHz) e controllate con tecnica PWM; ci si riferisce a tale tecnologia con la sigla VSC HVDC (self commutated Voltage Source Converter HVDC).

Attualmente in alternata i cavi consentono di coprire distanze massime di 200 km, con potenze di dimensionamento di massimo 200 MW, per livelli di tensione di 150-170 kV; riducendo la distanza a 100 km la tensione può essere elevata a 245 kV e la potenza a 350 MW.

Come mostrato in figura 4, l'HVAC non è utilizzabile per impianti offshore per cui siano richiesti grossi trasferimenti di potenza o lunghe distanze di trasmissione, in questi casi la scelta cade sulla trasmissione in continua.

Per distanze contenute invece l'HVAC rappresenta ancora il sistema di trasmissione economicamente più conveniente, poiché non richiede di ammortizzare il costo dei convertitori, tutti gli impianti eolici off-shore attualmente operativi sono stati realizzati a distanze relativamente brevi dalle coste e quindi hanno visto l'utilizzo di tale tecnica.

Come si evince dalla figura 4 il sistema LCC HVDC è quello in grado di trasmettere la maggior quantità di potenza, ma come verrà espresso meglio in seguito, è inferiore alla versione VSC in termini di controllo.



(Fig.4, soluzioni convenienti in base ai valori di potenza e distanza)

### 3.5) LCC HVDC

Nel sistema LCC HVDC, il convertitore base per la conversione da corrente alternata a continua è il ponte di Graetz a sei impulsi (sei commutazioni per periodo).

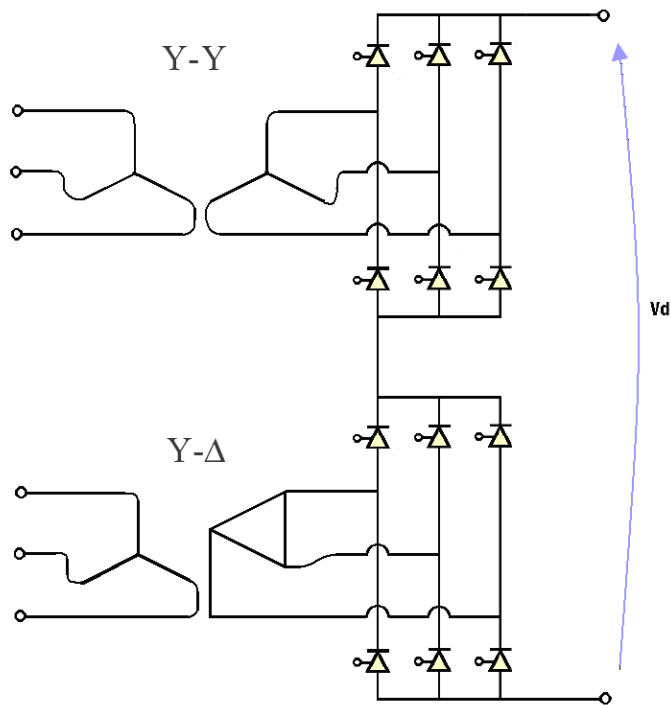
Questo presenta sei valvole, ciascuna delle quali è costituita da più tiristori in serie, il numero dei quali dipende dalla tensione che si vuole poter sostenere sul lato in continua.

I tiristori permettono esclusivamente la commutazione naturale, ovvero possono essere controllati solo per quanto riguarda l'accensione (istante in cui inizia la conduzione), mentre lo spegnimento si verifica quando la tensione si inverte.

Tale convertitore essendo un ponte a sei impulsi produce armoniche di corrente di ordine  $6n \pm 1$  (dove  $n$  è l'ordine di armonicità).

Connettendo in serie i terminali lato continua di due ponti di Graetz, aventi alimentazioni lato alternata sfasate di  $30^\circ$ , si può realizzare un convertitore a dodici impulsi, il quale permette una tensione sostenibile su lato continua maggiore e la diminuzione del numero di armoniche generate.

Lo sfasamento di  $30^\circ$  è realizzato mediante l'ausilio di un trasformatore con due avvolgimenti secondari, un convertitore è alimentato mediante secondario con conformazione a stella e l'altro è alimentato con secondario con conformazione a triangolo.



(fig.5, convertitore dodecafase)

Essendo la commutazione naturale, il sistema LCC ha bisogno di una robusta sorgente di tensione alternata perché la commutazione si verifichi correttamente; un calo di tensione potrebbe produrre il fallimento della commutazione di una valvola, questa non smettendo di condurre andrebbe a produrre un cortocircuito nell'inverter, interrompendo la trasmissione.

La trasmissione di potenza può quindi avvenire esclusivamente tra reti attive, questo può essere un problema soprattutto nel momento in cui si pone la necessità di dare potenza alle turbine eoliche nella fase di avviamento dell'impianto.

I tiristori permettono che la corrente nel tratto in continua, mantenuta costante dalla presenza di un robusto reattore induttivo in serie, possa fluire solamente in una direzione; l'inversione del flusso di potenza è quindi ottenuta invertendo la tensione su tutto il sistema variando l'angolo di accensione delle valvole.

Indipendentemente dal verso del flusso di potenza attiva, la potenza reattiva è sempre e comunque assorbita dall'impianto di conversione, e al variare dell'entità della prima varia la seconda, senza che un controllo indipendente delle due grandezze possa essere operato.

Il controllo di fase di un convertitore a corrente impressa a commutazione naturale, permette infatti di operare solo con corrente in ritardo sulla tensione. Inoltre indipendentemente da tale controllo, la presenza della reattanza di dispersione del trasformatore impone una commutazione non istantanea e produce un ulteriore sfasamento; la conversione quindi richiede sempre un assorbimento di potenza reattiva sia nel raddrizzatore che nell'inverter.

Nell'inverter, l'incertezza circa il valore dell'angolo di commutazione porta a dover incrementare precauzionalmente l'angolo di estinzione di un certo margine (generalmente 15 gradi), in modo da consentire alle valvole di recuperare la capacità di blocco ed evitare il fallimento delle commutazioni; l'assorbimento di potenza reattiva prodotto dal funzionamento dell'inverter è quindi ancora maggiore.

In condizioni di normale operatività la potenza reattiva richiesta dall'apparato di conversione è pari al 50-60% della potenza attiva trasmessa; il metodo più economico per produrre tale potenza consiste nel ricorrere a banchi di condensatori.

Questi possono essere combinati con induttanze, in modo da realizzare dei filtri, ovvero circuiti a bassa impedenza per le armoniche indesiderate generate dalla conversione; armoniche a bassa frequenza sono generate infatti sia nel lato in corrente alternata che in quello in corrente continua, e sono necessari filtri dal dimensionamento oneroso che ne impediscano la propagazione in rete.

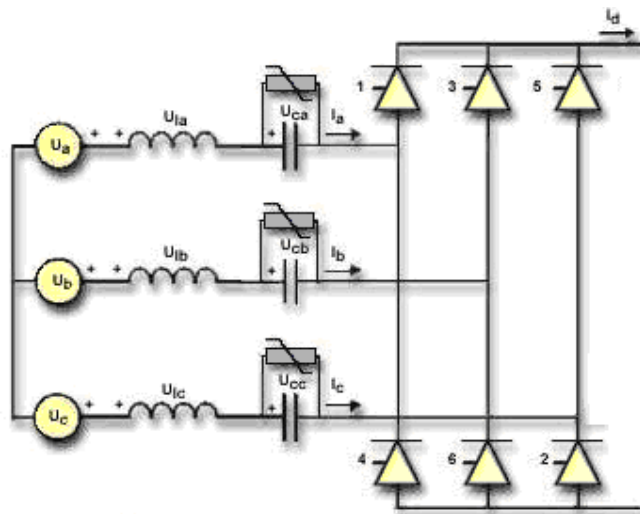
I filtri non consentono una regolazione fine della potenza reattiva, quindi producono sempre un surplus o un deficit di potenza reattiva, tale differenza deve essere compensata dalla rete, e quindi

deve essere mantenuta entro un valore limite in modo da contenere la variazioni di tensione che consegue il transito di potenza reattiva. Più debole è la rete, e più il flusso di potenza reattiva deve essere contenuto, in modo da contenere la variazione di tensione entro una certa tolleranza; a tal proposito si richiede che il rapporto di corto circuito (rapporto tra la potenza di corto circuito del nodo di rete e la potenza per cui è dimensionato l'apparato di conversione) sia almeno pari a 2.5-3.0.

### Convertitore Commutato da Condensatore - CCC

Uno sviluppo della tecnologia di conversione dei sistemi LCC HVDC si è avuto nel 1995, anno in cui ne è stata sviluppata la versione **CCC (capacitor commutated converters)**.

Nel convertitore del tipo CCC, l'introduzione di condensatori in serie tra i trasformatori del convertitore e l'apparato di valvole permette di ridurre la dipendenza del convertitore dalla rete AC, poiché i condensatori sostengono parte della tensione necessaria per la commutazione, e opera una compensazione parziale reattiva proporzionale al trasferimento di potenza attiva.



(fig.5, configurazione ccc)

Riducendosi la potenza reattiva richiesta è possibile ridurre il dimensionamento dei banchi di condensatori esterni; inoltre poiché i condensatori posti tra trasformatore e convertitore riducono il



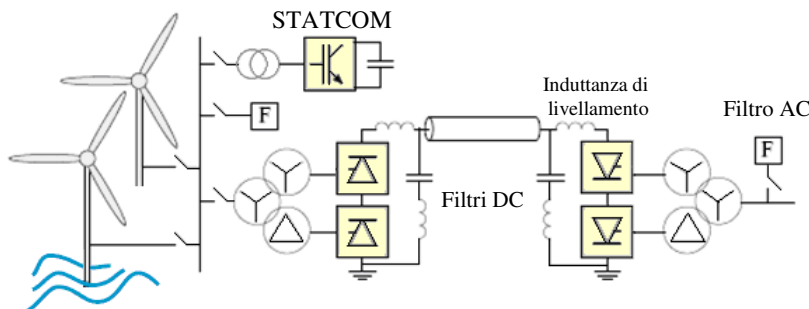
flusso di potenza reattiva attraverso il trasformatore, si ha il vantaggio non trascurabile di poter dimensionare quest'ultimo per una potenza inferiore.

Il sistema CCC è particolarmente conveniente quando occorre coprire distanze in cavo per centinaia di chilometri, diversi sistemi di trasmissioni che sfruttano questa tecnologia sono stati già realizzati per collegamenti del tipo point to point, il primo dei quali è stato realizzato nel 2000 e collega Brasile e Argentina; invece rappresenta ancora una tecnologia non presa in considerazione per la connessione di impianti eolici offshore.

### **LCC HVDC IBRIDO**

La soluzione generalmente utilizzata per rendere più efficiente il sistema di trasmissione LCC HVDC, consiste nel ricorrere alla compensazione statica mediante STATCOM, questo può fornire sia la necessaria tensione per realizzare la commutazione, che la potenza reattiva richiesta dal sistema, inoltre può produrre anche un supporto di potenza attiva alla rete offshore durante condizioni di instabilità transitorie.

Il collegamento di un parco eolico alla rete per mezzo del sistema LCC HVDC può risultare fattibile solo con l'introduzione dello STATCOM.



(fig.6, configurazione LCC con STATCOM)

Generalmente la potenza reattiva viene quindi fornita alla stazione offshore per mezzo del contributo dei filtri, dello STATCOM e del generatore eolico stesso (se a velocità variabile), mentre la stazione on-shore è supportata esclusivamente da filtri.

Il convertitore on-shore, funzionante da inverter opera il controllo della tensione sul DC link, mentre il convertitore off-shore opera il controllo della corrente continua; al sistema di generazione può essere invece richiesto il controllo della potenza attiva trasmessa, nonché dell'ampiezza e della frequenza della tensione della rete AC offshore.

La presenza dello STATCOM è determinante nella fase critica dell'avviamento dell'impianto e in presenza di guasti.

Perché il sistema possa avviarsi, il condensatore dello STATCOM deve essere precaricato da una fonte ausiliaria di potenza quale può essere un generatore diesel; quando il condensatore è completamente carico, lo STATCOM immette potenza nella rete AC per energizzare il trasformatore e i filtri.

Il condensatore dello STATCOM è continuamente alimentato dalla fonte ausiliaria fino a che il sistema LCC HVDC non diviene operativo.

Il convertitore offshore in avviamento opera a livelli inferiori rispetto alla potenza nominale, quando il generatore eolico è sincronizzato alla rete per mezzo del sistema di controllo, questo aumenta il valore di potenza attiva immessa, e il sistema HVDC entra nella normale modalità di trasmissione verso la rete on-shore.

La tensione sul condensatore dello STATCOM può essere usata inoltre come indicatore della presenza di un guasto sulla rete on-shore.

Quando si verifica un guasto sulla rete interna alla costa, l'inverter on-shore realizza ripetute commutazioni fallite per l'intera durata del guasto, causando il cortocircuito del lato in continua; la tensione continua va quindi a zero e interrompe la trasmissione di potenza. In queste condizioni la tensione continua dello STATCOM si innalza rapidamente, poiché questo assorbe il surplus di potenza attiva proveniente dall'aerogeneratore e impossibilitata a raggiungere la rete; il valore elevato di tensione del condensatore costituisce quindi un indicatore della presenza di un guasto. Un segnale viene inviato al sistema di controllo del generatore, in modo che la potenza attiva prodotta possa essere ridotta nel minor tempo possibile.

Una volta risolto il guasto, il generatore ritorna alla normale produzione di potenza e il sistema ritorna alle condizioni normali di funzionamento.

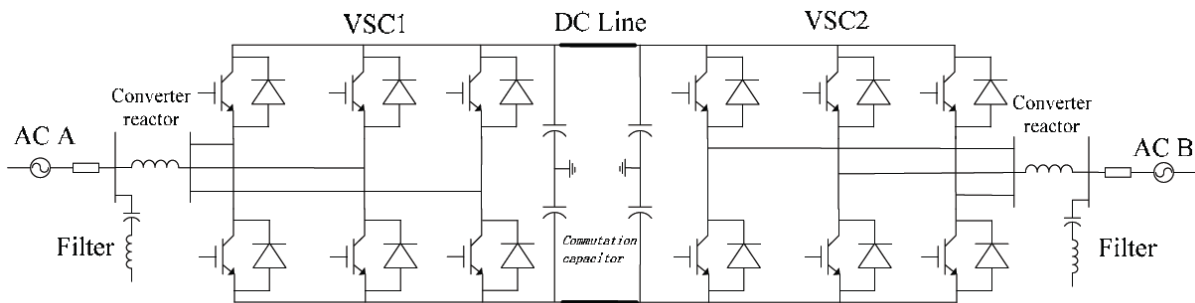
Nel caso il guasto si verifichi sulla rete offshore, lo STATCOM e il raddrizzatore dell'HVDC devono essere bloccati prima possibile, altrimenti il condensatore dello STATCOM arriverebbe a livelli di tensione troppo bassi, e non permetterebbe alla rete di recuperare la condizione di operatività una volta estinto il guasto; se questo si verificasse, una volta esaurito il guasto occorrerebbe effettuare nuovamente la sequenza di avviamento.

### 3.6) VSC HVDC

Il sistema VSC (Voltage Source Converter) HVDC, ideato nel 1997, usa la tecnologia ad IGBT, presenta quindi il vantaggio principale di poter attuare la commutazione forzata delle valvole.

Essendo il sistema di conversione a tensione impressa, sul tratto in continua è collocato un robusto elemento capacitivo, il quale realizza una fonte di tensione stabile, e inoltre filtra le armoniche sul DC link; alla tensione continua non è concesso quindi di cambiare segno, l'inversione del flusso di potenza attiva può avvenire mediante il cambio di segno della corrente continua.

In anti-parallelo rispetto le valvole costituite dagli IGBT sono presenti diodi di ricircolo, che permettono appunto che la corrente continua possa invertirsi.



(fig.7, circuito semplificato del sistema di trasmissione VSC HVDC)

In ciascuna delle due stazioni di conversione che costituiscono il sistema VSC HVDC, i diodi consentono la trasmissione di energia dal lato AC a quello DC (funzionamento da raddrizzatore) con conseguente caricamento del condensatore, mentre le valvole controllabili realizzano la conversione dal lato DC a quello AC (funzionamento da inverter).

Nell'ipotesi di operare con fattore di potenza unitario, il raddrizzamento vedrebbe esclusivamente la conduzione dei diodi e l'inverter esclusivamente la conduzione degli IGBT.

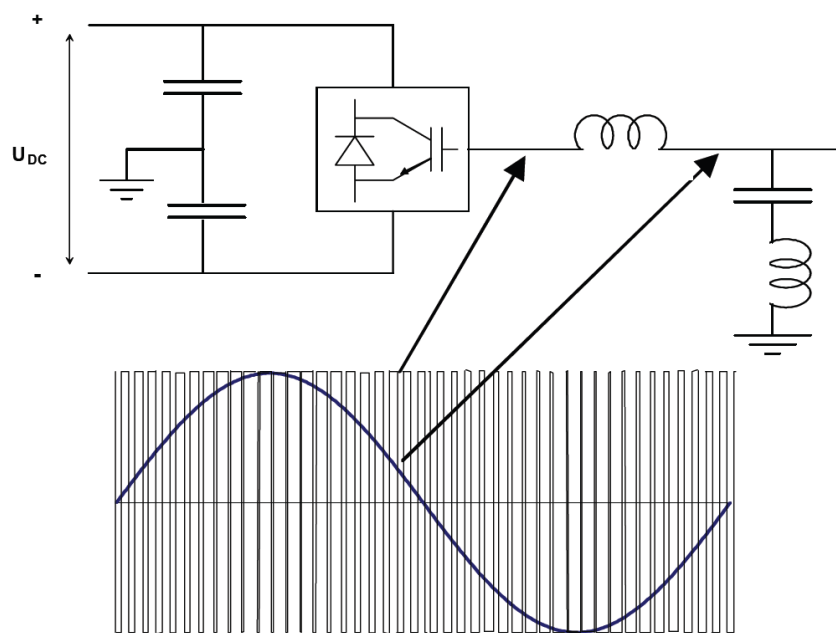
L'utilizzo di IGBT permette frequenze di switching elevate, mediante tecnica PWM si può modulare la larghezza degli impulsi e produrre il passaggio ad elevata frequenza tra diversi livelli di tensione (il numero dei quali dipende dal tipo di convertitore utilizzato).

Le commutazioni sono istantanee e avvengono indipendentemente dal comportamento della rete AC, non si ha quindi il rischio che si verifichino fallimenti nelle commutazioni. Il sistema VSC HVDC permette il collegamento a reti deboli e permette di fornire energia alle reti che sono

completamente fuori servizio, ovvero reti che non sono raggiunte da alcuna fonte di generazione (si ha la possibilità di 'black start').

Gli IGBT, potendo commutare con elevata frequenza, permettono l'eliminazione delle armoniche a bassa frequenza rispetto alla versione LCC. Le prime armoniche compaiono alle frequenze di switching (tipicamente 1-2 kHz), questo permette un meno gravoso dimensionamento dei filtri.

E' possibile quindi realizzare tensioni quasi sinusoidali, le cui fondamentali sono ottenute filtrando le armoniche ad alta frequenza mediante filtri passa-basso.



(fig.8, forma d'onda in uscita dall'inverter, e fondamentale in uscita dal filtro)

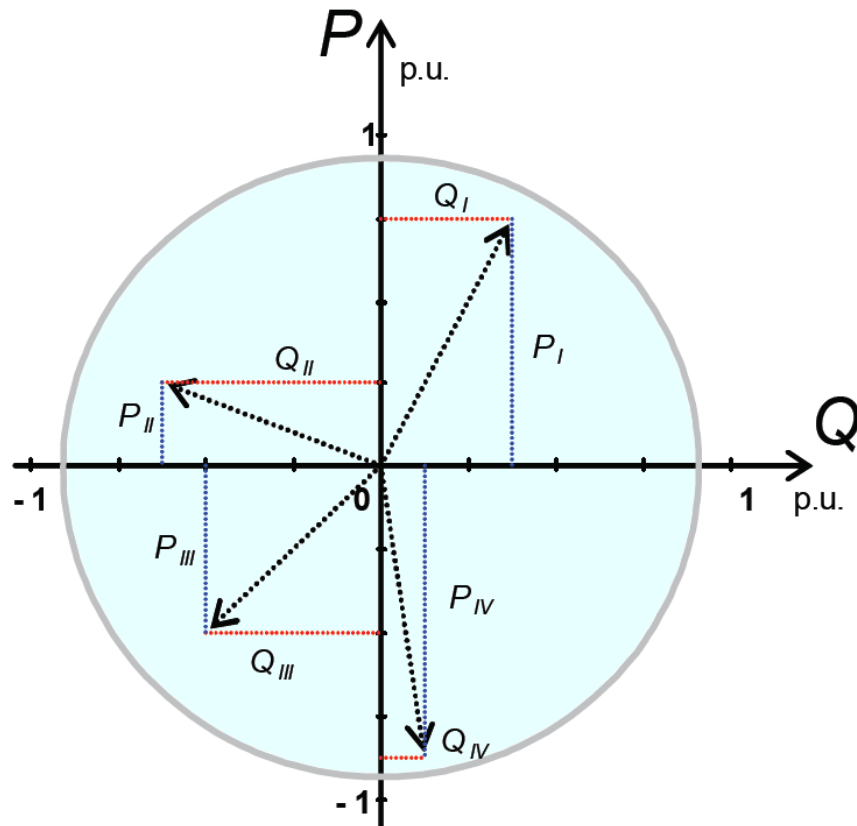
La conduzione degli IGBT può essere interrotta in qualsiasi momento fornendo un opportuno segnale di controllo al gate; modificando in maniera quasi istantanea la modulazione degli impulsi, si può realizzare qualsiasi angolo di fase e si può modificare il valore di tensione generata in maniera istantanea.

Mediante tecnica PWM, si può quindi operare il controllo separato della potenza attiva e reattiva in maniera quasi istantanea, il sistema è equiparabile ad una macchina sincrona privo di massa.

La struttura è in grado di operare su quattro quadranti, quindi indipendentemente dal segno della potenza attiva trasmessa, il sistema di conversione può generare potenza reattiva induttiva piuttosto che capacitiva.

### 3.6.1) OPERATIVITA' SU QUATTRO QUADRANTI

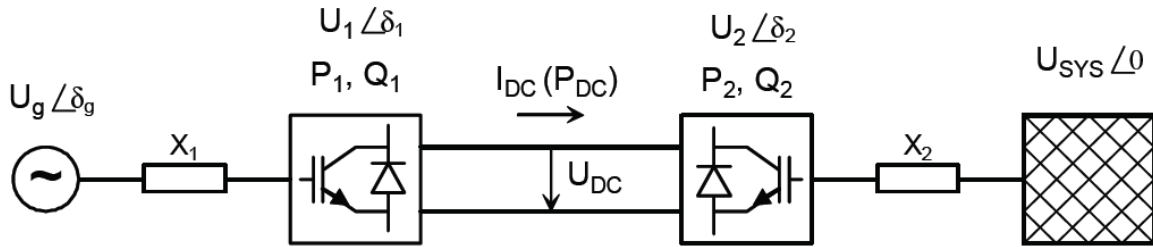
Il funzionamento sui quattro quadranti è possibile per entrambe le stazioni di conversione in maniera indipendente.



(fig.9, funzionamento sui quattro quadranti, il sistema di conversione può portarsi a lavorare in qualsiasi punto all'interno della circonferenza)

A seconda della tipologia di generatore usato per la generazione eolica, in fase di avviamento sarà quindi possibile fornire all'impianto sia la potenza attiva necessaria che quella reattiva, senza l'ausilio di dispositivi di potenza esterni. Nel caso in cui venissero utilizzati generatori a induzione, una volta avviato l'impianto la potenza generata può essere trasmessa alla rete, mentre l'apparato di conversione può continuare a fornire all'impianto off-shore la potenza reattiva induttiva necessaria.

In figura 10 è schematizzata una generica linea di trasmissione VSC HVDC del tipo point to point, sono poste in evidenza le tensioni ai terminali AC dei convertitori e in corrispondenza dei terminali delle reti AC.



(fig.10, rappresentazione di una linea di trasmissione VSC HVDC)

Seguono le equazioni principali che permettono il controllo dei flussi di potenza nel sistema VSC HVDC

$$P_1 = \frac{U_g U_1}{X_1} \sin(\delta_g - \delta_1)$$

$$Q_1 = -\frac{U_1^2}{X_1} + \frac{U_g U_1}{X_1} \cos(\delta_g - \delta_1)$$

$$P_{DC} = I_{DC} U_{DC}$$

$$P_{SYS} = \frac{U_2 U_{SYS}}{X_2} \sin(\delta_2 - 0)$$

$$Q_{SYS} = \frac{U_2^2}{X_2} - \frac{U_2 U_{SYS}}{X_2} \cos(\delta_2 - 0)$$

In corrispondenza del raddrizzatore il controllo del flusso di potenza attiva è realizzato modificando l'angolo di fase  $\delta_1$ , mentre la potenza reattiva è controllata regolando l'ampiezza della tensione  $U_1$ , al variare della quale sono determinati il segno e il modulo della potenza reattiva in corrispondenza del convertitore.

Un controllo analogo può essere realizzato per mezzo dell'inverter, il quale mediante il controllo della tensione alternata determina il flusso di potenza reattiva in corrispondenza della rete, e agendo sulla fase della tensione regola la tensione sul DC link.

Il flusso di potenza attiva proveniente dall'aerogeneratore, viene trasmesso dal raddrizzatore, e carica il condensatore sul DC link, sul quale produce un innalzamento della tensione.

Il convertitore on-shore (inverter) controlla la tensione sul DC link in modo da mantenerla costante, attuando il trasferimento di potenza alla rete (meno le perdite), il bilancio tra potenza prodotta dall'aerogeneratore e potenza immessa nella rete on-shore si traduce quindi in una tensione costante sul DC link. In condizioni di normale funzionamento i due convertitori operano in maniera indipendente l'uno dall'altro avendo come riferimento la tensione continua.

Non è quindi necessario nessuno elemento esterno per la compensazione della potenza reattiva; inoltre a differenza di quanto si verifica per il sistema LCC HVDC non si ha un limite minimo circa il flusso di potenza attiva.

Durante la fase di avviamento di un impianto eolico off-shore, il condensatore sul DC link viene caricato dal convertitore on-shore al livello di tensione opportuno, la tensione sul DC link permette al convertitore off-shore di energizzare la rete off-shore alla tensione e alla frequenza desiderata, e l'aerogeneratore viene connesso e sincronizzato quando la frequenza diviene stabile.

Nel caso in cui invece si verifichi un guasto, risultante in un abbassamento della tensione sulla rete on-shore, la capacità della rete di assorbire la potenza trasmessa si riduce; in questo caso l'aerogeneratore è comandato in modo da ridurre la potenza generata, ed ogni surplus di potenza è assorbito dal condensatore, per evitare sovratensioni eccessive parte di tale potenza può esser dissipata per mezzo di opportuni resistori.

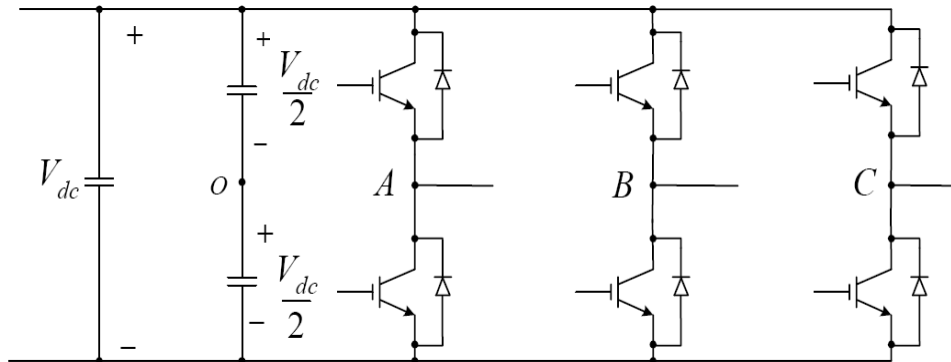
Un guasto sulla rete AC off-shore può risultare invece nella riduzione della generazione di potenza e della tensione ai terminali, il convertitore offshore in tal caso può esser controllato in modo da operare per bassi livelli di potenza e tensione fino a che il guasto non è estinto. La trasmissione è interrotta invece nel caso il guasto si verifichi sul DC link.

Al sistema è quindi permesso operare su tutti i quattro quadranti del piano P-Q, effettuare un controllo dinamico sia della tensione che della frequenza, nonché gestire sia l'avviamento dell'impianto che le situazioni anomale conseguenti a guasti.

### 3.6.2) I CONVERTITORI VSC

Al fine di rendere maggiormente competitivo il sistema di conversione VSC sono state realizzate diverse soluzioni tecniche, mediante l'uso di floating capacitors, piuttosto che di strutture multilivello.

#### Convertitore a due livelli



(fig. 11, convertitore a due livelli)

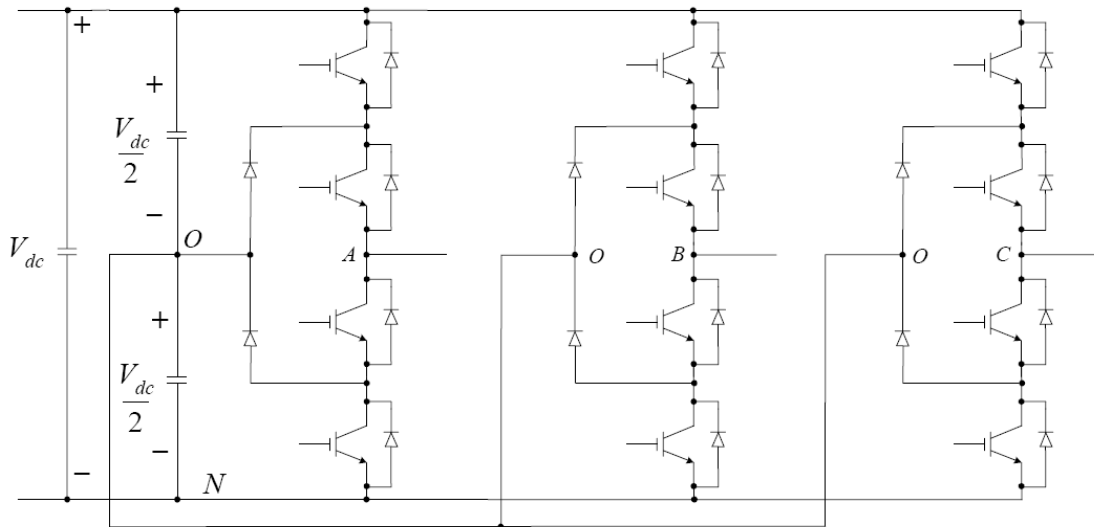
Il convertitore a due livelli rappresenta la struttura più semplice, permette di fornire due valori di tensione identici con polarità opposta, mediante tecnica PWM è possibile realizzare una forma d'onda in uscita con una precisa fondamentale dominante, accompagnata però da una presenza significativa di armoniche.

Tale convertitore ha tra i vantaggi l'indubbia semplicità circuitale e il dimensionamento non oneroso dei condensatori sul lato in continua, inoltre i dispositivi a semiconduttori sono comandati tutti allo stesso modo

Il convertitore produce però una forma di tensione distorta dalla presenza di armoniche, e sottopone gli IGBT a elevate tensioni di blocco.



VSC a multilivello diode-clamped



(fig.12, convertitore multilivello diode-clamped)

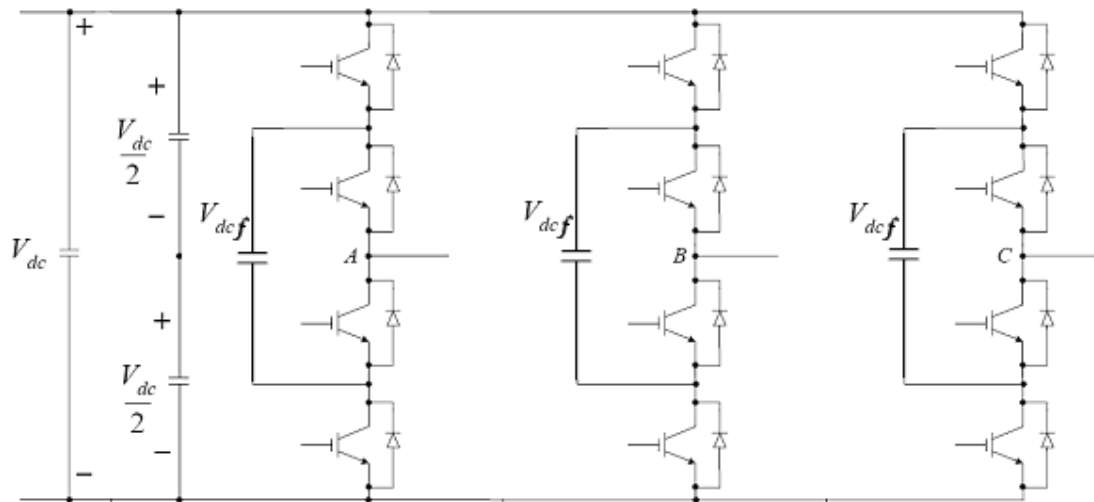
La configurazione mostrata può dare come output nel lato in alternata tre livelli di tensione, ovvero  $+U_d/2$ , 0, e  $-U_d/2$ .

La tecnica di modulazione PWM in questo caso permette, con una frequenza di commutazione inferiore, di ottenere una forma d'onda migliore rispetto a quella ottenuta col convertitore a due livelli, e di ridurre il comparto per il filtraggio rispetto al caso del convertitore a due livelli.

Con questa configurazione, anche se più complessa dal punto di vista circuitale, si ha quindi una riduzione delle perdite di commutazione e la realizzazione di una forma d'onda dal minore contenuto armonico.

In questo caso ulteriori problematiche possono essere individuate nella difficoltà nel mantenere la tensione costante sui condensatori, e nella presenza di cicli di controllo differenti per i semiconduttori (complessità del controllo).

VSC multilivello Flying capacitors



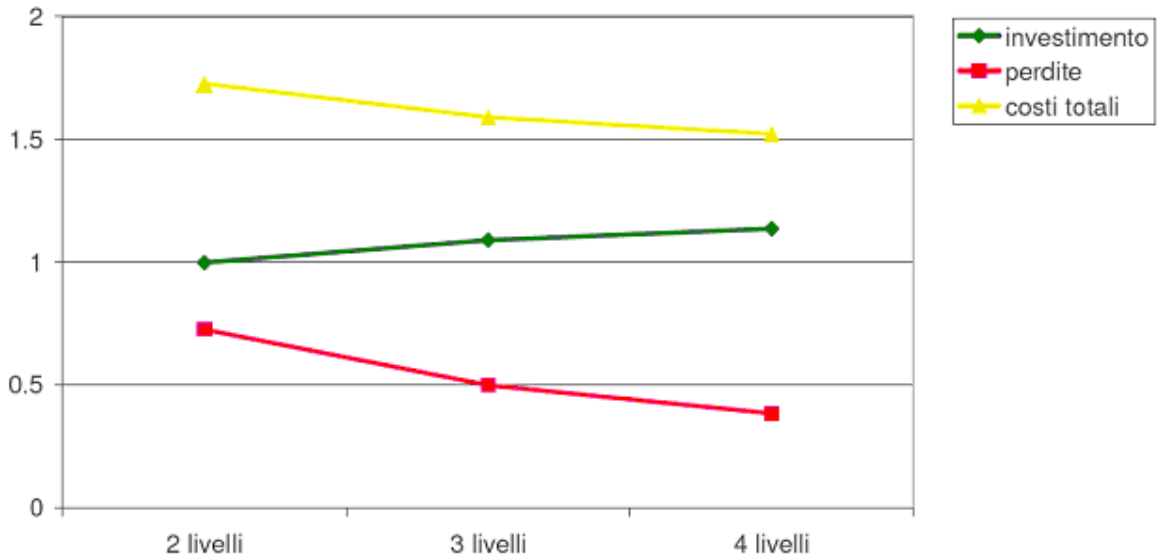
(fig.13, convertitore multilivello Flying capacitors, è mostrata solo una delle 3 gambe del convertitore)

In figura è mostrato lo schema di una fase di un convertitore Flying capacitor a tre livelli.

Questa configurazione realizza la stessa forma d'onda del convertitore multilivello diode-clamped; presenta però dei condensatori addizionali (floating/flying capacitors), e consente alle valvole di avere tutte uguale compito, ne risulta un sistema più semplice.

## Comparazione delle tipologie di convertitori VSC

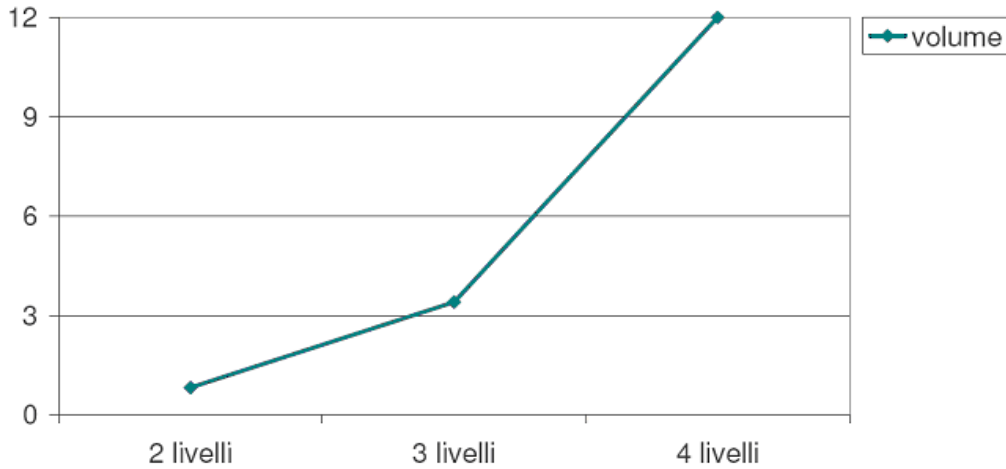
In figura sono mostrati i costi per le tre tipologie analizzate, i valori sono in pu rispetto al costo d'investimento del convertitore a due livelli.



(fig.14, comparazione dei costi)

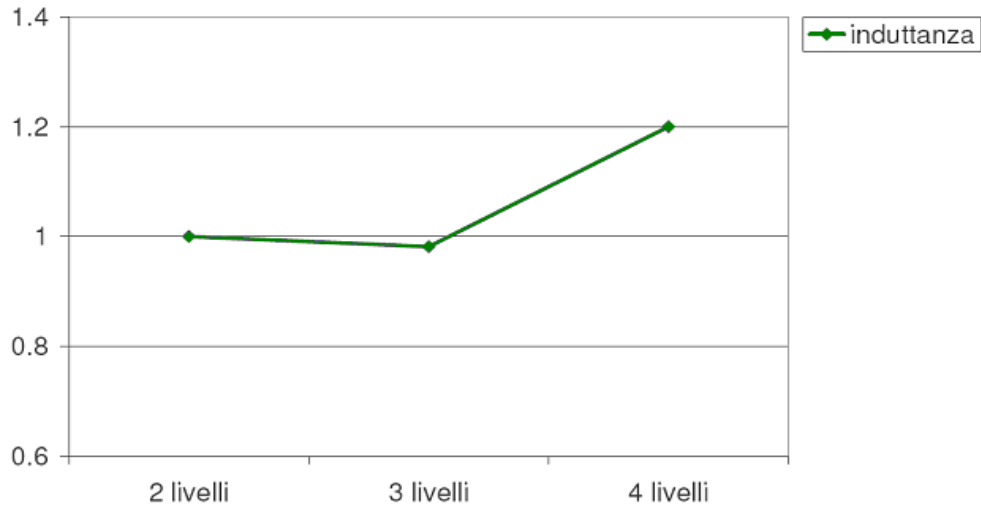
Si può osservare che pur comportando costi d'investimento inferiori, nel momento in cui si vanno a considerare i costi aggiuntivi dovuti alle perdite (a pari potenza), il convertitore a due livelli rappresenta la scelta meno economica.

Il convertitore a quattro livelli rappresenta la scelta più economica in termini di costi totali, tuttavia come si osserva in figura 15, questo comporta dimensioni maggiori del complesso di conversione.



(fig.15, comparazione in termini di volume)

Un ulteriore confronto può essere realizzato considerando le induttanze di commutazione come mostrato in figura, l'aumento dell'induttanza nel convertitore 4 livelli può considerarsi comunque relativamente contenuto e non costituisce un elemento fortemente discriminante.



(fig.16, comparazione dei valori dell'induttanza di commutazione per i convertitori sotto esame)

Generalmente per livelli bassi di potenza è possibile considerare convenienti i convertitori a due livelli, mentre al crescere della potenza occorre considerare altre configurazioni, i convertitori multilivello con più di quattro livelli di tensione sono considerati convenienti solo per potenze superiori ai 300 MW ( studio effettuato da Alstom ).

### 3.7) LCC/VSC HVDC - CONSIDERAZIONI ECONOMICHE E PRATICHE

L' LCC HVDC è al momento il sistema di trasmissione HVDC più utilizzato per la trasmissione di potenza tra reti asincrone, nel 2007 la stima ha raggiunto i 75 GW con 92 progetti attivi, con tensini fino a  $\pm 600$  kV, e da allora altri progetti si sono aggiunti con la medesima tecnologia.

Attualmente rappresenta l'unica opzione pratica per la realizzazione di grossi impianti di trasmissione tra due punti molto distanti (trasmissioni del tipo point to point); rispetto alla versione VSC è superiore in termini di quantità di potenza trasmissibile ed è più conveniente in termini di perdite di potenza e di costi capitali.

Nel sistema VSC HVDC infatti, la presenza di numerosi IGBT in serie per valvola, contribuisce a rendere il costo d'investimento maggiore; inoltre le alte frequenze di commutazione rendono maggiori le perdite di potenza, queste si attestano per un valore circa pari ad 1.6% della potenza nominale di trasmissione del sistema (il valore si riferisce alla singola stazione), circa il doppio rispetto al caso di trasmissione LCC HVDC.

L'avanzamento della tecnologia sta producendo una costante diminuzione delle perdite legate alla conversione, le quali a partire dalla realizzazione del primo sistema VSC HVDC nel 1999 sono diminuite di più del 60%; non sono però ancora stati raggiunti valori sufficientemente bassi da consentire di definire la realizzazione di un sistema VSC HVDC economicamente conveniente rispetto al sistema "classico".

D'altra parte il sistema LCC HVDC è però molto poco flessibile per la presenza dei tiristori, il fattore di potenza prodotto è basso e le forme d'onda sono considerevolmente distorte.

Inoltre mentre è pur vero che la configurazione LCC è estremamente semplice, l'impianto di apparecchiature esterne necessarie per la compensazione della potenza reattiva e il filtraggio delle armoniche è complesso, e impone che una stazione di conversione LCC occupi il doppio dello spazio rispetto ad una stazione per il sistema VSC.

La necessità di realizzare un impianto complesso e di grandi dimensioni può non rappresentare una problematica particolarmente rilevante sulla terraferma, ma in mare aperto l'impossibilità di realizzare una struttura il più possibile compatta è certamente uno svantaggio.

Attualmente non è ancora stato realizzato nessun impianto di trasmissione LCC HVDC per la connessione di aerogeneratori situati oltre le coste, tuttavia numerosi studi di fattibilità tecnica ed economica sono stati effettuati; questi descrivono il sistema LCC HVDC come la soluzione più conveniente in termini economici, per la connessione di tipo point to point di grandi impianti eolici off-shore, sebbene il sistema VSC garantisce migliori prestazioni.

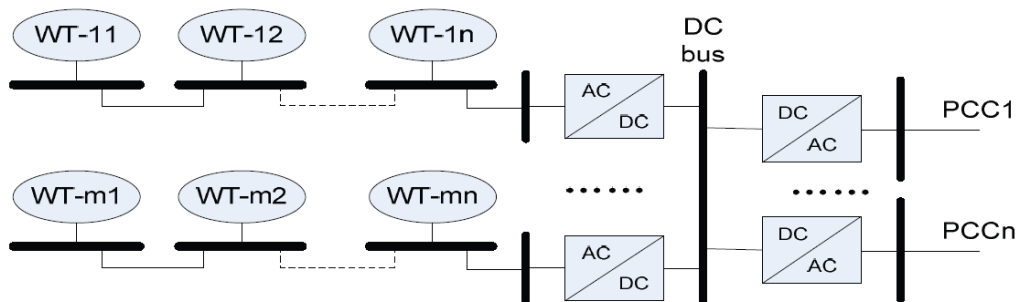
Se quanto appena considerato è discriminante in favore del sistema classico per una trasmissione del tipo point to point, ciò non vale nel caso si consideri una struttura multiterminale, per la quale le peculiarità in termini di controllo assumono significato maggiore rispetto alle considerazioni circa i limiti di potenza e le perdite prodotte.

Il sistema LCC HVDC necessita dell'inversione della tensione sul DC link perché il flusso di potenza attivo si inverta, quindi non permette il funzionamento a tensione continua costante qualora i convertitori vogliano alternarsi nelle funzioni di raddrizzatore ed inverter.

Poiché il mantenimento di una tensione continua costante è requisito fondamentale per la corretta operatività di una struttura di trasmissione multiterminale, è in tale applicazione che il sistema VSC viene considerato come unica opzione.

### 3.8) VSC MTDC – IL SISTEMA VSC HVDC NELLE RETI MULTITERMINALI

Una rete multiterminale consiste nel collegamento di più stazioni di conversione VSC ad un DC bus comune. Il DC bus sostiene una tensione costante, questo permette alle stazioni di conversione di comportarsi da raddrizzatore o da inverter a seconda della direzione dei flussi di potenza.



(fig.17, schematizzazione di una rete multiterminale )

La realizzazione di un massiccio comparto per la generazione eolica off-shore risulterebbe maggiormente conveniente se realizzato nella forma di una rete multiterminale; questa permetterebbe di congiungere parchi eolici off-shore distanti tra loro, e connettere più punti della rete elettrica terrestre per consentire l'approvvigionamento di energia da più parti.

La convenienza è quindi pratica, ma può esserlo anche in termini di costi capitali nel momento in cui il numero dei convertitori e dei conduttori coinvolti nella rete multiterminale risulta minore rispetto a quello necessario per la realizzazione di svariati collegamenti point to point, che dalle coste connettano singoli impianti a singoli punti della rete.

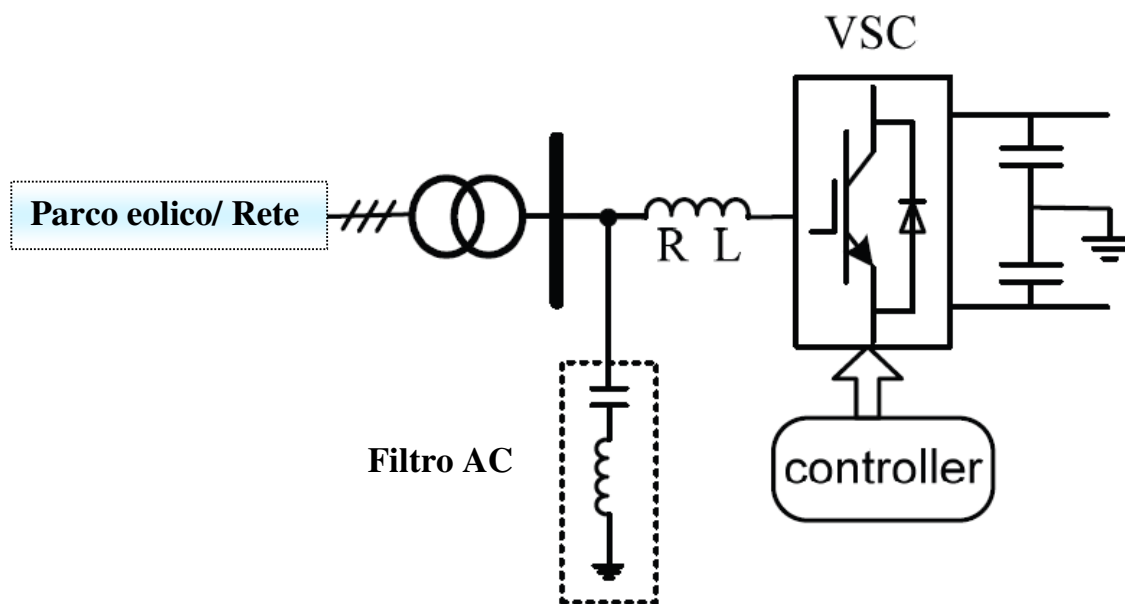
Nel normale funzionamento di una configurazione a più terminali, un convertitore che si affaccia alla rete on-shore opera in modalità “VQ mode”, realizzando un controllo sulla potenza reattiva e sul valore di tensione del DC bus; mentre l’insieme dei convertitori off-shore e dei restanti convertitori lato rete è impiegato nella regolazione dei flussi di potenza attiva e reattiva.

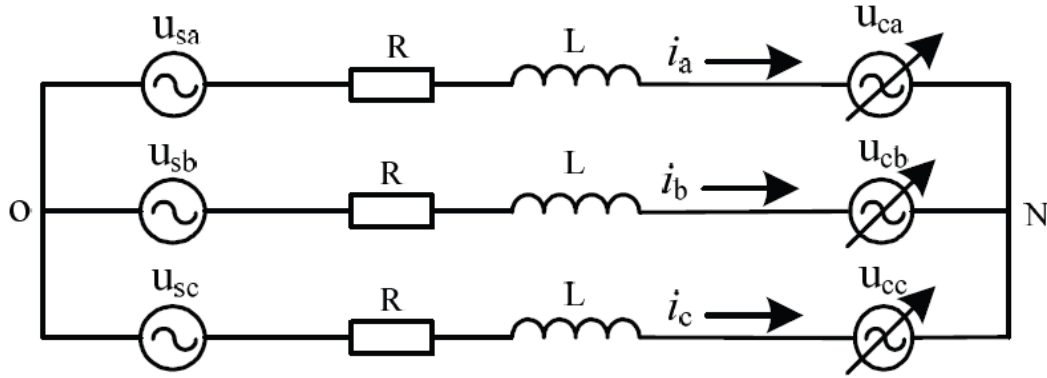
Le reti passive sono alimentate dai convertitori corrispondenti in modalità CVCF (constant voltage constant frequency), o in modalità VVVF (variable voltage variable frequency) a seconda delle esigenze del carico.

La potenza attiva può quindi essere trasmessa dagli aerogeneratori alle reti AC o tra reti AC differenti.

### Modello dinamico e controllo

In figura è mostrata la schematizzazione del collegamento di una stazione di conversione VSC ad un terminale generico, quale può essere un impianto eolico piuttosto che una rete AC, ed il suo circuito equivalente; il convertitore VSC può essere un convertitore a due come a più livelli.





(fig.20, connessione della stazione di conversione ad un terminale AC e circuito equivalente)

Dove  $u_{sa}$ ,  $u_{sb}$  e  $u_{sc}$  sulla rete offshore costituiscono una terna simmetrica trifase di tensioni ( $u_{sa}+u_{sb}+u_{sc}=0$ );  $u_{ca}$ ,  $u_{cb}$  e  $u_{cc}$  costituiscono la terna di tensioni generata mediante controllo PWM da parte del convertitore.

Il modello dinamico può essere descritto dalle seguenti relazioni:

$$\begin{pmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{R}{L} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} (u_{sa} - u_{ca})/L \\ (u_{sb} - u_{cb})/L \\ (u_{sc} - u_{cc})/L \end{pmatrix} \quad (1)$$

$$u_{cj} = \frac{1}{2} u_{dc} s_j$$

Dove  $u_{dc}$  è la tensione continua sul DC bus comune, e  $s_j$  ( $j=a,b,c$ ) assume i valore 1 o -1 per un convertitore a due livelli, mentre per un convertitore a tre livelli assume i valori +1, 0 oppure -1.

L'ampiezza e la fase delle correnti  $i_a$ ,  $i_b$  e  $i_c$  possono essere controllate regolando le tensioni mediante il controllo PWM del convertitore.

In corrispondenza del terminale considerato, la potenza attiva e la potenza reattiva possono essere espresse come:



$$\begin{cases} P_s = u_{sa}i_a + u_{sb}i_b + u_{sc}i_c \\ Q_s = [(u_{sa} - u_{sb})i_c + (u_{sb} - u_{sc})i_a + (u_{sc} - u_{sa})i_b] / \sqrt{3} \end{cases}$$

Utilizzando le componenti di Park:

$$\begin{cases} P_s = u_{sd}i_d + u_{sq}i_q \\ Q_s = u_{sq}i_d - u_{sd}i_q \end{cases}$$

Da cui possono ricavarsi le componenti del vettore spaziale della corrente:

$$\begin{cases} i_d = \frac{u_{sd}}{u_{sq}^2 + u_{sd}^2} P + \frac{u_{sq}}{u_{sq}^2 + u_{sd}^2} Q = k_1 P + k_2 Q \\ i_q = \frac{u_{sq}}{u_{sq}^2 + u_{sd}^2} P - \frac{u_{sd}}{u_{sq}^2 + u_{sd}^2} Q = k_2 P - k_1 Q \end{cases}$$

$$k_1 = u_{sd} / (u_{sq}^2 + u_{sd}^2)$$

$$k_2 = u_{sq} / (u_{sq}^2 + u_{sd}^2)$$

$u_{sd}$  e  $u_{sq}$  costituiscono le componenti del vettore spaziale della tensione alternata in corrispondenza del terminale, assumendo l'asse di riferimento  $d$  coincidente col vettore spaziale della tensione, si ha che  $u_{sd} = U_s$  e  $u_{sq} = 0$ , per cui le equazioni appena riportate possono semplificarsi:

$$\begin{cases} i_d = (1/u_{sd})P \\ i_q = -(1/u_{sd})Q \end{cases}$$

Quindi la potenza attiva e quella reattiva possono essere controllate in maniera indipendente regolando le componenti sull'asse diretto e sull'asse in quadratura della corrente ai terminali AC del convertitore.

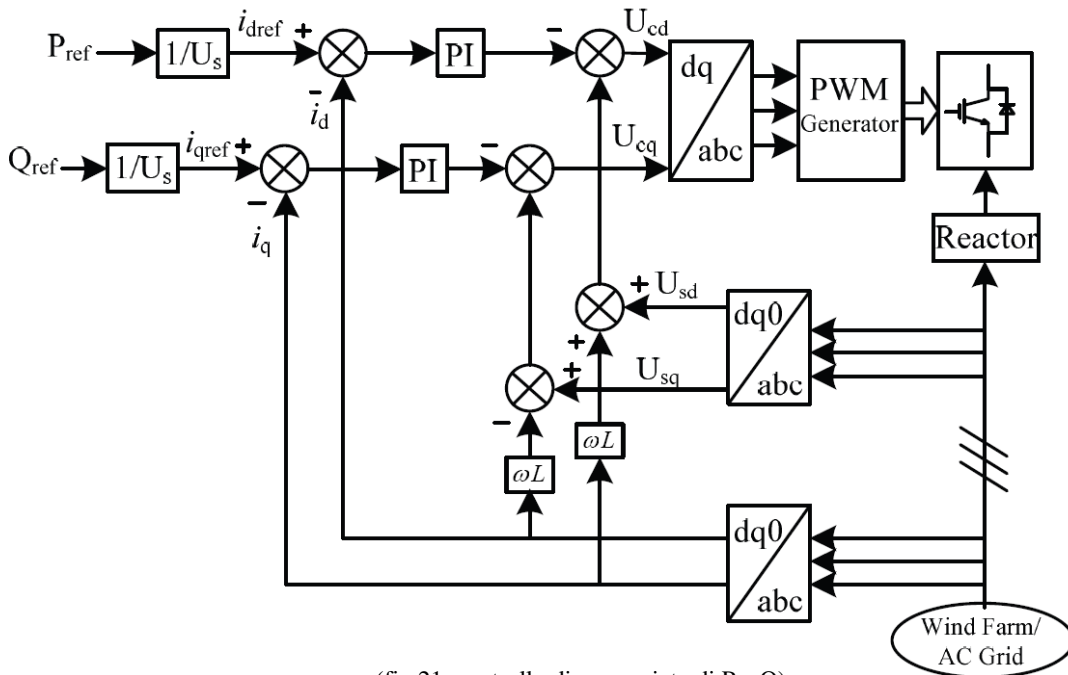
Mediante trasformazione di Park l'equazione (1) può essere riscritta come:

$$\begin{cases} L \frac{di_d}{dt} = -Ri_d + \omega Li_q + u_{sd} - u_{cd} \\ L \frac{di_q}{dt} = -Ri_q + \omega Li_d + u_{sq} - u_{cq} \end{cases}$$

Per una stazione di conversione VSC, un tipico schema di controllo PI delle componenti  $d$  e  $q$  per il controllo disaccoppiato di P e Q, può essere espresso dalle seguenti relazioni, e rappresentato come in figura 21.

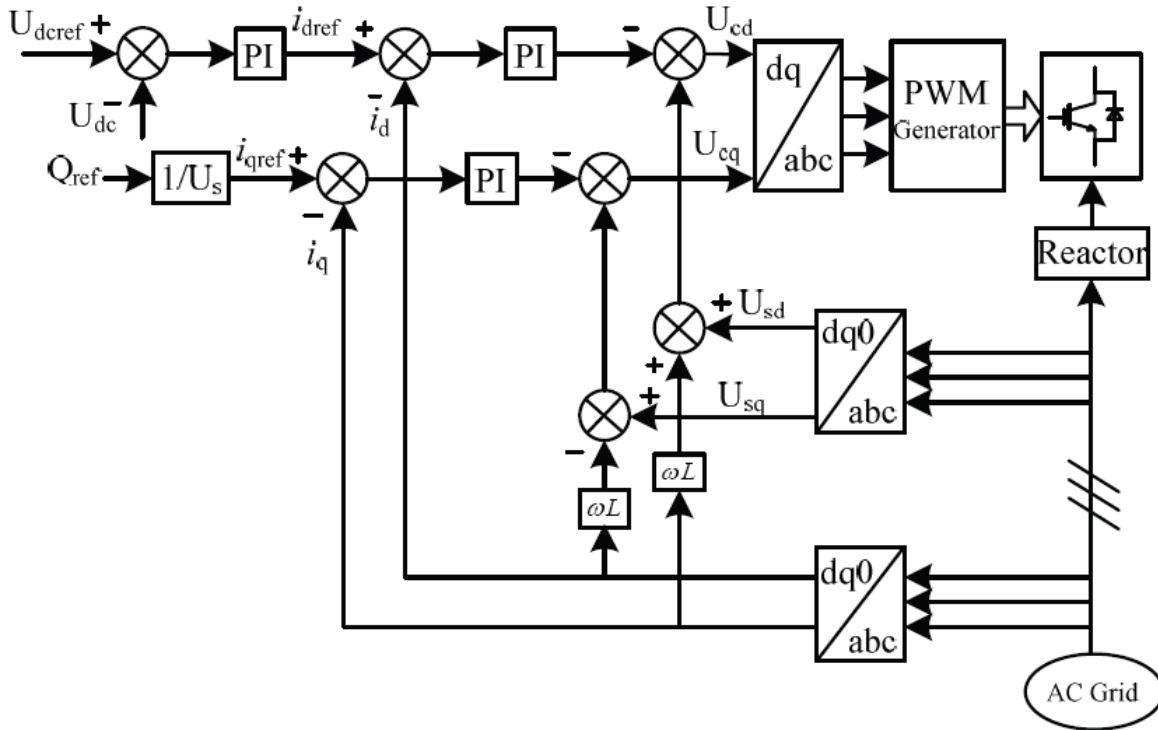
$$\begin{cases} u_{cd} = u_{sd} - \left( Ri_d + L \frac{di_d}{dt} \right) + \omega Li_q = u_{sd} - v_d + \omega Li_q \\ u_{cq} = u_{sq} - \left( Ri_q + L \frac{di_q}{dt} \right) - \omega Li_d = u_{sq} - v_q - \omega Li_d \end{cases}$$

$$\begin{cases} v_d = K_{p1}(i_{dref} - i_d) + v_d + K_{I1} \int (i_{dref} - i_d) dt \\ v_q = K_{p2}(i_{qref} - i_q) + v_q + K_{I2} \int (i_{qref} - i_q) dt \end{cases}$$



(fig.21, controllo disaccoppiato di P e Q)

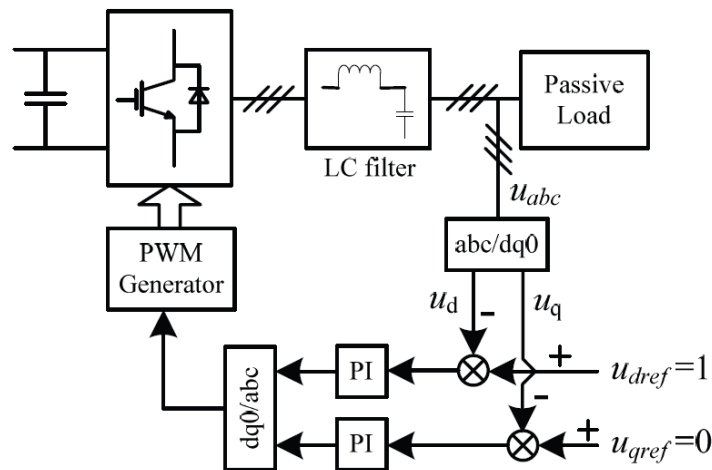
Per il controllo disaccoppiato della tensione continua sul DC bus e della potenza reattiva (VQ mode) è attuato il controllo mostrato in figura 22.



(fig.22, controllo disaccoppiato di  $U_d$  e  $Q$ )

Nel caso in cui ad un terminale del sistema di trasmissione sia connessa una rete passiva, il convertitore collegato a tale terminale opera in modalità CVCF o VVVF.

Nella modalità CVCF si ha un tipico controllo PI.



(fig.23, controllo CVCF)

## BIBLIOGRAFIA

### **- Flexible Power Transmission**

The HVDC Options

J.Arrillaga Y.H.Liu N.R.Watson

### **- System Aspects and Modulation Strategies of an HVDC-based Converter System for Wind Farms**

Stephan Meier

Royal Institute of Technology

School of Electrical Engineering

Electrical Machines and Power Electronics

### **- Grid Connection of Large Offshore Wind Farms Using HVDC**

Lie Xu\*, School of Electronics, Electrical Engineering and Computer Science, Queen's University of Belfast, Belfast, UK. **Bjarne R. Andersen**, Andersen Power Electronic Solutions, Stafford, UK

### **-Wind Farm Grid Integration Using VSC Based HVDC Transmission - An Overview**

S. K. Chaudhary, R. Teodorescu, P. Rodriguez

### **- Offshore Wind Farms - VSC-based HVDC Connection**

Ervin Spahić, *Student Member, IEEE*, and Gerd Balzer

### **- Topologies for VSC transmission**

by B. R. Andersen, L. Xu, P. J. Horton and P. Cartwright

**- Multi-Terminal VSC-HVDC System for Integration of Offshore Wind Farms and Green Electrification of Platforms in the North Sea**

Temesgen M. Haileselassie, Marta Molinas, *Member, IEEE*, Tore Undeland, *Fellow, IEEE*,

**- [www.ABB.com](http://www.ABB.com)**

## CONCLUSIONI

Nel prossimo futuro la nostra società andrà in contro ad una graduale rivoluzione del comparto per la generazione elettrica, l'obiettivo sarà la riduzione della dipendenza dallo sfruttamento dei combustibili fossili.

Tra le fonti rinnovabili quella che garantisce una via immediatamente praticabile in tal senso è rappresentata dalla generazione eolica, tecnologicamente più matura e più vicina alla competitività economica con le fonti fossili.

Le stime delineano come il potenziale maggiore sia quello relativo alla generazione eolica off-shore, la quale nel 2030 potrà arrivare a coprire dal 12.8% al 16.7% del fabbisogno energetico europeo.

Ad appoggiare tale sviluppo potrà contribuire anche la tecnologia degli aerogeneratori flottanti, tecnologia il cui stadio attuale è ancora quello della ricerca; tuttavia è verosimile pensare che tra 10 anni una prima commercializzazione di tale strutture sarà già stata avviata; questo permetterà di diffondere gli aerogeneratori off-shore in parti del mondo ora inaccessibili.

La prospettiva che uno sviluppo così consistente possa verificarsi in un periodo così relativamente breve è realistica, e poggia le basi sulla maturità che la tecnologia per la generazione eolica ha attualmente già raggiunto sulla terraferma.

La tecnologia dei generatori a velocità fissa è stata superata dai sistemi a velocità variabile, i quali garantiscono un'estrazione maggiore e meno fluttuante di energia, la riduzione degli stress meccanici a cui gli impianti sono sottoposti, nonché una maggiore compatibilità con le esigenze di stabilità della rete.

La generazione a velocità variabile è già matura e ampiamente utilizzata nella forma del sistema di generazione a doppia alimentazione (DFIG); questo ha il vantaggio di consentire un dimensionamento dell'apparato di conversione per valori intorno al 25-30% della potenza nominale del generatore, in quanto deve trasmettere solo la potenza di scorrimento.

Il sistema DFIG necessita però di costante manutenzione poiché prevede sia un sistema di spazzole che uno stadio di trasmissione tra la turbina eolica e il generatore; nelle applicazioni off-shore a grandi distanze dalle coste tale esigenza rappresenta un notevole svantaggio.

Un sistema a velocità variabile privo di queste problematiche è il sistema con generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG). Nel PMSG, la struttura multipolare permette al generatore di operare a basse velocità, per cui non è necessario un moltiplicatore di giri; inoltre la presenza di un'eccitazione a magneti permanenti elimina la necessità di un sistema di spazzole.

Il PMSG comporta come svantaggio rispetto al DFIG un maggiore costo d'investimento. Infatti nonostante permetta di eliminare il costo dello stadio di trasmissione, il PMSG richiede di sostenere non solo il costo dei magneti permanenti, ma anche di un sistema di conversione dimensionato per l'intera potenza di targa del generatore; ad ogni modo, anche in previsione di una diminuzione dei costi dei convertitori e dei magneti permanenti, la tecnologia dei sistemi PMSG rimane la più promettente per la generazione a distanze molto elevate dalle coste.

Per quanto riguarda la connessione degli impianti off-shore, dovranno essere realizzati sistemi di trasmissione in grado di coprire distanze sempre crescenti. Queste saranno presto tali da non permettere più un utilizzo conveniente della corrente alternata e dovranno essere coperte da sistemi in corrente continua; potranno così essere eliminati i problemi legati alla componente capacitiva dei cavi sottomarini, la quale altrimenti porterebbe alla limitazione delle lunghezze di trasmissione.

Il sistema di trasmissione dovrà quindi essere implementato con la tecnologia HVDC; questa vede contrapporsi due differenti soluzioni, la configurazione LCC con convertitori a commutazione naturale e la configurazione VSC con convertitori a commutazione forzata.

Per il collegamento degli impianti eolici off-shore, nel sistema LCC HVDC occorre considerare l'inserimento di uno STATCOM per dare potenza agli impianti in fase di avviamento, questo contribuisce inoltre a sostenere la tensione evitando che si verifichino fallimenti nelle commutazioni, e alla compensazione della potenza reattiva. Nei sistemi LCC HVDC occorre inoltre considerare l'installazione di robusti filtri poiché le forme d'onda prodotte sono considerevolmente distorte.

Tali problematiche non sono presenti nel sistema VSC HVDC, il quale per mezzo degli IGBT realizza un sistema più efficiente, capace di alimentare con migliori forme d'onda gli aerogeneratori anche in fase di avviamento, e di determinare i flussi di potenza su quattro quadranti in entrambi le stazioni di conversione.

Il sistema VSC HVDC richiede però costi d'investimento maggiori, e comporta maggiori perdite per via delle elevate frequenze di commutazione; per questi motivi, considerando trasmissioni del tipo point to point, attualmente il sistema LCC HVDC rappresenta quindi la soluzione più conveniente in termini economici.

Tuttavia nell'ottica di un probabile sviluppo massiccio a livello europeo della generazione off-shore, la realizzazione di numerose connessioni point to point che dalle coste producesse una penetrazione radiale nelle aree marine non sarebbe conveniente.

Un passo necessario consisterà nella realizzazione di una rete multiterminale, questa dovrà appoggiarsi al sistema VSC HVDC, per il quale è possibile mantenere una tensione costante sul DC

link pur modificando il verso dei flussi di potenza attraverso i nodi. Mediante la tecnologia VSC HVDC si potranno realizzare delle reti off-shore che congiungeranno più parchi eolici a diverse reti nazionali realizzando sistemi di trasmissione innovativi, in cui la presenza di più stazioni di conversione garantirà un controllo ed un'efficienza elevati.