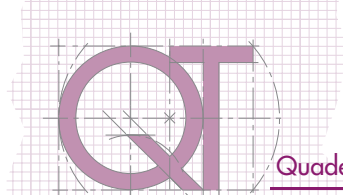


Quaderni di applicazione tecnica N.13

Impianti eolici



Impianti eolici

Indice

Introduzione	4	3 Teoria delle turbine eoliche	30
1 Generalità sugli impianti eolici	5	3.1 Potenza della vena fluida	30
1.1 Fisica e natura del vento	5	3.2 Teoria unidimensionale e legge di Betz..	31
1.2 Il vento come risorsa energetica	6	3.2.1 Coefficiente di potenza C_p	33
1.3 Principio di funzionamento di un aerogeneratore	10	3.2.2 Coefficiente di spinta C_s	36
1.4 Tipi di turbine eoliche	11	3.3 Analisi aerodinamica della pala.....	36
1.4.1 Turbine ad asse verticale - tipo Savonius.....	11	3.3.1 Forze di portanza e di resistenza.....	37
1.4.2 Turbine ad asse verticale - tipo Darrieus.....	12	3.3.2 Tip Speed Ratio (TSR).....	38
1.4.3 Turbine ad asse orizzontale.....	13	4 Producibilità energetica	40
1.5 Caratteristiche degli aerogeneratori.....	14	4.1 Distribuzione di Weibull	40
1.6 Tipologia degli impianti eolici.....	16	4.2 Influenza dell'altezza dal suolo.....	41
1.6.1 Impianti collegati alla rete di distribuzione.....	16	4.3 Stima della producibilità energetica	43
1.6.2 Impianti non collegati alla rete di distribuzione.....	17	5 Sistemi di regolazione	44
1.7 Costi dell'energia eolica	18	5.1 Modello meccanico della turbina	44
1.8 Diffusione dell'eolico nel mondo, nell'Unione Europea e in Italia.....	19	5.2 Controllo della coppia aerodinamica.....	44
1.9 Prospettive e tecnologie future	22	5.3 Strategie di controllo	45
2 Principali componenti di un aerogeneratore	24	5.4 Turbine a velocità di rotazione fissa	46
2.1 Rotore.....	25	5.4.1 Regolazione passiva dello stallo	46
2.1.1 Pale.....	25	5.4.2 Regolazione passiva dello stallo a due velocità.....	47
2.1.2 Mozzo.....	26	5.4.3 Regolazione dell'angolo di Pitch	47
2.2 Moltiplicatore di giri.....	26	5.5 Turbine a velocità di rotazione variabile	47
2.3 Freni	27	5.5.1 Regolazione passiva dello stallo	47
2.4 Generatore elettrico.....	27	5.5.2 Regolazione dell'angolo di Pitch	48
2.4.1 Generatore asincrono.....	27	5.5.3 Turbine a velocità limitatamente variabile.....	49
2.4.2 Generatore sincrono.....	28	6 Sistemi di generazione	50
2.5 Trasformatore	28	6.1 Aerogeneratori a velocità fissa.....	50
2.6 Sistema d'imbardata	28	6.2 Aerogeneratori a velocità variabile	51
2.7 Torre	29	6.2.1 Generatore asincrono con resistore variabile	51
2.8 Sistemi di controllo e di protezione/sezionamento.....	29	6.2.2 Configurazione doubly-fed.....	52
2.9 Dispositivi ausiliari	29	6.2.3 Generatore asincrono e convertitore.....	53
		6.2.4 Generatore sincrono e convertitore.....	53

Impianti eolici

Indice

7 Protezione dalle sovracorrenti e dai guasti a terra	56
7.1 Generalità	56
7.2 Protezione dalle sovracorrenti	56
7.2.1 Velocità fissa - Generatore asincrono.....	56
7.2.2 Velocità variabile - Doubly-fed	58
7.2.3 Velocità variabile - Full converter.....	60
7.3 Protezione dai guasti a terra	65
7.3.1 Componente del generatore.....	65
7.3.2 Componente di rete.....	67
8 Protezione dalle sovratensioni	68
8.1 Generalità	68
8.2 Protezione delle pale	69
8.3 Protezione mozzo/ogiva	69
8.4 Protezione supporti e sistemi idraulici e di raffreddamento	69
8.5 Dispensori di terra	70
8.6 Applicazione del concetto di LPZ (Lightning Protection Zones)	70
8.7 Utilizzo degli SPDs	73
8.7.1 Velocità fissa - Generatore asincrono	75
8.7.2 Velocità variabile - Doubly-fed	76
8.7.3 Velocità variabile - Full converter	76
9 L'energia eolica nei sistemi elettrici di potenza	78
9.1 Centrali eoliche	78
9.2 Effetti sulla rete delle turbine eoliche	79
9.2.1 Variazione della frequenza	80
9.2.2 Variazione della tensione	80
9.3 Qualità della potenza	81
9.3.1 Massima potenza consentita.....	81
9.3.2 Massima potenza misurata	81
9.3.3 Potenza reattiva.....	81
9.3.4 Coefficiente di flicker	82
9.3.5 Coefficiente di flicker a gradino.....	82
9.3.6 Coefficiente di variazione della tensione	83
9.3.7 Operazioni di manovra	83
9.3.8 Armoniche	83
9.3.9 Controllo della frequenza.....	83
9.4 Effetti a breve e lungo termine	84
9.4.1 Effetti a breve termine	84
9.4.2 Effetti a lungo termine	85
9.5 Requisiti dinamici delle turbine eoliche	85
10 Offerta ABB per applicazioni eoliche	87
10.1 Electrical drivetrain - Velocità fissa - Circuito di potenza	87
10.1.1 Interruttori automatici	87
10.1.2 Contattori	88
10.1.3 Soluzioni per ridurre la corrente d'avviamento.....	89
10.1.4 Scaricatori di sovratensione.....	90
10.1.5 Manovra e protezione condensatori.....	91
10.2 Electrical drivetrain - Velocità fissa - Circuito ausiliario principale	92
10.2.1 Interruttori automatici	92
10.3 Electrical drivetrain - Doubly-fed - Circuito di potenza	93
10.3.1 Interruttori automatici	93
10.3.2 Contattori	94
10.3.3 Scaricatori di sovratensione.....	96
10.4 Electrical drivetrain - Doubly-fed - Circuito ausiliario principale	97
10.4.1 Interruttori automatici	97
10.5 Electrical drivetrain - Doubly-fed - Generatori asincroni	98
10.6 Electrical drivetrain - Doubly-fed - Convertitori	98
10.7 Electrical drivetrain - Full converter - Circuito di potenza	99
10.7.1 Interruttori automatici	99
10.7.2 Contattori	101
10.7.3 Scaricatori di sovratensione.....	102
10.8 Electrical drivetrain - Full converter - Circuito ausiliario principale	103
10.8.1 Interruttori automatici	103
10.9 Electrical drivetrain - Full converter - Generatori	104
10.9.1 Generatori a magneti permanenti.....	104
10.9.1.1 Generatori ad alta velocità	104
10.9.1.2 Generatori a media velocità	104
10.9.1.3 Generatori a bassa velocità.....	104

10.10	Electrical drivetrain - Full converter - Convertitori	105		
10.10.1	Convertitori a bassa tensione	105		
10.10.2	Convertitori a media tensione	105		
10.11	Sistema di controllo angolo di Pitch	106		
10.11.1	Interruttori automatici scatolati	106		
10.11.2	Limitatori di cortocircuito	106		
10.11.3	Manual motor starters	107		
10.11.4	Contattori	107		
10.11.5	Relè di sovraccarico per protezione motori	107		
10.11.6	Sistema Smisline	108		
10.11.7	Interruttori automatici modulari	108		
10.11.8	Scaricatori di sovratensione	108		
10.11.9	Prodotti e relè elettronici	109		
10.11.10	Fusibili e portafusibili	109		
10.11.11	Prese modulari	109		
10.11.12	Motori	109		
10.12	Sistema di controllo d'imbardata	110		
10.13	Controllo principale della turbina	110		
10.13.1	Controllore	110		
10.13.2	Prodotti ausiliari	111		
10.13.3	Protezioni sovraccorrenti	111		
10.13.4	Protezioni sovratensioni	111		
10.13.5	Fusibili portafusibili	111		
10.13.6	Prese modulari	111		
10.14	Sistemi idraulici e di raffreddamento	112		
10.15	Sistema di rilevazione arco elettrico	112		
10.16	Controllori d'isolamento	113		
10.17	Connessione alla rete	113		
10.17.1	Trasformatori bt/MT	113		
10.17.2	Quadri elettrici	113		
10.17.3	Relè di interfaccia CM-UFS	114		
10.17.4	Interruttori automatici modulari	114		
10.17.5	Contattori d'energia Delta Max	114		
10.18	Circuiti ausiliari	115		
10.18.1	Interruttori automatici modulari S 500 HV	115		
10.18.2	Interruttori differenziali	115		
10.18.3	Controllo della temperatura	116		
10.18.4	Sistemi di sicurezza	116		
	Appendice A – Incentivi economici e valorizzazione dell'energia	117		
	A.1 Quote obbligate e meccanismi d'incentivazione	117		
	A.2 Certificati Verdi	118		
	A.3 Tariffe onnicomprensive	120		
	A.4 Valorizzazione dell'energia immessa in rete	120		
	A.4.1 Ritiro dedicato	120		
	A.4.2 Scambio sul posto	121		
	Appendice B - Connessione alla rete e misura dell'energia	122		
	B.1 Connessione alla rete MT	122		
	B.1.1 Limiti sulla taglia dei trasformatori	122		
	B.1.2 Limiti sulla connessione contemporanea dei trasformatori	122		
	B.1.3 Dispositivo Generale (DG)	122		
	B.1.4 Protezioni di Interfaccia (PDI)	122		
	B.2 Connessione alla rete AT	123		
	B.2.1 Protezioni contro i guasti esterni	123		
	B.2.2 Protezioni contro i guasti interni	124		
	B.2.3 Servizi richiesti	124		
	B.2.3.1 Limitazione dei disturbi prodotti	124		
	B.2.3.2 Inserimento graduale della potenza immessa in rete	124		
	B.2.3.3 Distacco o riduzione della potenza immessa in rete	124		
	B.2.3.4 Insensibilità agli abbassamenti di tensione	124		
	B.2.3.5 Regolazione della potenza attiva	125		
	B.2.3.6 Regolazione della potenza reattiva	125		
	B.3 Misura dell'energia	125		
	B.3.1 Misura dell'energia prodotta	125		
	B.3.2 Misura dell'energia immessa e prelevata dalla rete	125		
	Appendice C – Impianti di terra	127		
	C.1 Dimensionamento	127		
	C.2 Esempio pratico	127		
	Appendice D – Turbine a resistenza vs turbine a portanza	128		

Introduzione

L'energia eolica ha sempre fornito la forza propulsiva alle navi a vela ed è stata usata per azionare i mulini a vento. L'utilizzo di questo tipo di energia è caduto successivamente in disuso con la diffusione dell'energia elettrica e con l'estesa disponibilità a basso costo di motori alimentati da combustibili fossili.

Tuttavia la recente attenzione rivolta ai cambiamenti climatici, l'esigenza di incrementare la quota di energia pulita ed i timori di una diminuzione futura della disponibilità di petrolio hanno promosso un rinnovato interesse per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e quindi anche dall'eolico. Questo tipo di energia, in confronto ad altre energie rinnovabili, richiede investimenti inferiori ed utilizza una risorsa naturale generalmente disponibile ovunque e particolarmente fruibile nelle zone temperate, dove si trova la maggior parte delle nazioni industrialmente sviluppate.

Durante l'ultimo decennio del 20° secolo sono stati costruiti e testati diversi modelli di turbine eoliche: con rotori ad asse verticale e orizzontale, con numero variabile di pale, con il rotore posizionato sopravento o sottovento alla torre, ecc. La turbina ad asse orizzontale con rotore a tre pale sopravento si è dimostrata la tipologia usualmente più idonea e ha avuto di conseguenza un notevole sviluppo, segnato sia da una rapida crescita in dimensione e potenza, sia da un'ampia diffusione.

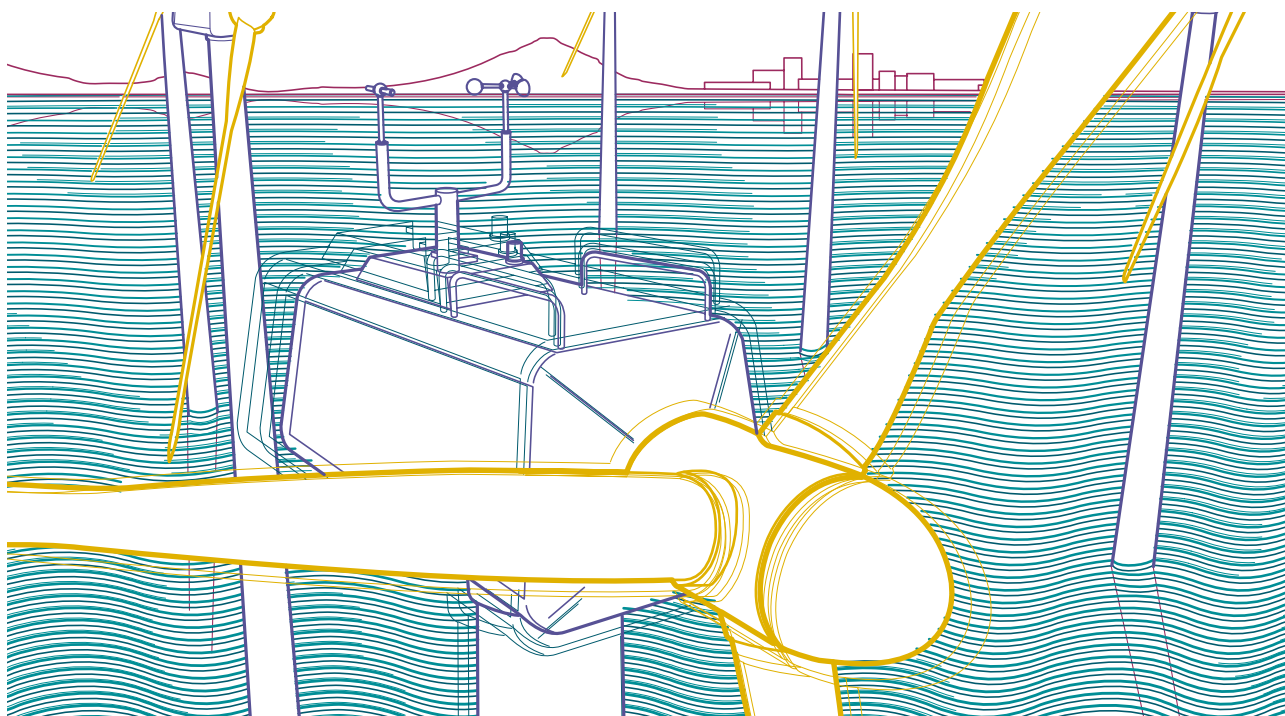
Questo Quaderno Tecnico intende definire i concetti di base che caratterizzano l'applicazione ed analizzare le problematiche che si incontrano nella realizzazione di un impianto eolico; partendo da una descrizione generale

sulle modalità di sfruttamento dell'energia posseduta dal vento mediante gli impianti eolici, vengono descritte le caratteristiche tecniche di un aerogeneratore nel suo insieme ed i metodi di protezione dalle sovracorrenti, dai guasti a terra e dalle sovratensioni al fine di condurre alla scelta appropriata dei dispositivi di manovra e protezione dei diversi componenti dell'impianto.

In particolare nella prima parte più generale vengono descritti il principio di funzionamento degli impianti eolici, la loro tipologia, i principali componenti, i metodi di installazione e le diverse configurazioni.

Viene inoltre analizzata la produzione energetica di un impianto e come essa possa variare in funzione di determinate grandezze. Nella seconda parte, dopo l'illustrazione delle tecniche di protezione dalle sovracorrenti, dai guasti a terra e dalle sovratensioni, vengono analizzati gli effetti delle turbine eoliche sulla rete elettrica a cui sono allacciate. Infine nella terza parte sono illustrate le soluzioni che ABB mette a disposizione per applicazioni eoliche.

A compendio del Quaderno Tecnico sono inoltre presenti quattro appendici. Nelle prime tre si fa riferimento al contesto italiano ed alle normative, alle delibere ed ai decreti in esso vigenti al momento della stesura. In particolare si analizzano gli incentivi economici e la valorizzazione dell'energia prodotta, si forniscono indicazioni sull'allacciamento alla rete in media ed alta tensione e sulla misura dell'energia e si fornisce un cenno sul dimensionamento di massima dell'impianto di terra in un aerogeneratore collegato alla rete MT. Nell'ultima appendice invece vengono confrontate le turbine a resistenza ed a portanza.



1 Generalità sugli impianti eolici

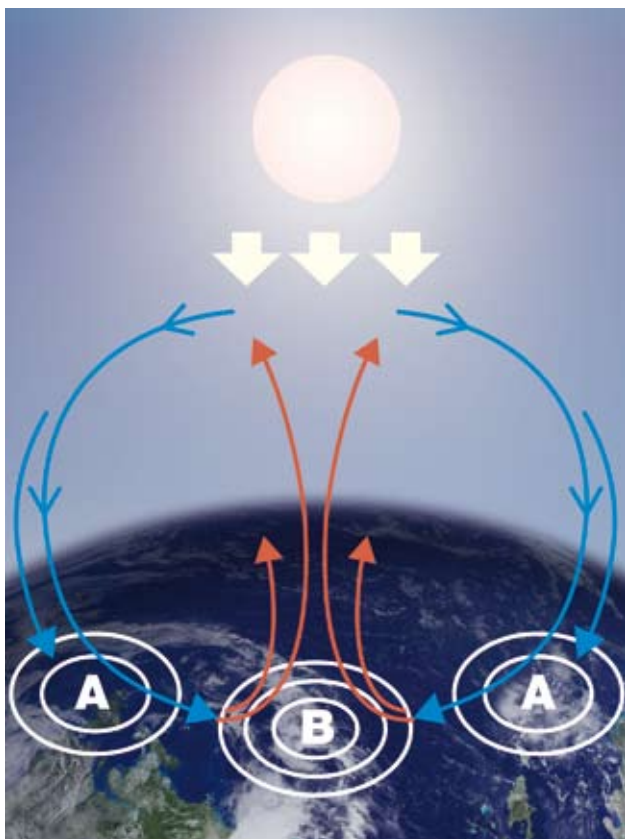
1.1 Fisica e natura del vento

La Terra cede in continuazione all'atmosfera il calore ricevuto dal Sole, ma non in modo uniforme. Nelle zone in cui viene ceduto meno calore (zone di aria fredda) la pressione dei gas atmosferici aumenta, mentre dove viene rilasciato più calore, l'aria si riscalda e la pressione dei gas diminuisce.

Si crea pertanto una macrocircolazione dovuta ai moti convettivi: masse d'aria si riscaldano, diminuiscono la loro densità e salgono, richiamando aria più fredda che scorre sulla superficie terrestre.

Questo moto di masse d'aria calde e fredde produce le aree di alta pressione e le aree di bassa pressione stabilmente presenti nell'atmosfera, influenzate anche dalla rotazione terrestre (figura 1.1).

Figura 1.1



Poiché l'atmosfera tende a ripristinare costantemente l'equilibrio di pressione, l'aria si muove dalle zone dove la pressione è maggiore verso quelle in cui è minore.

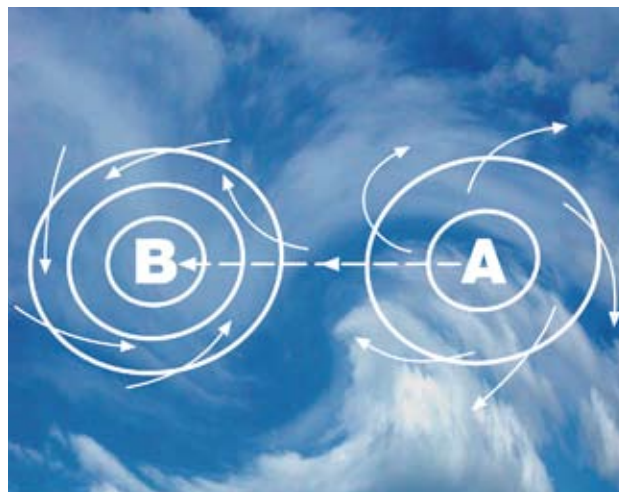
Il vento è dunque lo spostamento di una massa d'aria, più o meno veloce, tra zone di diversa pressione.

Tanto più alta è la differenza di pressione, tanto più veloce sarà lo spostamento d'aria e quindi tanto più forte sarà il vento.

In realtà il vento non spira nella direzione congiungente il centro dell'alta pressione con quello della bassa pressione, bensì devia nell'emisfero boreale verso destra¹, circolando attorno ai centri di alta pressione in senso orario ed attorno a quelli di bassa pressione nel senso opposto.

In pratica, chi volta le spalle al vento trova alla sua sinistra l'area di bassa pressione "B" e alla sua destra quella di alta pressione "A" (figura 1.2); nell'emisfero australe avviene il contrario.

Figura 1.2



Su larga scala si può osservare alle diverse latitudini una circolazione di masse d'aria che viene influenzata ciclicamente dalle stagioni; su scala più piccola, si ha un riscaldamento diverso tra la terraferma e le masse d'acqua, con conseguente formazione delle brezze quotidiane di terra e di mare.

Il profilo e le irregolarità della superficie della terraferma o marina influenzano profondamente il vento e le sue caratteristiche locali; difatti il vento spira con maggiore intensità su superfici grandi e piatte come il mare: ciò rappresenta l'elemento di principale interesse per gli impianti eolici costieri o marini.

Il vento inoltre si rafforza sulla sommità delle alture o nelle valli orientate parallelamente alla direzione del vento dominante, mentre rallenta su superfici irregolari, come città o foreste e la sua velocità rispetto all'altezza dal suolo è influenzata dalle condizioni di stabilità atmosferica.

¹ La deviazione scaturisce dalla rotazione terrestre e dalla conseguente forza apparente di Coriolis. Infatti, ad eccezione che sulla fascia equatoriale, in ogni altro punto del globo, un corpo in movimento risente dell'effetto della rotazione tanto più sensibilmente quanto più è in prossimità dei poli; in tal modo, l'aria che si muove verso nord nell'emisfero boreale subisce uno spostamento verso nord-est, mentre se si muove verso sud subisce uno spostamento verso sud-ovest.

1.2 Il vento come risorsa energetica

Per poter sfruttare l'energia eolica, è molto importante tenere conto delle forti variazioni di velocità tra località diverse: siti distanti tra loro pochi chilometri possono essere soggetti a condizioni di vento nettamente differenti e rivestire un interesse sostanzialmente diverso ai fini dell'installazione di turbine eoliche.

La forza del vento cambia su una scala di giorni, di ore o minuti, a seconda delle condizioni meteorologiche.

Inoltre la direzione e l'intensità del vento fluttuano rapidamente intorno al valore medio: si tratta della *turbolenza*², che costituisce una caratteristica importante del vento, poiché determina fluttuazioni della forza esercitata sulle pale delle turbine, aumentandone così l'usura e riducendone la vita media. Su un terreno complesso il livello di turbolenza può variare tra il 15% e il 20%, mentre in mare aperto questo valore può essere compreso tra il 10% e il 14%.

La variabilità e l'aleatorietà del vento rappresentano gli svantaggi preponderanti dell'energia elettrica ricavata da fonte eolica. Infatti, finché la quota di potenza prodotta dall'impianto eolico è piccola rispetto alle "dimensioni" della rete elettrica cui è connesso, la variabilità della produzione eolica non destabilizza la rete stessa e può

essere considerata come una variazione di domanda per i generatori convenzionali.

In alcuni paesi si stanno prendendo in considerazione impianti eolici di grandi dimensioni, prevalentemente gruppi di turbine in alto mare.

Tali parchi eolici avranno una potenza di diverse centinaia di MW, equivalente a quella di impianti convenzionali, e dovranno quindi poter prevedere la loro produzione energetica con 24 ore di anticipo; questo perché il gestore di rete deve poter conoscere in anticipo l'offerta prevedibile dei diversi produttori rispetto alla domanda dei consumatori.

Quando si prende in considerazione un sito per l'installazione di una turbina eolica, è fondamentale valutare l'entità reale della risorsa eolica.

Usualmente si installa quindi nel sito una torre anemometrica per diversi mesi, in modo da monitorare la velocità e la direzione del vento ed i livelli di turbolenza a quote diverse. I dati registrati consentono la valutazione sia della produzione futura di energia, sia della fattibilità economica del progetto.

² L'intensità di turbolenza è definita, su qualunque intervallo di tempo, come il rapporto tra la deviazione standard della velocità del vento e la velocità media stessa. Spesso l'intervallo di tempo caratteristico è standardizzato a 10min.

Figura 1.3 - Mappa eolica mondiale: velocità media del vento in m/s a 10m d'altezza

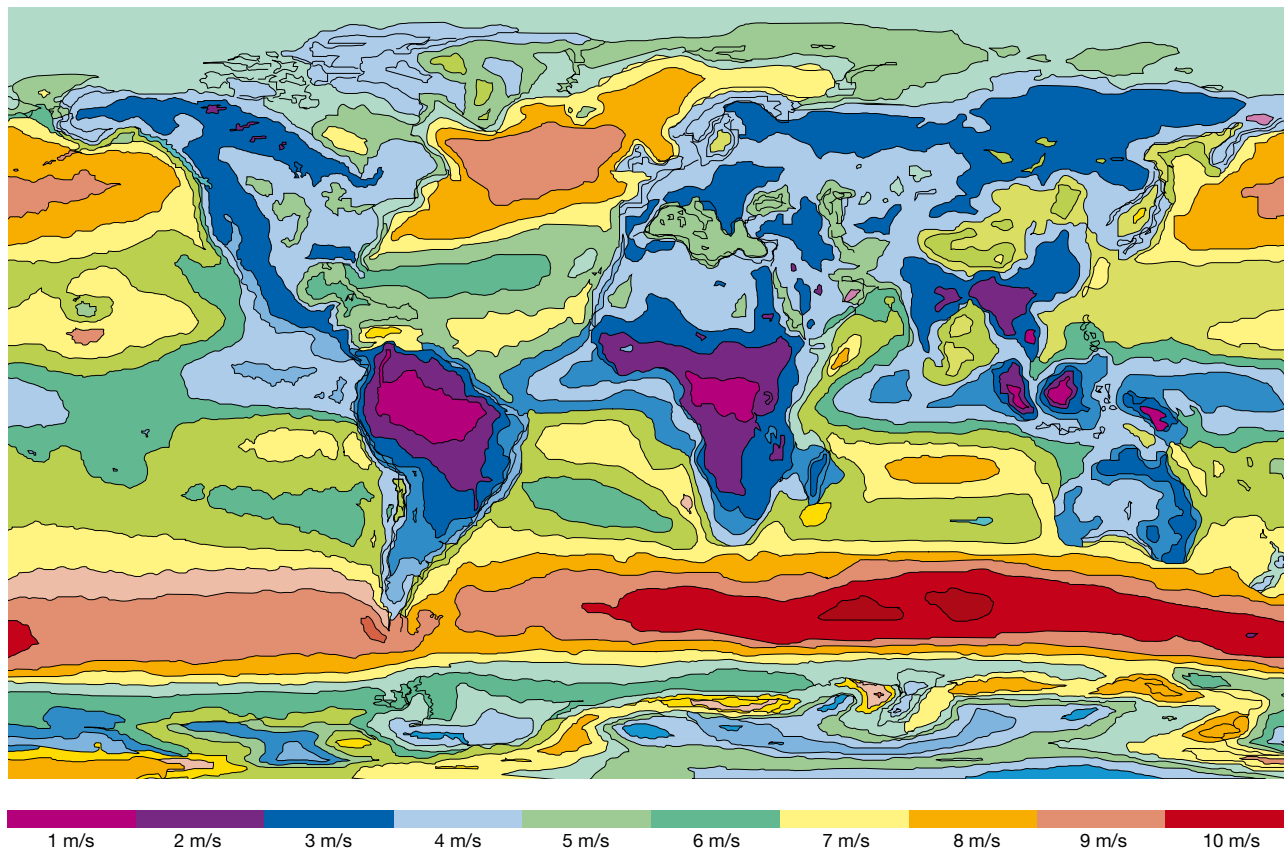
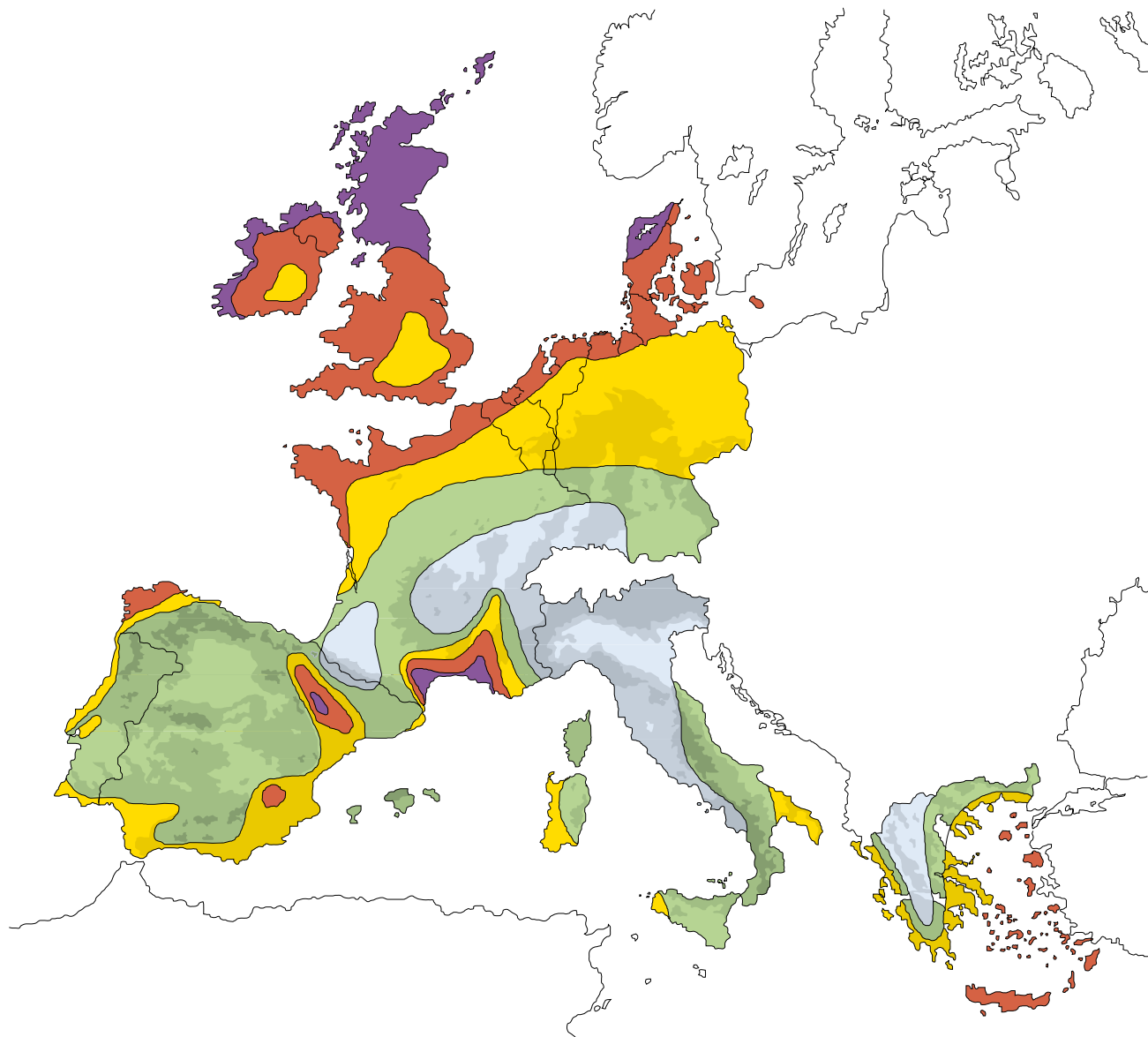


Figura 1.4 - Mappa eolica dell'Unione Europea



Risorse del vento a 50 metri sopra il livello del terreno in condizioni topografiche differenti






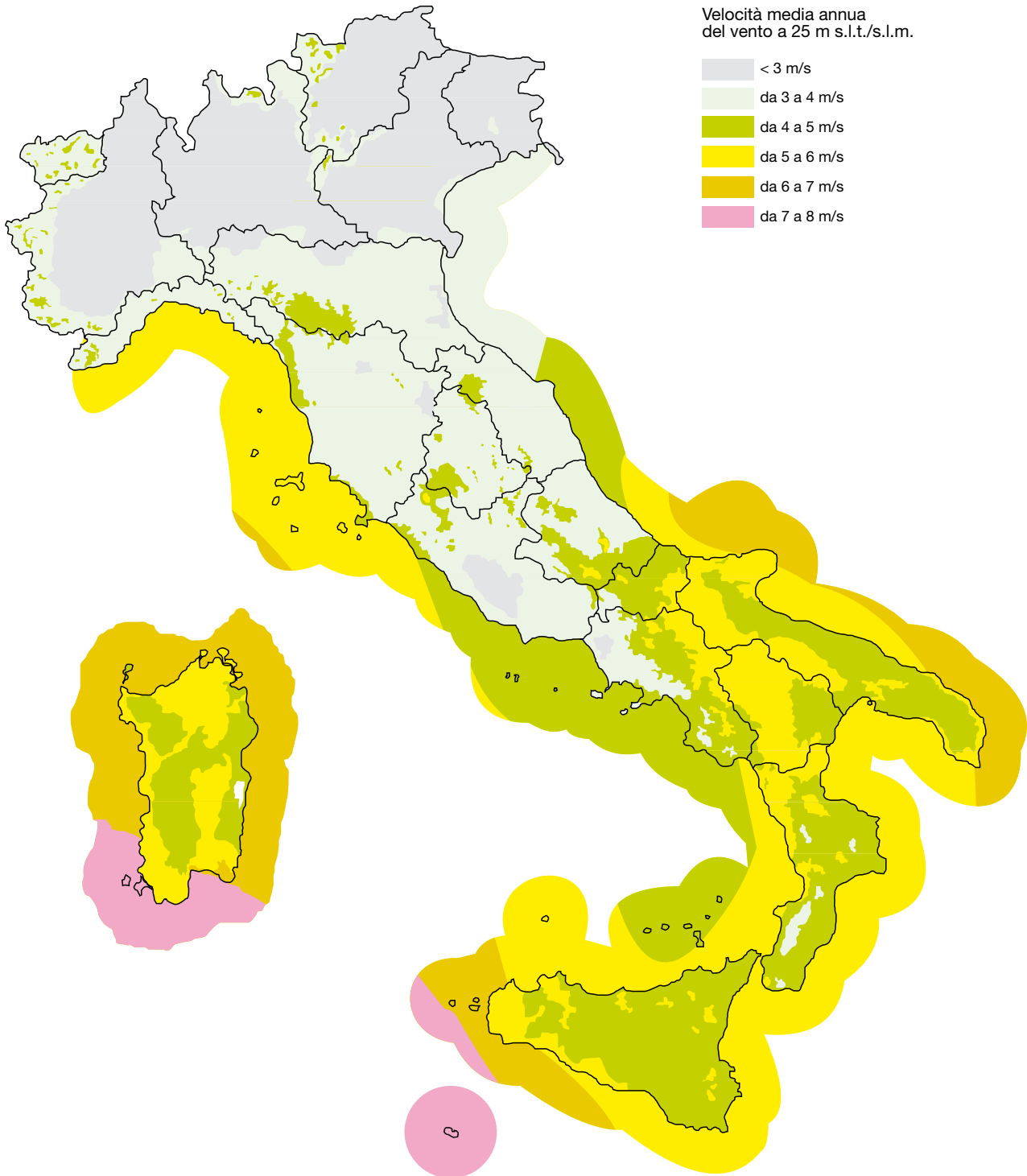
	Terreno riparato		Pianure		Zone costiere		Mare aperto		Colline e creste	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.6-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Figura 1.5 - Mappa eolica dell'Italia



L'impatto ambientale è sempre stato un grosso disincentivo all'installazione di questi impianti. Nella gran parte dei casi, infatti, i luoghi più ventosi risultano essere le cime ed i pendii di rilievi montuosi, dove gli impianti eolici risultano visibili anche da grande distanza, con un impatto paesaggistico non sempre tollerabile.

È possibile ridurre gli effetti visivi legati alla presenza delle turbine mediante soluzioni costruttive quali ad esempio l'impiego di colori neutri per favorire l'integrazione nel paesaggio.

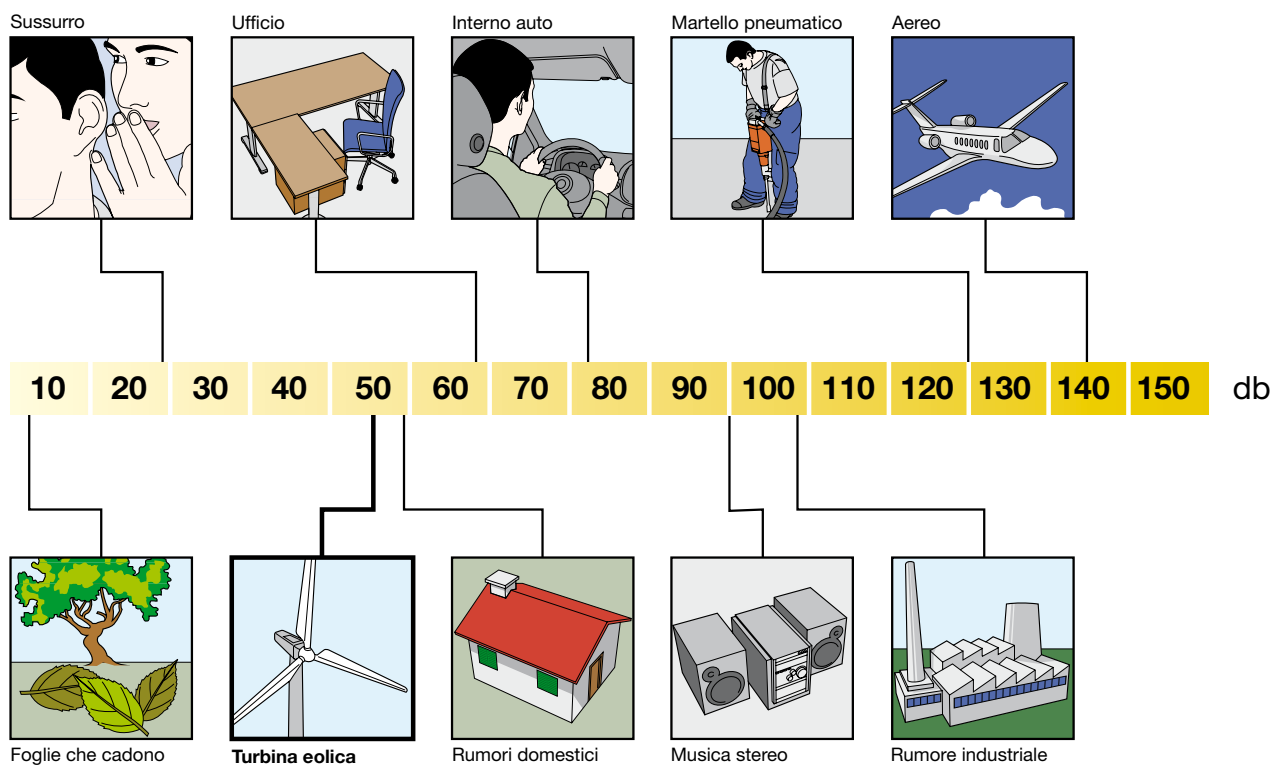
Essendo poi il terreno effettivamente occupato dagli aerogeneratori una minima parte del territorio di un parco eolico, poiché la restante parte è richiesta solo per esigenze di distanza tra le turbine per evitare l'interferenza aerodinamica, è possibile continuare ad utilizzare il territorio anche per altri scopi, quali l'agricoltura o la pastorizia.

Anche il rumore prodotto dalle turbine eoliche va considerato con attenzione: tale rumore è generato dai componenti elettromeccanici e soprattutto dai fenomeni

aerodinamici che hanno luogo con la rotazione delle pale e che dipendono dalle caratteristiche delle stesse e dalla loro velocità periferica.

Il problema del rumore può divenire trascurabile qualora si tengano in considerazione due fattori: il primo è che il rumore percepito in prossimità degli aerogeneratori viene talvolta attribuito unicamente ai generatori eolici, ma in realtà, in zone ventose ed a qualche centinaia di metri di distanza dai generatori stessi, il rumore di fondo causato dal vento è paragonabile a quello creato dalle turbine; il secondo è che a breve distanza dagli aerogeneratori, il rumore che si percepisce ha un'intensità prossima a quello cui si è sottoposti in situazioni ordinarie vissute quotidianamente, cosicché anche gli operatori che si trovasse a lavorare all'interno dell'area della centrale eolica sarebbero sottoposti a un disturbo acustico accettabile (figura 1.6). In ogni caso, ad una distanza di circa 400-500 metri dalla turbina, gli effetti sonori diventano praticamente trascurabili.

Figura 1.6 - Tabella decibel



Inoltre recentemente gli enti preposti al controllo del traffico aereo di alcuni paesi hanno sollevato delle perplessità circa l'installazione dei nuovi impianti eolici, poiché sono in grado di interferire con i radar, i quali non riescono facilmente ad eliminare gli echi dovuti alle torri eoliche a causa della loro elevata RCS (*Radar Cross Section*)³. Sempre nel campo dei disturbi elettromagnetici, le pale eoliche (specie se in materiali metallici o riflettenti o se dotate di strutture metalliche all'interno) ed i sostegni possono interferire con i campi elettromagnetici delle telecomunicazioni.

Tali interferenze possono essere tuttavia evitate soprattutto mediante il ricorso a materiali non metallici nella costruzione delle turbine.

Per quanto riguarda gli effetti dell'installazione ed esercizio di un aerogeneratore sulla flora circostante, non risulta di fatto alcun effetto misurabile dalle esperienze maturate in Paesi con elevata diffusione dell'eolico.

Mentre per la fauna, sono soprattutto gli uccelli ed i pipistrelli che potrebbero subire gli effetti dovuti alla presenza delle turbine a causa del rischio di collisione con le pale. Tuttavia alcuni dati riferiti alle centrali eoliche negli Stati Uniti e in Spagna hanno evidenziato danni agli uccelli contenuti (da 1 a 6 collisioni per MW installato). Inoltre uno studio condotto in Spagna su un migliaio di turbine eoliche, ha evidenziato una sorta di "evoluzione adattativa" degli uccelli stessi con le condizioni ambientali, con una riduzione del numero di esemplari feriti.

1.3 Principio di funzionamento di un aerogeneratore

Una *turbina eolica* o *aerogeneratore* trasforma l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile e passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione effettuato dalle pale.

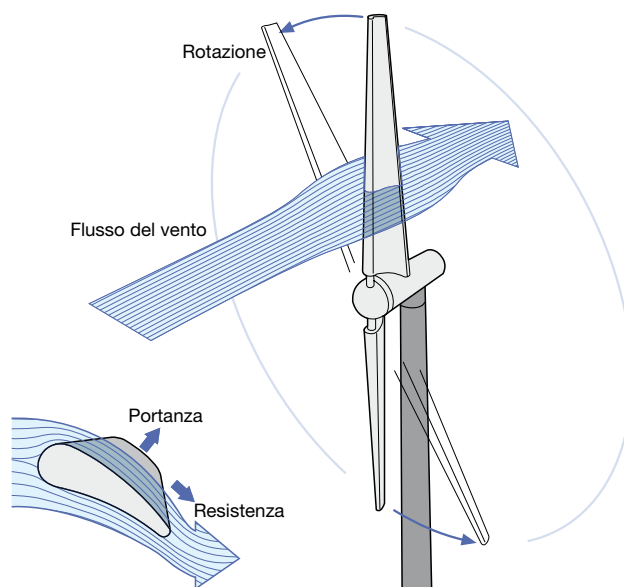
Le turbine possono essere a "*portanza*" o a "*resistenza*" in funzione di quale sia la forza generata dal vento e sfruttata come "forza motrice".

Per capire il principio di funzionamento di un aerogeneratore facciamo riferimento alle turbine attualmente più diffuse, ossia quelle a "portanza"; in esse, rispetto a quelle a "resistenza", il vento scorre su entrambe le

facce della pala, che presentano profili geometrici differenti, creando così in corrispondenza della superficie superiore una zona di depressione rispetto alla pressione sulla faccia inferiore⁴.

Questa differenza di pressione produce sulla superficie della pala eolica una forza chiamata *portanza aerodinamica* (figura 1.7), analogamente a quanto accade per le ali degli aerei.

Figura 1.7



La portanza sulle ali di un aereo è in grado di sollevarlo da terra e di sostenerlo in volo, mentre in un aerogeneratore, poiché le pale sono vincolate a terra, determina la rotazione attorno all'asse mozzo.

Contemporaneamente si genera una *forza di resistenza* che si oppone al moto ed è perpendicolare alla portanza. Nelle turbine correttamente progettate, il rapporto portanza-resistenza è elevato nel campo del normale funzionamento.

Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s. A velocità elevate, generalmente superiori a 25 m/s (cut-off) la turbina viene arrestata dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il blocco può avvenire con veri e propri freni meccanici che arrestano il rotore o, per le pale ad inclinazione variabile "nascondendo" le stesse al vento mettendole nella cosiddetta posizione a "bandiera"⁵.

³ Il coefficiente di riflessione (*Radar Cross Section*) è una misura di quanto un oggetto sia rilevabile dal radar, poiché quando le onde radar sono emesse verso un oggetto, solo una certa quantità delle stesse viene riflessa verso la sorgente. Differenti fattori determinano la quantità di radiazione elettromagnetica riflessa, tra cui gli angoli creati dalle intersezioni dei piani delle superfici dell'oggetto. Ad esempio, un aereo stealth (progettato per essere invisibile ai radar) avrà caratteristiche che gli forniranno un basso RCS, mentre un aereo passeggeri avrà un elevato RCS.

⁴ Il profilo alare della pala eolica determina una velocità differente della vena fluida che lambisce la superficie superiore rispetto alla velocità della vena fluida che scorre lungo la superficie inferiore. Tale differenza di velocità è all'origine della variazione di pressione.

⁵ Posizione in cui la corda del profilo della pala è parallela all'albero del rotore con il bordo d'attacco rivolto nella direzione del vento. In tal posizione il carico aerodinamico sulle pale viene ridotto al minimo.

I principali vantaggi degli impianti eolici possono riassumersi in:

- generazione distribuita;
- conversione efficiente dell'energia eolica in energia elettrica (rendimento teorico del 59%);
- assenza di emissione di sostanze inquinanti;
- risparmio di combustibili fossili;
- ridotti costi di esercizio (non ci sono costi per l'approvvigionamento del combustibile) e di manutenzione;
- facile smantellamento degli aerogeneratori a fine vita (20/25 anni);
- la capacità di produzione dell'aerogeneratore varia da poche centinaia di W ad alcuni MW, venendo incontro alle esigenze sia delle singole abitazioni, sia dell'uso industriale o dell'immissione in rete (tramite centrali eoliche).

1.4 Tipi di turbine eoliche

Le turbine eoliche possono essere suddivise in base alla tecnologia costruttiva in due macro-famiglie:

- *turbine ad asse verticale* - VAWT (Vertical Axis Wind Turbine);
- *turbine ad asse orizzontale* - HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

A loro volta le turbine VAWT, che costituiscono l'1% delle turbine attualmente in uso, si suddividono in:

- *turbine di tipo Savonius*;
- *turbine di tipo Darrieus*;
- *turbine ibride Darrieus-Savonius*.

Mentre le turbine HAWT, che costituiscono il 99% delle turbine attualmente in uso, si distinguono in:

- *turbine sopravento (upwind)*;
- *turbine sottovento (downwind)*.

Delle turbine ad asse orizzontale, circa il 99% di quelle installate è a tre pale mentre l'1% a due pale.

1.4.1 Turbine ad asse verticale - tipo Savonius

È il modello di turbina più semplice e si compone di due (o quattro) lamiera verticali, senza profilo alare e curvate a semicirconferenza (figura 1.8).

È anche denominata "*turbina a resistenza*" poiché la coppia motrice sull'asse è determinata dalla differenza di resistenza (attrito) offerta al vento dalle superfici verticali disposte simmetricamente rispetto all'asse stesso.

Figura 1.8 - Turbina tipo Savonius



Le principali caratteristiche della turbina Savonius sono:

- turbina "lenta"⁶;
- basso valore di efficienza;
- utilizzabile per bassi valori di velocità del vento e per un range limitato;
- necessità di un adeguato controllo della velocità per mantenere l'efficienza entro valori accettabili;
- impossibilità di ridurre la superficie aerodinamica in caso di velocità superiore a quella nominale a causa delle pale fisse;
- necessità di un dispositivo meccanico frenante per la fermata;
- necessità di una struttura robusta per resistere a venti estremi (data l'elevata superficie delle pale esposta);
- adatta solo per applicazioni di piccola potenza;
- poco rumorosa.

⁶ La distinzione tra turbine "lente" e "veloci" è effettuata in base al valore della velocità tangenziale periferica all'estremità delle pale.

1.4.2 Turbine ad asse verticale - tipo Darrieus

Sono turbine ad asse verticale ed “a portanza” poiché le superfici disposte al vento possiedono un profilo alare in grado di generare una distribuzione di pressione lungo la pala e quindi una coppia disponibile all’asse di rotazione (figura 1.9).

Figura 1.9 - Turbina tipo Darrieus



Rispetto alla turbina “a resistenza” Savonius, quella Darrieus (e tutte le turbine “a portanza”) offrono delle efficienze maggiori perché riducono le perdite per attrito.

Tuttavia la turbina Darrieus non è in grado di avviarsi autonomamente in quanto, indipendentemente dalla velocità del vento, la coppia d’avviamento è nulla: tale tipo di turbina necessita pertanto di un dispositivo ausiliario; nella turbina ibrida Darrieus-Savonius la coppia d’avviamento è offerta dalla turbina Savonius coassiale ed interna alla turbina Darrieus (figura 1.10).

Figura 1.10 - Turbina ibrida Darrieus-Savonius



Le principali caratteristiche della turbina Darrieus sono:

- turbina “veloce”;
- efficienza ridotta rispetto alla turbine ad asse orizzontale, anche perché gran parte della superficie delle pale ruota in prossimità dell’asse ad una velocità bassa;
- adattabilità alla variazione di direzione del vento;
- efficace per venti con componente verticale della velocità rilevante (siti su pendii o per installazione sui tetti degli edifici “effetto spigolo”);
- utilizzabile per bassi valori di velocità del vento e per un range limitato;
- necessità di un adeguato controllo della velocità per mantenere l’efficienza entro valori accettabili;
- impossibilità di ridurre la superficie aerodinamica in caso di velocità superiore a quella nominale a causa delle pale fisse;
- necessità di un dispositivo meccanico frenante per la fermata;
- necessità di una struttura non eccessivamente robusta per resistere a venti estremi (data la minore superficie delle pale esposta al vento rispetto alla turbina Savonius);
- utilizzabile per applicazioni di grande potenza⁷;
- poco rumorosa e con vibrazioni limitate alle fondazioni, adatta quindi per installazioni sugli edifici;
- in grado di operare anche con venti turbolenti;
- moltiplicatore di giri e generatore elettrico possono essere posizionati a livello del suolo;
- elevate fluttuazioni della coppia meccanica motrice.

⁷ La più grande turbina eolica ad asse verticale è installata in Canada con una potenza di 4.2MW.

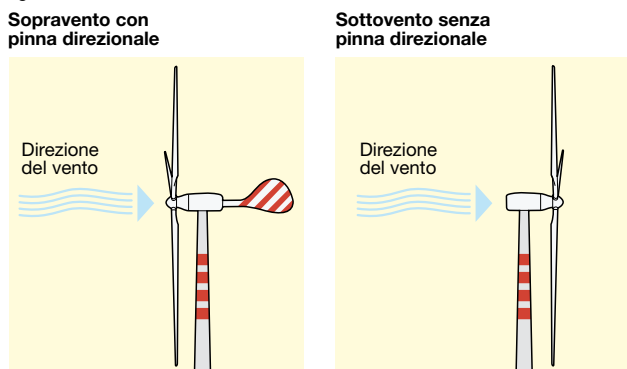
1.4.3 Turbine ad asse orizzontale

Le turbine ad asse orizzontale sopravento, così chiamate perché il vento incontra prima il rotore rispetto alla torre, hanno un'efficienza maggiore rispetto a quelle sottovento, poiché non vi sono interferenze aerodinamiche con la torre.

Per contro presentano lo svantaggio di non essere autoallineanti rispetto alla direzione del vento e necessitano quindi di una pinna direzionale o di un sistema d'imbardata⁸.

Le turbine ad asse orizzontale sottovento risentono degli effetti negativi dell'interazione torre-rotore, ma sono intrinsecamente autoallineanti ed hanno la possibilità di utilizzare un rotore flessibile per resistere ai venti forti (figura 1.11).

Figura 1.11



La turbina eolica ad asse orizzontale a tre pale (figura 1.12) è il modello più diffuso, tuttavia esistono modelli a due pale (figura 1.13), a singola pala munita di contrappeso (figura 1.14), attualmente in disuso e multipala, quest'ultima utilizzata soprattutto nel microeolico (figura 1.15).

Figura 1.12 - Turbine a tre pale



⁸ Orientamento libero tramite palette di coda nella turbine eoliche piccole o orientamento attivo elettricamente a seguito di un segnale dal "segnavento" nelle turbine di potenza più elevata.

Figura 1.13 - Turbina a due pale



Figura 1.14 - Turbine a singola pala munita di contrappeso



Figura 1.15 - Turbina multipala



Poiché la velocità di rotazione diminuisce al crescere del numero di pale (mentre la coppia aumenta), i rotori a due pale devono ruotare più velocemente rispetto a quelli a tre pale (numero di giri caratteristico 40 giri/min rispetto ai 30 giri/min dei tripala) con la conseguenza che il rumore aerodinamico è maggiore.

Inoltre un rotore a due pale è soggetto a squilibri dovuti alla variazione del vento causate dall'altezza, a effetti giroscopici quando la navicella viene imbardata ed ha un momento d'inerzia variabile e minore quando le pale sono verticali rispetto a quando sono orizzontali. Per ovviare a ciò è generalmente provvisto di un mozzo oscillante che gli consente di equilibrare la spinta asimmetrica sul rotore.

Tuttavia il rotore a due pale ha un peso minore e quindi tutte le strutture di supporto possono essere meno massicce con una conseguente riduzione dei costi. Inoltre l'impatto visivo ed il rumore sono meno determinanti nelle installazioni off-shore, che, uniti a costi minori, rendono appetibili i rotori bi-pala per tali applicazioni.

Nella tabella 1.1 vengono messe a confronto le principali caratteristiche di una turbina a due o tre pale.

Tabella 1.1

2 PALE	3 PALE
Minor costo del rotore (peso minore)	Maggior bilanciamento delle forze aerodinamiche
Maggiore rumorosità (velocità periferica maggiore)	Maggiore stabilità meccanica (forze giroscopiche bilanciate)
Installazione più semplice (assemblaggio a terra della torre)	Coppia motrice più uniforme
Maggiore complessità di progettazione (necessità di un mozzo oscillante)	Visivamente meno impattante

1.5 Caratteristiche degli aerogeneratori

Volendo fare una distinzione in base alla potenza degli aerogeneratori si hanno impianti così classificabili:

- *micro-eolici* per potenze inferiori a 20kW e costituito da impianti destinati principalmente all'alimentazione di utenze domestiche;
- *mini-eolici* per potenze tra 20 e 200kW con impianti prevalentemente destinati alla produzione e vendita dell'energia elettrica;
- *eolici* per potenze superiori a 200kW e prevalentemente costituiti da parchi eolici per l'immissione dell'energia prodotta nella rete di trasmissione.

Ogni aerogeneratore ha un funzionamento caratterizzato da precisi valori di velocità, riferite a diverse fasi:

- *Velocità di avvio* - il rotore inizia a girare e l'alter-

natore produce una tensione, che aumenta con l'aumento della velocità del vento;

- *Velocità di cut-in* (2-4 m/s) - quando la tensione è abbastanza elevata da essere utilizzabile nell'applicazione specifica, allora viene davvero prodotta energia e si attiva l'intero circuito, che diventa il carico dell'aerogeneratore;
- *Velocità nominale* (10 - 14 m/s) - è la velocità alla quale viene prodotta la potenza nominale;
- *Velocità di cut-off* (20 - 25 m/s) - è la velocità del vento oltre la quale il rotore deve essere fermato per evitare danni alla macchina; è il sistema di controllo che interviene adeguatamente, con opportuni sistemi attivi o passivi.

Una turbina eolica deve poter sopportare la peggiore tempesta che possa aver luogo nel sito di installazione, durante l'intera vita del progetto. Se la turbina rimane installata per 20 anni, la raffica estrema che si considera è quella che si ripresenta in media ogni 50 anni. La tabella 1.2 (CEI EN 61400-1) riproduce le diverse classi di turbine eoliche in funzione della velocità V_{ref}^9 che è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti¹⁰.

Tabella 1.2 - Parametri della velocità del vento per le classi di turbine eoliche

Classe di aerogeneratori	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valori specificati dal progettista
A I_{ref} (-)	0.16			
B I_{ref} (-)	0.14			
C I_{ref} (-)	0.16			

Dove:

- V_{ref} è la velocità del vento di riferimento media su 10 min;
- A indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
- B indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
- C indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
- I_{ref} è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.

Una turbina eolica deve inoltre essere progettata per funzionare con temperature ambiente che variano da -10°C a +40°C in condizioni normali e da -20°C a +50°C in condizioni ambientali estreme (CEI EN 61400-1)

⁹ Un aerogeneratore progettato per una classe con una velocità del vento di riferimento V_{ref} è dimensionato per resistere a climi per cui il valore estremo della velocità del vento media su 10 min, all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore e con un periodo di ricorrenza di 50 anni, è inferiore o uguale a V_{ref} .

¹⁰ La norma CEI EN 61400-1 definisce un'ulteriore classe di aerogeneratori, la classe S, da utilizzare quando il progettista e/o il cliente segnalano condizioni del vento o altre condizioni esterne speciali, oppure richiedono una classe di sicurezza speciale.

Le principali opzioni nella progettazione e costruzione di un aerogeneratore comprendono:

- il numero di pale (usualmente due o tre);
- orientamento del rotore (sopravento o sottovento);
- materiale costituente le pale, metodo di costruzione e profilo delle stesse;
- progettazione del mozzo: rigido, basculante o incernierato;
- controllo della potenza meccanica tramite controllo aerodinamico (controllo di stallo) o attraverso pale ad angolatura variabile (controllo dell'angolo di Pitch);
- rotore a velocità fissa o variabile;
- orientamento libero o tramite controllo attivo;
- generatore sincrono o asincrono (con rotore a gabbia di scoiattolo o rotore avvolto – Doubly-fed Induction Generator (DFIG));
- con moltiplicatore di giri o direttamente calettato all'albero del generatore,

Fino a qualche tempo fa, la taglia di aerogeneratore più diffusa era compresa fra 600 e 850kW, con rotore generalmente munito di tre pale, con diametro fra 40 e 55m ed un'altezza del mozzo dal terreno di circa 50m.

Negli ultimi tempi, in Italia come nell'Europa settentrionale, si è cominciato ad installare turbine con potenze da 1.5 a 3MW, con rotore sempre a tre pale, con diametri fra 70 e 90m ed un'altezza del mozzo di circa 100m.

Gli aerogeneratori di piccola taglia comprendono invece anche le turbine ad asse verticale, con unità da poche decine di W a qualche kW per impieghi isolati o connessi alla rete ma per alimentazione di utenze domestiche.

Come aerogeneratori di grossa taglia, esistono invece già turbine da 5-6 MW, con rotori di diametro fra 120 e 130m, tipicamente impiegati negli impianti off-shore. La potenza massima della singola turbina attualmente in commercio è di 8 MW, ma sono in progetto turbine da 10 MW con diametri del rotore da 160m.

L'interesse per gli impianti off-shore è dato dal fatto che consentono di sfruttare venti di intensità maggiore e regolare e con un minor impatto visivo. Inoltre, mentre la producibilità annua di un impianto on-shore è dell'ordine di 1500-2500 MWh/MW, quella di un impianto off-shore è dell'ordine di 3000-3500 MWh/MW¹¹.

Con le tecnologie disponibili per l'installazione delle turbine eoliche fissate sul fondo marino, possono essere sfruttate aree off-shore con acque profonde fino a 30-40m.

Per profondità superiori si ricorre agli aerogeneratori galleggianti in fase di sperimentazione. Tuttavia i parchi eolici off-shore comportano un investimento superiore rispetto agli impianti on-shore per i maggiori costi derivanti dalle fondazioni subacquee e dall'installazione in mare; tale investimento si aggira intorno ai 2800-3000 €/kW contro i 1800-2000 €/kW degli impianti di grossa taglia su terraferma. Più elevati sono i costi d'investimento per gli impianti di piccola taglia (mini-eolici), che possono arrivare a 2500-4000 €/kW.

La suddivisione dell'investimento di un impianto eolico è mediamente del 70% per gli aerogeneratori e del 30% per la parte rimanente (fondazioni, installazione, infrastrutture elettriche...).

La vita di esercizio degli impianti eolici è stimata in circa 30 anni, anche se usualmente già dopo i 20 anni, a causa della progressiva diminuzione della produzione energetica causata dall'invecchiamento degli elementi dell'aerogeneratore, i parchi eolici vengono messi in dismissione.

Tabella 1.3 – Esempio di caratteristiche di una turbina eolica

Potenza nominale	4.5 MW
Numero di pale	3
Diametro del rotore	120 m
Controllo	inclinazione della pala e velocità variabile
Lunghezza della pala	58 m
Corda massima della pala	5 m
Massa di una pala	18 t
Massa della gondola con rotore a pala	220 t
Massa della torre (struttura tubolare in acciaio)	220 t
Altezza della torre (in dipendenza dalle condizioni locali del vento)	90-120 m
Diametro della torre alla base	5.5 m
Velocità di rotazione del rotore	9-15 giri/min
Rapporto del moltiplicatore di giri	100-1
Velocità del vento di avviamento della turbina	4 m/s
Velocità del vento nominale	12 m/s
Velocità del vento di arresto della turbina	25 m/s

¹¹ L'efficienza nell'utilizzo di una turbina in un sito specifico viene valutata spesso in termini di rapporto tra l'energia totale annua prodotta (kWh) e la potenza nominale della turbina(kW). Il quoziente rappresenta il numero equivalente di ore/anno di produzione alla potenza nominale.

1.6 Tipologia degli impianti eolici

1.6.1 Impianti collegati alla rete di distribuzione

Tali impianti si possono distinguere in impianti a singolo aerogeneratore (collegato alla rete con o senza utenze di tipo domestico o industriale in parallelo) e in impianti strutturati come parchi eolici.

I primi, se in presenza di utenze in parallelo, utilizzano la rete come “serbatoio” in cui riversare l’energia prodotta in eccesso e non autoconsumata dall’impianto utilizzatore dell’utente e da cui prelevare energia qualora la turbina eolica non sia in grado di sopperire al fabbisogno energetico dell’impianto utilizzatore in situazioni di velocità del vento ridotta.

I parchi eolici sono invece gruppi di più turbine eoliche interconnesse funzionanti come una centrale di produzione di energia elettrica connessa alla rete.

Le turbine devono in questo caso essere posizionate sul terreno a debita distanza l’una dall’altra, al fine di evitare l’interferenza aerodinamica, che avrebbe due principali conseguenze: la prima correlata all’aumento della turbolenza e la seconda legata alle perdite di potenza.

La distanza tra gli aerogeneratori è espressa solitamente in diametri della turbina; l’interspaziatura ottima si aggira tra 8-12 volte il diametro del rotore lungo la direzione del vento e tra 2-4 volte il diametro del rotore trasversalmente alla direzione del vento.

Le turbine dei parchi eolici possono essere posizionate sia sulla terra ferma (on-shore - figura 1.16) che in mare aperto (off-shore - figura 1.17).

Figura 1.16



Figura 1.17

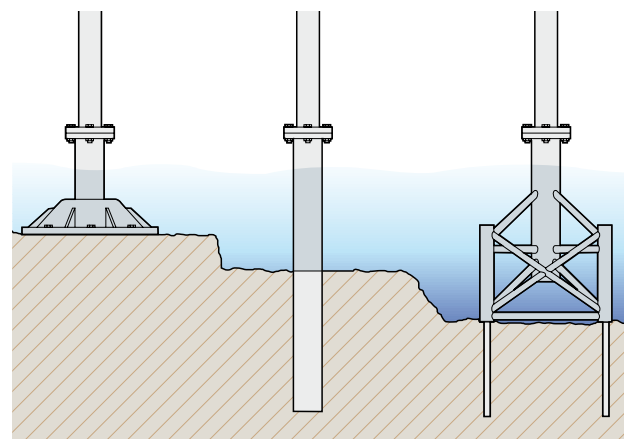


Nelle installazioni off-shore, i costi sono più elevati, ma l’aumento è compensato dall’incremento di produzione di almeno il 30%. Inoltre i parchi eolici in mare aperto richiedono un numero elevato di grandi aerogeneratori con potenze fino a 5-6MW ciascuno in modo da compensare gli alti costi di installazione, di connessione alla rete a terra e di monitoraggio da remoto. La tecnologia impiegata attualmente per gli impianti off-shore è simile a quella degli impianti on-shore, tuttavia le turbine eoliche in mare aperto devono essere progettate tenendo conto anche delle seguenti problematiche:

- le onde causano usura e carico aggiuntivi sulla struttura che possono essere superiori a quelli provocati dal vento;
- le caratteristiche meccaniche del fondale spesso non sono eccelse e di conseguenza le fondazioni devono essere di dimensioni maggiori;
- il momento dei carichi applicati al rotore esercitato sul fondo è incrementato dalla lunghezza aggiuntiva della torre sommersa.

Le strutture di supporto per gli aerogeneratori off-shore possono essere di diversi tipi (figura 1.18).

Figura 1.18



In acque basse le turbine possono essere vincolate a piastre di cemento posizionate sul fondo.

Se la profondità non supera i 20m, la struttura è un tubo d'acciaio conficcato nel fondale fino ad una profondità idonea a trasferire i carichi al terreno.

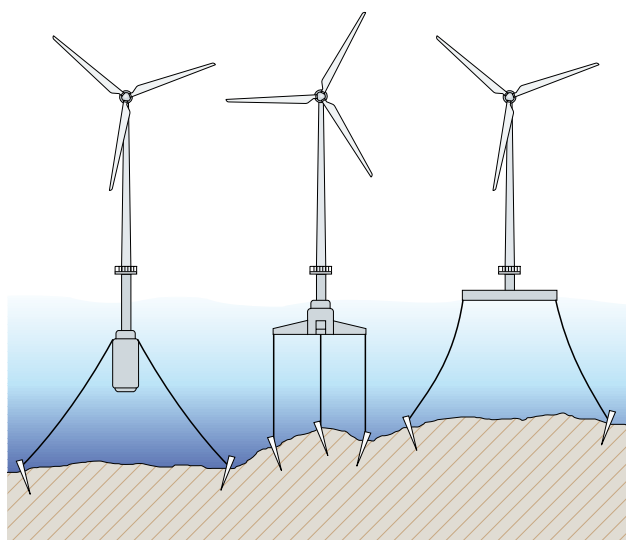
Tale tipo di fondazione, sebbene sia il più economico, è limitatamente utilizzato per il rischio di avere le frequenze di risonanza entro l'intervallo di frequenze forzate dalla rotazione del rotore e dalle onde. La frequenza di risonanza decresce con la lunghezza della struttura ed aumenta con il suo diametro. In acque profonde il diametro del pilone diventa improponibile e si utilizzano quindi delle strutture a treppiedi, realizzate con elementi saldati insieme ed ancorate al fondale con pali ad ogni angolo o con delle ancore a ventosa a seconda delle caratteristiche del fondale.

Le turbine eoliche off-shore devono essere molto affidabili per limitare il più possibile le operazioni di manutenzione: si giustifica pertanto la ridondanza per alcuni componenti e si adotta di routine il monitoraggio da remoto tramite sensori posti nelle parti più critiche.

Tali turbine sono inoltre progettate per resistere all'ambiente marino; difatti le strutture sottomarine sono protette contro la corrosione mediante protezione catodica, mentre le parti in aria sono verniciate adeguatamente. L'isolamento delle parti elettriche è rinforzato e l'aria all'interno della navicella e della torre viene condizionata per evitare l'accumulo di condensa.

Per profondità marine elevate, superiore a 50 m, l'ancoraggio sul fondo marino non è più efficiente e si passa agli aerogeneratori galleggianti, che sono tuttora in fase di studio (figura 1.19).

Figura 1.19



1.6.2 Impianti non collegati alla rete di distribuzione

Tali impianti si possono distinguere in impianti per singole utenze isolate e in impianti per reti autonome.

Per le utenze isolate, che non è possibile o conveniente raggiungere con la rete pubblica per gli elevati costi o per impedimenti tecnici e dove la risorsa vento è sufficiente (indicativamente con una velocità media annua $>6\text{m/s}$), l'energia eolica può costituire un'alternativa affidabile ed economica per alimentare utenze domestiche.

Gli impianti eolici per utenze singole devono essere dotati di un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione di energia anche in condizioni scarsamente ventose.

Le reti autonome alimentate da fonte eolica costituiscono una promettente applicazione.

La fornitura di energia elettrica a utenze con una richiesta elevata e lontane dalla rete di trasmissione nazionale viene generalmente effettuata mediante generatori alimentati da combustibili fossili, ma è una soluzione costosa a causa degli alti costi di fornitura e manutenzione, oltre all'aspetto ambientale dell'inquinamento.

È il tipico caso delle isole medio-piccole, anche considerato che queste offrono certamente buoni potenziali eolici.

La soluzione ideale sarebbe il ricorso a sistemi ibridi, utilizzando energia eolica (o altre fonti rinnovabili) in aggiunta alla fonte tradizionale e risultando piuttosto economica nel caso di connessione a reti decentrate di potenza dell'ordine dei MW.

Un sistema eolico-diesel è usualmente costituito da turbine di taglia medio-piccola associate ad un sistema di accumulo e connesse ad una rete in bassa o media tensione, impiegando il generatore diesel per garantire la continuità della fornitura dell'energia elettrica.

Il costo per kWh è maggiore che nelle installazioni con grandi turbine, ma quasi sempre inferiore rispetto alla produzione con soli motori diesel, dipendendo in quest'ultimo caso anche dai costi di approvvigionamento del combustibile.

1.7 Costi dell'energia eolica

L'energia eolica può essere considerata, specie se prodotta in centrali eoliche multi MW, un'energia efficiente in termini di costi, di impatto ambientale e di tempi di ritorno dell'investimento (3-5 anni).

Difatti come si può osservare dalla tabella 1.4, l'energia prodotta da grossi impianti eolici ha costi d'investimento e di produzione (onnicomprensivi della manutenzione, del combustibile e del personale) paragonabili a quelli di una centrale termoelettrica tradizionale a carbone.

Inoltre dalla tabella 1.5 si può notare che l'energia eolica comporta costi delle esternalità¹² inferiori a quelli delle centrali elettriche tradizionali.

Va infine considerato che per ogni kWh di energia eolica prodotta viene evitata l'immissione in atmosfera di una determinata quantità di sostanze inquinanti ed a "effetto serra" come indicato nella tabella 1.6.

¹² Costi che non rientrano nel prezzo di mercato e che non ricadono né sul produttore, né sul consumatore, ma sono globalmente imposti alla società.

Tabella 1.4

Costi dell'energia		
Tipo d'impianto	Costo d'investimento €/kWh	Costo dell'energia prodotta €/kWh
Impianto eolico multi-MW	1000 - 2200	0.04 - 0.08
Centrale termoelettrica a carbone	1000 - 1350	0.05 - 0.09
Centrale termoelettrica a gas	500 - 700	0.03 - 0.04

Tabella 1.5

Costi delle esternalità								
Fonte	Carbone	Petrolio	Gas	Nucleare	FV	Biomasse	Idroelettrico	Eolico
C€/kWh	20 - 15	3 - 11	1 - 3	0.2 - 0.7	0.6	0.08 - 0.3	0.3 - 1	0.05 - 0.25

Tabella 1.6

Tipo di sostanza	kg/kWh
Biossido di carbonio (CO ₂)	0.675
Ossidi di azoto (NO _x)	0.0015
Biossido di zolfo (SO ₂)	0.0014

1.8 Diffusione dell'eolico nel mondo, nell'Unione Europea e in Italia

Nel mondo a fine 2009 la potenza eolica installata ha sfiorato i 160000 MW con una crescita complessiva del 233% dal 2004, mentre a fine 2010 la potenza eolica ha raggiunto i 194000 MW (fonte GWEC).

Nell'Unione Europea si sono superati i 73000 MW installati a fine 2009 con un incremento del 114% rispetto al 2004, mentre a fine 2010 la potenza eolica ha raggiunto gli 84000 MW, di cui quasi 3000 MW in installazioni eoliche off-shore (fonte EWEA).

In Italia a fine 2009 si sono sfiorati i 5000 MW di potenza installata con un aumento del 335% dal 2004, mentre nel 2010 si sono raggiunti i 5800 MW (figura 1.20). La produzione energetica da fonte eolica è stata nel 2010 in Italia di circa 8.3 GWh su un totale di energia richiesta nell'anno di circa 326 TWh.

In particolare, nell'Unione Europea, la Germania è il paese con più impianti installati con una potenza complessiva di oltre 25000 MW, seguita dalla Spagna con più di 19000 MW e dall'Italia e Francia. Come si può notare dalla figura 1.21, queste 4 nazioni rappresentano il 74% degli oltre 73000 MW di potenza eolica installata nell'UE.

Figura 1.20

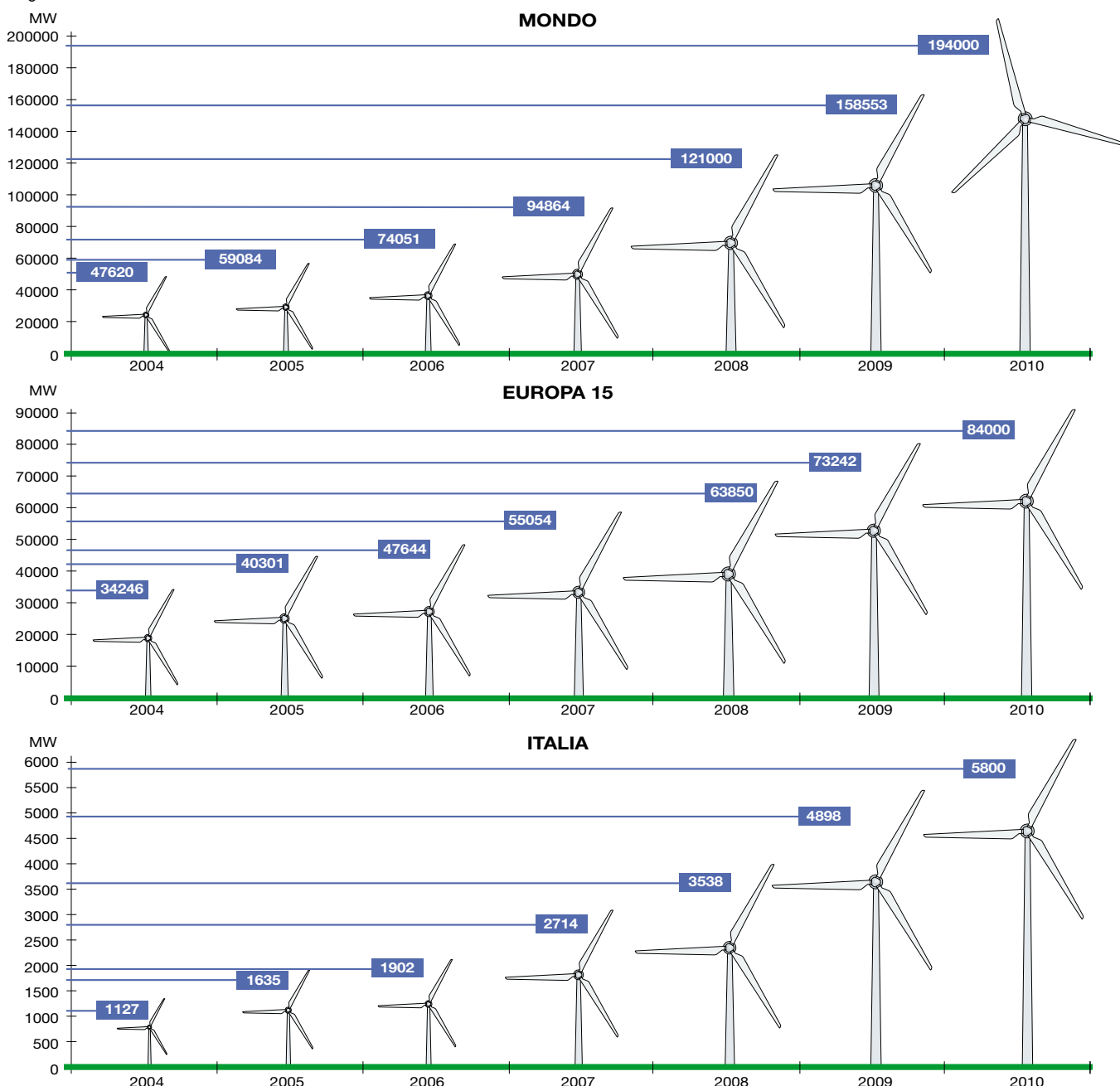


Figura 1.21



Gli impianti eolici installati in Italia a fine 2009 sono 294 con oltre 4200 turbine eoliche. La potenza complessiva è di quasi 5000 MW¹³, con una produzione energetica nello stesso anno di oltre 6000 GWh¹⁴ e con un numero di ore equivalenti di utilizzazione del parco eolico complessivo nazionale pari a circa 1300.

Del totale degli impianti installati il 36% ha una potenza nominale compresa tra 1MW e 10MW, mentre il 56% hanno una potenza superiore ai 10MW. In particolare dal 2000 al 2009 la taglia media della potenza degli impianti eolici è cresciuta da 6.6 a 16.7MW.

¹³ In Italia fabbisogno medio è di circa 38.5 GW di potenza elettrica lorda istantanea (36.4 GW di potenza elettrica netta istantanea). Tali valori oscillano tra la notte e il giorno mediamente da 22 a 50 GW, con punte minime e massime rispettivamente di 18.8 e 51.8 GW. Tali valori hanno tuttavia risentono della riduzione della richiesta di energia riscontrata negli anni 2008 e (maggiormente) 2009 a causa della crisi economica internazionale; il picco della potenza richiesta si è difatti avuto nel 2007 con la punta massima di 56.82 GW.

¹⁴ L'Italia nel 2009 ha avuto consumi per circa 338 TWh di energia elettrica. Tale dato è il cosiddetto "consumo o fabbisogno nazionale lordo" e indica l'energia elettrica necessaria per far funzionare qualsiasi impianto o mezzo che abbisogni di energia elettrica. Tale dato è la somma dei valori indicati ai morsetti dei generatori elettrici di ogni singolo impianto di produzione e il saldo degli scambi con l'estero. Tale misura è effettuata prima di un'eventuale detrazione di energia per alimentare le stazioni di pompaggio e non considerando gli autoconsumi delle centrali.

Gli impianti eolici installati sono concentrati soprattutto nelle regioni del Sud Italia: la Puglia, Campania e Sicilia rappresentano insieme il 60% del numero totale degli impianti eolici sul territorio nazionale.

Nelle regioni del Nord Italia, la Liguria ne possiede il maggior numero con il 3.1% del totale; le regioni dell'Italia centrale si attestano ai livelli delle regioni del Nord (figura 1.22).

Sempre nelle regioni meridionali è installata il 98% della potenza eolica complessiva nazionale, di cui la Puglia e la

Sicilia detengono il primato rispettivamente con il 23.5% ed il 23.4%, seguite dalla Campania con il 16.3% e dalla Sardegna con il 12.4% (figura 1.23).

Le regioni del Nord e del Centro hanno in generale una dimensione media degli impianti eolici ridotta, pari a 4.3 MW, partendo dal Veneto con 0.4 MW, passando per i 9 MW della Toscana ed arrivando ai 12.5 MW dell'unico impianto installato in Piemonte. Nel Sud la dimensione media è di 19 MW e si passa dai 9.5 MW dell'Abruzzo ai circa 23 MW delle Isole fino ai 34.1 MW della Calabria.

Figura 1.22



Figura 1.23



1.9 Prospettive e tecnologie future

Su scala mondiale, utilizzando l'energia eolica si potrebbe entro il 2020 produrre il 12% del fabbisogno globale di energia elettrica ed il 20% di quello europeo, raggiungendo solo con questa fonte rinnovabile gli obiettivi posti dall'Unione Europea.

Si prevede infatti un forte sviluppo del settore eolico che potrebbe raggiungere nel 2013 una potenza installata a livello europeo di più di 140 GW e a livello mondiale di 343 GW (figura 1.24) con livelli di crescita annuali rappresentati in figura 1.25.

In molti paesi del nord Europa è molto considerata la soluzione di installare parchi eolici off-shore per supplire alla mancanza di vasti spazi disponibili on-shore, per superare le problematiche ambientali e per sfruttare regimi di venti più elevati e regolari.

A titolo d'esempio, in Gran Bretagna è in corso di approvazione il progetto dell'impianto eolico off-shore più grande del mondo con una potenza di 1 GW.

Il governo italiano, nel suo "position paper" sulle energie rinnovabili emesso il 10/09/2007 in riferimento al piano d'azione dell'Unione Europea, ha prospettato un potenziale eolico disponibile in Italia nel 2020 pari a 12 GW di potenza installata, di cui 10 GW sulla terraferma e 2 GW in mare aperto (in acque basse fino a 30m di profondità

ed intermedie fino a 60m), con una produzione annua complessiva stimata di 22.6 TWh e con un incremento di potenza annuale installata di circa 800 MW.

Per gli impianti off-shore si avrebbe un altro potenziale di 2-4 GW in acque profonde oltre 60m, per le quali, tuttavia, allo stato attuale non sono ancora disponibili tecnologie di sfruttamento commercialmente utilizzabili (impianti eolici galleggianti).

Per gli impianti on-shore le stime sono state fatte facendo riferimento a turbine di potenza 600-850kW (ossia con altezza al mozzo di 50m).

Con l'aumento delle potenze degli aerogeneratori, che negli impianti terrestri ha raggiunto potenze di 3 MW (con altezze al mozzo di 75-100m), il potenziale di sviluppo potrebbe rivelarsi in qualche misura sottostimato. Invece per il potenziale off-shore, i dati disponibili di ventosità sono più incerti e quindi sono possibili solo valutazioni di massima.

Dal punto di vista della tecnologia costruttiva, è allo studio un nuovo modello di turbina off-shore denominato *Aerogeneratore X* che dovrebbe avere un'altezza di 130m e un'apertura di 275m, con una potenza nominale di 10 MW e fino anche a 20 MW (figura 1.26). Inizierà ad essere prodotto dal 2013-2014, terminati i test che si stanno effettuando su di esso.

Figura 1.24 - Previsione della potenza eolica totale installata

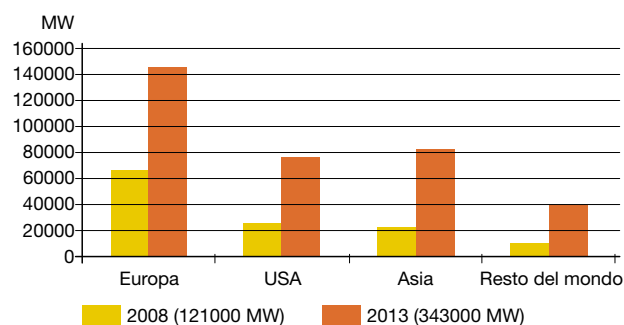


Figura 1.25 - Incremento annuale della potenza eolica installata

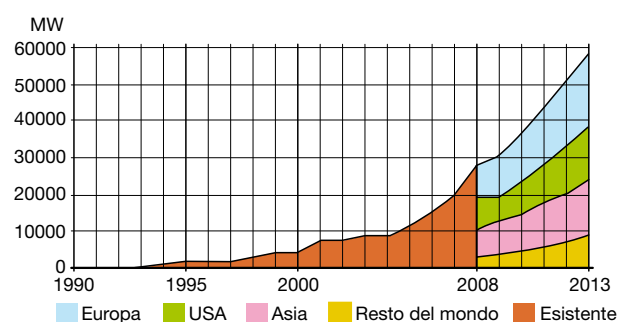
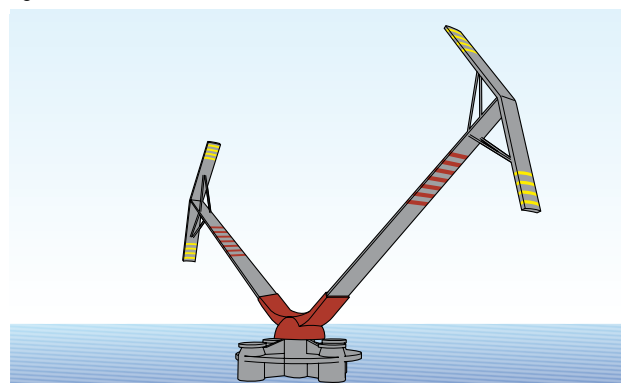


Figura 1.26



Il design innovativo presenta una struttura a V ed è paragonato ad un seme di sicomoro, che cade a terra a spirale proprio grazie ad "ali" a V.

È una tecnologia ad asse verticale il che consente lo sfruttamento del vento da qualsiasi direzione esso soffi.

Presenta il vantaggio di concentrare la maggior parte del peso della turbina alla base piuttosto che a livello del mozzo delle turbine ad asse orizzontale. Inoltre le pale non risentono della continua sollecitazione a fatica dovuta alla rotazione e quindi possono essere costruite in forma più snella in comparazione ad una turbina tripala di uguale potenza.

Ruota ad una velocità di circa 3 giri/min ed ha indicativamente metà del peso di equivalente turbina tradizionale. Anche l'altezza complessiva risulta significativamente ridotta, con la conseguente riduzione della sua visibilità a distanza.

Poggerà su di una piattaforma semi-sommersa che riprende le tecnologie utilizzate per l'estrazione di gas e petrolio off-shore con ancoraggio assicurato da cavi su fondali fino a 150m.

Si mira anche a produrre impianti eolici di concezione rivoluzionaria con potenze elevate, anche fino a 1000 MW, che captano l'energia del vento d'alta quota tramite grandi aquiloni controllati.

Infatti con il progetto italiano KiteGen si sfruttano aquiloni della superficie di decine di metri quadrati, in grado di levarsi in volo anche sospinti da leggere brezze e manovrabili da terra con una coppia di funi che ne regolano la direzione di volo e l'assetto rispetto al vento.

La forza esercitata sui cavi degli aquiloni, posti a 500-600 m di altitudine, può essere impiegata per la generazione di energia elettrica.

Il KiteGen (figura 1.27) può essere visto come una grande giostra vincolata al suolo, costituita da una struttura di supporto centrale che sostiene lunghi bracci all'estremità dei quali sono fissati i cavi di collegamento in materiale composito che trasmettono la trazione e contemporaneamente controllano direzione ed angolo al vento degli aquiloni.

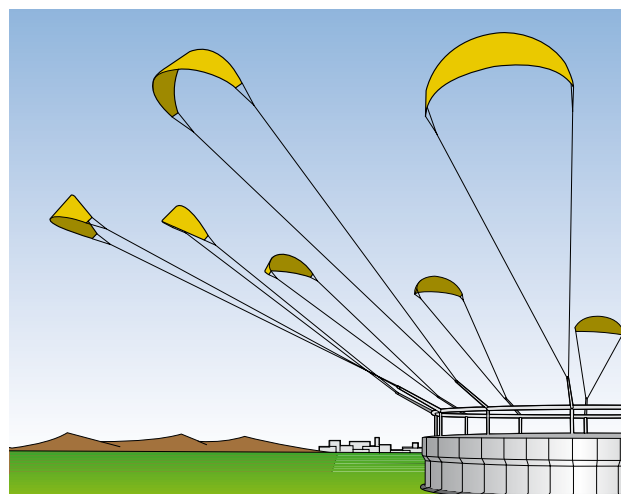
Anche se la proiezione dell'area occupata dai bracci è, nel caso considerato, pari ad un chilometro quadrato, la superficie coperta resta destinabile ad usi agricoli o alla navigazione nel caso di impianti off-shore.

Un altro sistema prevede una sorta di "yo-yo": un aquilone è sospinto verticalmente da ventilatori fino ad una quota in cui cominci ad auto-sostenersi (circa 80 m) per salire poi fino ad 800 m.

Durante tale salita, attraverso le funi di comando, l'aquilone aziona generatori elettrici anche da 3MW.

Raggiunti gli 800 m, tirando dapprima una sola fune si pone l'aquilone in "scivolata d'aria" come fosse una bandiera, quindi ritirando velocemente le funi quasi senza dispendio d'energia si riporta l'aquilone ad una quota di circa 400m pronto per una successiva salita e poi ridiscesa in modo ciclico.

Figura 1.27



2 Principali componenti di un aerogeneratore

Al fine di sfruttare l'energia cinetica contenuta nel vento, convertendola in energia elettrica disponibile per l'immissione in rete o per l'alimentazione di carichi in parallelo, una turbina eolica utilizza diversi componenti sia meccanici che elettrici. In particolare il rotore (pale e mozzo) estrae l'energia dal vento convertendola in energia meccanica di rotazione e costituisce il "motore primo" dell'aerogeneratore, mentre la conversione dell'energia meccanica in elettrica è effettuata da un generatore elettrico secondo opportune configurazioni che saranno illustrate nei capitoli seguenti.

Il convertitore ed il trasformatore possono essere inseriti direttamente nella navicella come illustrato in figura 2.1, oppure essere posizionato alla base della torre. L'installazione del trasformatore nella navicella consente un bilanciamento del peso del rotore, mentre il posizionamento alla base permetta di ridurre le dimensioni ed il peso della navicella.

In termini di costi, la percentuale sul costo totale dei diversi componenti si suddivide come indicato in figura 2.2.

In sintesi, i principali componenti che costituiscono un aerogeneratore ad asse orizzontale sono (figura 2.1):

1. pala;
2. supporto della pala;
3. attuatore dell'angolo di Pitch;
4. mozzo;
5. ogiva;
6. supporto principale;
7. albero principale;
8. luci di segnalazione aerea;
9. moltiplicatore di giri;
10. dispositivi idraulici di raffreddamento;
11. freni meccanici;
12. generatore;
13. convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento;
14. trasformatore;
15. anemometri;
16. struttura della navicella;
17. torre di sostegno;
18. organo di azionamento per l'imbardata.

Figura 2.2 - Costo in percentuale dei componenti di una turbina eolica

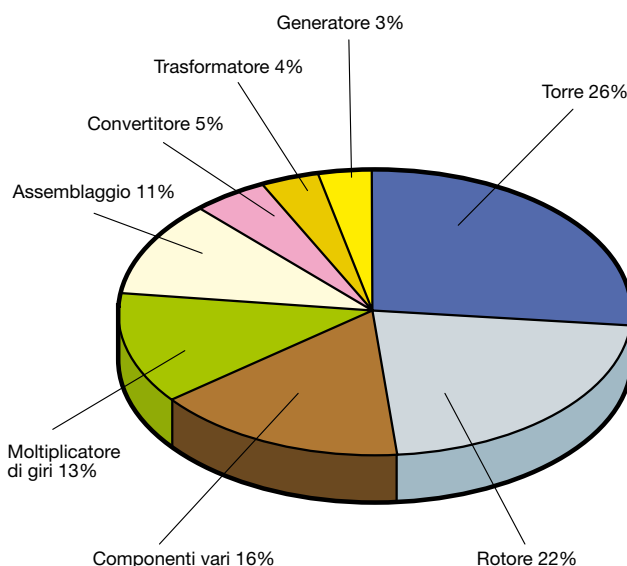
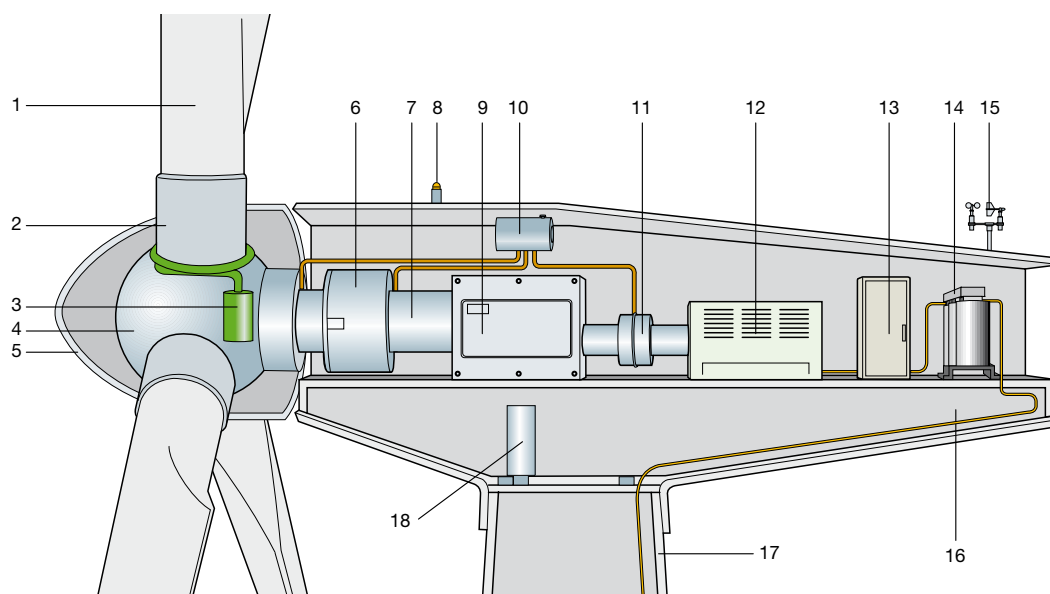


Figura 2.1



2.1 Rotore

2.1.1 Pale

Le pale sono i componenti interagenti con il vento e sono progettate con un profilo tale da massimizzare l'efficienza aerodinamica. In figura 2.3 è rappresentata la forma tipica di una pala e le sue sezioni trasversali: la pala si avvolge con un angolo complessivo di circa 25° tra l'inizio e l'estremità.

Poiché le forze aerodinamiche variano col quadrato della velocità relativa, crescono rapidamente con la distanza dal mozzo ed è quindi importante progettare la porzione della pala vicino all'estremità al fine di avere una buona portanza ed una bassa resistenza aerodinamica.

La sezione della pala è piuttosto elevata per ottenere l'elevata rigidità necessaria per resistere ai carichi meccanici variabili agenti nel normale funzionamento che contribuiscono a determinare l'usura della pala stessa. Il vento infatti esercita una forza non costante, sia per le fluttuazioni dovute alla turbolenza, sia per la maggior velocità in funzione dell'altitudine; inoltre, durante la rotazione, una pala collocata in posizione elevata è sottoposta a un vento più intenso rispetto ad una collocata più in basso, con conseguenti fluttuazioni di carico che si ripetono ad ogni rotazione; infine la forza centrifuga dovuta alla rotazione esercita una trazione sulle diverse sezioni della pala ed il peso della pala stessa crea un

momento flettente sulla base in modo alternato ad ogni rotazione.

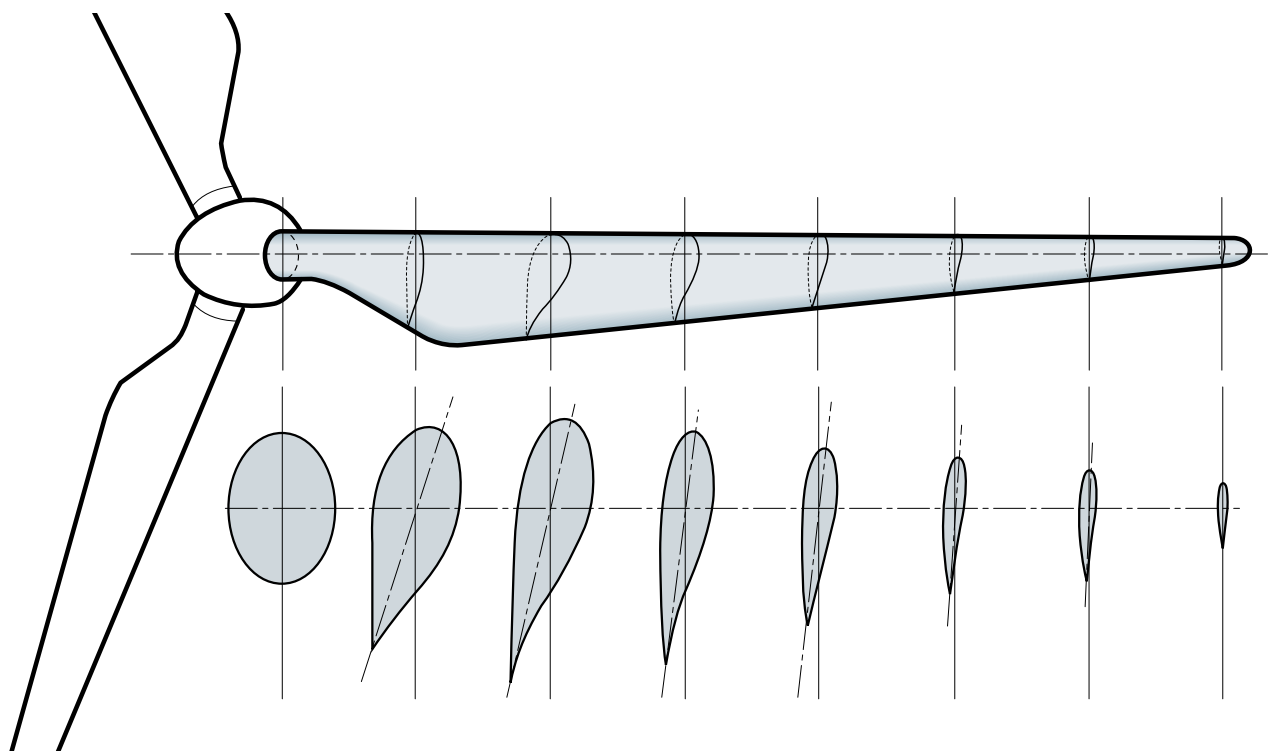
Le pale sono realizzate con materiali leggeri, quali i materiali plastici rinforzati in fibra, con buone proprietà di resistenza all'usura. Le fibre sono in genere di vetro o alluminio per le pale di aerogeneratori medio-piccoli, mentre per le pale più grandi vengono utilizzate le fibre di carbonio nelle parti in cui si manifestano i carichi più critici.

Le fibre sono inglobate in una matrice di poliestere, resina epossidica o a base di vinilestere costituenti due gusci uniti insieme e rinforzati da una matrice interna. La superficie esterna della pala viene ricoperta con uno strato levigato di gel colorato, al fine di prevenire l'invecchiamento del materiale composito a causa della radiazione ultravioletta.

In funzione della tecnologia impiegata dal costruttore, le pale possono essere dotate di elementi aggiuntivi, quali i regolatori di stallo per stabilizzare il flusso d'aria, i generatori di vortice per aumentare la portanza o alette d'estremità per ridurre la perdita di portanza e il rumore. Poiché la principale causa di avaria è rappresentata dai fulmini, viene adottata una protezione attraverso l'installazione di conduttori, sia sulla superficie che all'interno della pala (vedi capitolo 8).

Le pale e il mozzo centrale (che insieme costituiscono il rotore) sono montati sulla navicella tramite un'apposita flangia di cuscinetti.

Figura 2.3



2.1.2 Mozzo

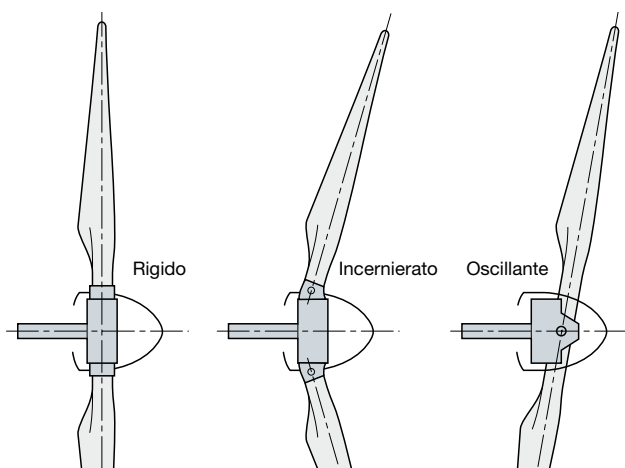
Il mozzo in una turbina eolica è il componente che connette le pale all'albero principale trasmettendo ad esso la potenza estratta dal vento ed ingloba i meccanismi di regolazione dell'angolo di Pitch.

Il mozzo è solitamente di acciaio o di ferro a grafite sferoidale ed è protetto esternamente da un involucro di forma ovale chiamato ogiva.

Ci sono tre tipi principali di mozzo (figura 2.4):

- rigido;
- oscillante (teetering);
- per pale incernierate.

Figura 2.4



Il mozzo rigido è progettato per mantenere le principali parti che lo costituiscono in posizione fissa rispetto all'albero principale. L'angolo di Pitch delle pale può comunque essere variato, ma non è consentito alcun altro movimento.

È di fatto il tipo più utilizzato nei rotori a tre o più pale. Il mozzo rigido deve possedere una robustezza tale da sopportare i carichi dinamici trasmessi dalle pale e dovuti alle operazioni d'imbardata.

Il mozzo oscillante è utilizzato in quasi tutte le turbine a due pale ed è invece progettato per ridurre i carichi aerodinamici sbilanciati trasmessi all'albero tipici dei rotori bipala, consentendo al rotore di oscillare di alcuni gradi rispetto alla direzione perpendicolare all'asse di rotazione dell'albero principale.

Il mozzo oscillante è stato principalmente abbinato a turbine con angolo di Pitch fisso¹, ma può anche essere utilizzato su turbine ad angolo variabile.

Anche la progettazione del sistema di regolazione di

Pitch è più complessa poiché i relativi meccanismi e quadri elettrici di manovra/protezione si trovano sulla parte mobile rispetto all'albero principale.

Infine il mozzo per pale incernierate è, per certi versi, una via di mezzo tra i primi due modelli ed è di fatto un mozzo rigido con vincoli a cerniera per le pale ed utilizzato dalle turbine sottovento per ridurre i carichi eccessivi durante i forti venti.

2.2 Moltiplicatore di giri

Spesso viene posto sull'albero di trasmissione un moltiplicatore di giri ad uno o più stadi tra il rotore che estrae energia cinetica dal vento e la converte in energia meccanica di rotazione ed il generatore elettrico che converte l'energia meccanica disponibile in energia elettrica.

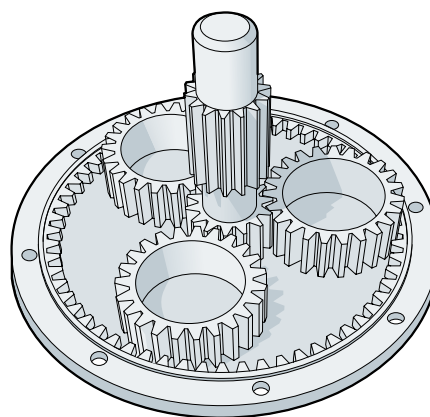
Il moltiplicatore di giri ha lo scopo di incrementare la velocità di rotazione del rotore per adattarla ai valori richiesti dai generatori convenzionali² (in alcune turbine il rapporto del moltiplicatore può superare 1:100). Il moltiplicatore di giri è formato da una o più coppie di ingranaggi di tipo epicicloidale o ad assi paralleli ad uno o più stadi (figura 2.5).

Lo sviluppo negli ultimi anni di alternatori con interposto un convertitore ha reso possibile la costruzione di alcuni modelli di aerogeneratori privi di moltiplicatore.

Difatti quest'ultimo è una sorgente di rumore ed uno degli elementi che richiede maggior manutenzione e che può causare perdite di efficienza dell'aerogeneratore.

Pertanto l'assenza del moltiplicatore comporta una semplificazione rilevante della parte meccanica e consente una riduzione della dimensione e della massa della navicella.

Figura 2.5



¹ Per la definizione di angolo di Pitch di una pala eolica si veda il capitolo seguente.

² In alcuni casi il moltiplicatore di giri ingloba anche i cuscinetti di supporto dell'albero di trasmissione, specie nelle turbine in cui l'albero di trasmissione sia di lunghezza limitata.

2.3 Freni

Quasi tutte le turbine montano dei freni meccanici lungo l'albero di trasmissione, in aggiunta al freno aerodinamico. In molti casi i freni meccanici sono in grado di arrestare il rotore in condizioni meteorologiche avverse, oltre che svolgere la funzione di "freni di stazionamento" per impedire che il rotore si ponga in rotazione quando la turbina non è in servizio.

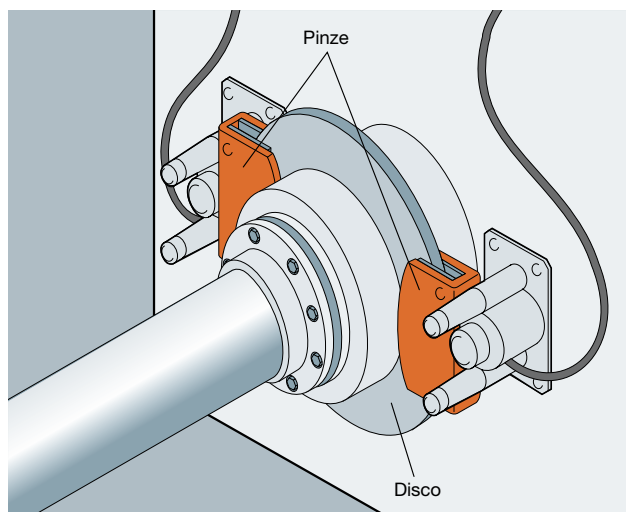
Comunemente sono due i tipi di freni meccanici utilizzati:

- freni a disco;
- freni a frizione.

I freni a disco funzionano in modo simile a quelli delle automobili: un disco metallico è fissato all'albero che deve essere frenato.

Durante la fase di frenamento delle pinze ad azionamento idraulico premono delle pastiglie contro il disco, creando una coppia frenante opposta a quella motrice (figura 2.6).

Figura 2.6



I freni a frizione consistono in almeno un piatto di pressione ed un piatto di frizione.

L'azionamento di questo tipo di freni è normalmente attuato attraverso delle molle che esercitano un'opportuna pressione, mentre vengono rilasciati mediante aria compressa o un fluido idraulico.

I freni meccanici possono essere posizionati sia sul lato a bassa velocità, sia su quello ad alta velocità del moltiplicatore di giri.

Tuttavia occorre tener presente che se installati sul lato a bassa velocità devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore, mentre se installati sul lato ad alta velocità agiscono necessariamente attraverso il

moltiplicatore di giri velocizzando potenzialmente il suo invecchiamento ed inoltre, nel caso in cui il moltiplicatore sia guasto i freni sul lato alta velocità potrebbero essere esclusi e non in grado di frenare il rotore.

Inoltre la qualità del materiale dei dischi del freno montati sull'albero ad alta velocità è più critica per l'intensità delle forze centrifughe che si sviluppano.

I freni progettati per arrestare il rotore devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore di quella massima che ci si aspetta sia originata dal rotore, con tempi di arresto solitamente inferiori a 5s ed in grado di funzionare anche in caso di guasto alla loro alimentazione di energia esterna.

Devono inoltre essere in grado di mantenere il rotore nella posizione di arresto completo per le condizioni di vento definite per almeno 1 ora dalla loro attivazione (IEC 61400-1).

2.4 Generatore elettrico

2.4.1 Generatore asincrono

È essenzialmente un motore trifase ad induzione caratterizzato da una velocità di sincronismo che dipende dal numero di poli e dalla frequenza di rete.

Se la coppia meccanica agente sull'albero rotore è motrice anziché resistente e fa aumentare la velocità di rotazione fino a superare la velocità di sincronismo, la macchina elettrica asincrona passa dal funzionamento come motore a quello come generatore immettendo energia elettrica in rete.

La differenza relativa tra la velocità di sincronismo e la velocità effettiva di rotazione è chiamata scorrimento (s) che nel funzionamento da generatore diventa quindi negativo. Nei generatori asincroni usuali con rotore a gabbia di scoiattolo (rotore in cortocircuito), lo scorrimento è di circa l'1% cosicché tali dispositivi sono di fatto considerati a velocità di rotazione costante³.

La corrente di magnetizzazione dello statore, la quale crea il campo magnetico rotante al traferro, è fornita dalla rete stessa. Inoltre tale generatore consuma una certa quantità di potenza reattiva, la quale deve essere fornita da sistemi compensatori quali i condensatori.

Quando una raffica di vento colpisce una turbina eolica dotata di un generatore asincrono a rotore in cortocircuito, poiché la velocità di rotazione è costante, si ha una repentina variazione della coppia e la conseguente rapida variazione della potenza erogata; se la potenza di cortocircuito della rete a cui l'aerogeneratore è connesso

³La velocità di rotazione dell'albero principale varia da zero alla velocità nominale di dimensionamento in funzione della velocità del vento incidente, ma non può essere controllata e variata volontariamente da un sistema di controllo come accade per i sistemi a velocità variabile.

è bassa, possono pertanto verificarsi delle fluttuazioni di tensione sui dispositivi elettrici collegati in prossimità, fluttuazioni che possono creare malfunzionamenti dei dispositivi stessi.

Inoltre si può assistere alla variazione rapida del flusso luminoso emesso dalle lampade elettriche, che genera quel fastidioso “sfarfallio” noto come flicker. Anche per tale motivo la ricerca si è spinta verso la realizzazione di sistemi a velocità variabile che consentono inoltre di ridurre gli “strappi di coppia” sul rotore e di far funzionare lo stesso nel punto di massima efficienza aerodinamica su un ampio range di velocità del vento⁴.

Soluzioni a velocità variabile realizzate con generatori ad induzione si realizzano interponendo tra lo statore del generatore con rotore gabbia di scoiattolo e la rete un convertitore di frequenza o utilizzando un generatore asincrono a rotore avvolto ad anelli il cui rotore è alimentato da una corrente alternata indipendente, fornita da un convertitore di frequenza: in tal modo la velocità di sincronismo è funzione della differenza tra la frequenza di rete e la frequenza della corrente rotorica. Si può raggiungere così una variazione di velocità del 30%.

2.4.2 Generatore sincrono

In questo tipo di generatore, chiamato anche alternatore, il rotore è costituito da un elettromagnete a corrente continua o da magneti permanenti. La frequenza della tensione indotta sullo statore (e quindi della corrente prodotta) è direttamente proporzionale alla velocità di rotazione del rotore.

Per consentire un funzionamento a velocità variabile, si interpone tra alternatore e rete un convertitore di frequenza che trasforma dapprima la corrente a frequenza variabile (in funzione della velocità del rotore e quindi del vento) in uscita dal generatore in corrente continua mediante un raddrizzatore elettronico e successivamente riconverte la corrente continua in corrente alternata a frequenza di rete tramite un inverter.

Così facendo si svincola la frequenza della corrente generata dalla frequenza di rete, il che può portare anche all’abolizione del moltiplicatore di giri.

Grazie al motore sincrono ed al convertitore di frequenza, quando la forza del vento aumenta improvvisamente, il rotore è lasciato libero di accelerare per alcuni secondi: l’incremento di velocità di rotazione accumula energia cinetica nel rotore stesso e consente un’erogazione costante di potenza.

Viceversa quando il vento cala, l’energia immagazzinata nel rotore viene rilasciata nel rallentamento del rotore stesso.

2.5 Trasformatore

La potenza elettrica in uscita dal generatore è generalmente in bassa tensione e deve essere convertita in media tensione attraverso un trasformatore per ridurre le perdite di trasmissione mediante l’allacciamento alla rete di distribuzione in media tensione.

Il trasformatore è installato nella navicella o alla base della torre.

I cavi elettrici di collegamento tra la navicella e la base della torre formano un anello al di sotto della navicella stessa al fine di consentire i movimenti d’imbardata. Tali movimenti vengono monitorati e, se la rotazione è eccessiva, la gondola viene imbardata in senso opposto per evitare l’agrovigliamento dei cavi.

Tali cavi devono avere una lunghezza maggiorata tale da consentire all’aerogeneratore di effettuare fino a tre giri completi per l’allineamento.

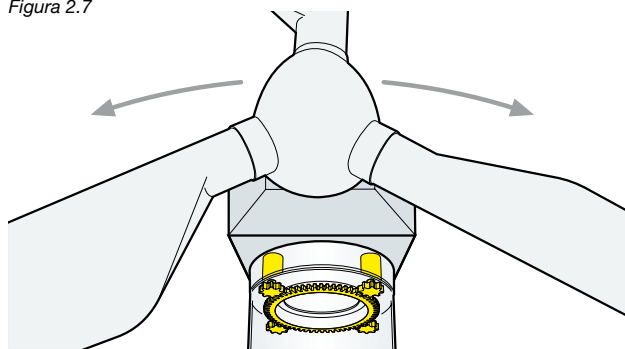
2.6 Sistema d’imbardata

La navicella viene fatta ruotare sulla sommità della torre da un sistema di controllo d’imbardata e di movimentazione attivo costituito da attuatori elettrici e relativi riduttori (figura 2.7), per far sì che il rotore sia sempre trasversale al vento.

La direzione e velocità del vento vengono monitorati continuamente da sensori collegati sul tetto della navicella.

In genere il rotore viene posizionato secondo la direzione media del vento, calcolati sui 10min dal sistema di controllo della turbina.

Figura 2.7



Per le turbine ad asse orizzontale con rotore sottovento non sono necessari sistemi d’imbardata, poiché la turbina si auto orienta intrinsecamente seguendo la direzione del vento come una banderuola.

Le turbine sopravento hanno invece o una pinna posteriore d’orientamento (turbine medio-piccole) o un controllo attivo d’imbardata, pertanto la torre di sostegno deve essere adeguatamente dimensionata anche per resistere ai carichi torsionali risultanti dall’uso di sistemi d’imbardata.

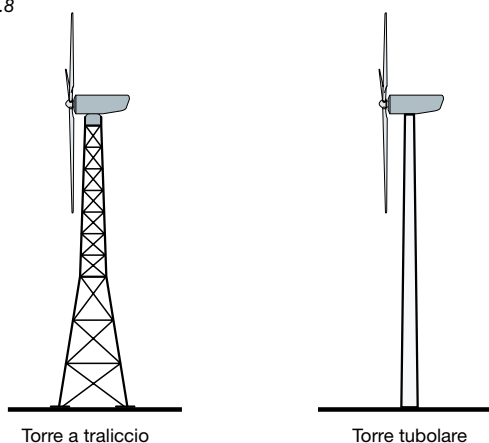
⁴ Per una data velocità del vento si può variare la velocità di rotazione al fine di massimizzare l’efficienza aerodinamica delle pale (si veda il capitolo seguente):

2.7 Torre

Sono due i principali tipi di torri utilizzate per le turbine ad asse orizzontale (figura 2.8):

- a traliccio;
- tubolari.

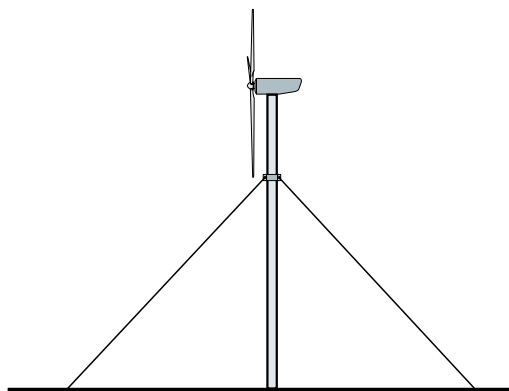
Figura 2.8



Le prime turbine eoliche erano installate su torri a traliccio ed erano usualmente utilizzate fino alla metà degli anni '80. Le turbine odierne sono per la maggior parte di tipo tubolare perché presentano diversi vantaggi rispetto a quelle a traliccio: in particolare le torri tubolari non necessitano di numerose connessioni tramite bulloni che devono poi essere controllate periodicamente; forniscono un'area protetta per l'accesso alla turbina e la salita sulla navicella più sicura ed agevole tramite scala interna o ascensore nelle turbine più grandi; inoltre sono esteticamente più piacevoli rispetto ai tralicci.

Esiste un terzo tipo di torre, la *torre a tiranti* (figura 2.9) ma è poco utilizzata per gli impianti in media-grossa potenza.

Figura 2.9



L'altezza della torre dipende dal regime di vento del sito d'installazione.

Negli impianti on-shore la navicella è collocata generalmente ad un'altezza pari a 1 o 1.2 volte il diametro del

rotore, mentre negli impianti off-shore ad un'altezza pari a 0.8 volte il diametro del rotore.

Le torri tubolari sono usualmente costruite in acciaio laminato, anche se alcune sono in cemento; hanno forma conica, con il diametro alla base maggiore di quello alla sommità in cui è posta la navicella.

Le diverse sezioni sono collegate e vincolate tra loro da flange imbullonate.

Tali tipi di torri creano una notevole scia sottovento ed è per questo che nella maggior parte delle turbine il rotore è posto sopravvento. Inoltre sono strutture molto visibili e pertanto non devono mostrare segni di corrosione per diversi anni: a tal fine deve essere scelto un rivestimento adeguato.

Le torri sono infisse nel terreno mediante fondazioni costituite in genere da plinti di cemento armato collocati ad una certa profondità.

2.8 Sistemi di controllo e di protezione/ sezionamento

Tali sistemi costituiscono il "cervello" della turbina eolica e forniscono la logica di controllo, per comandare le procedure di avviamento ed arresto della turbina stessa e per assicurare che la turbina operi entro determinati parametri di funzionamento prestabiliti, proteggendo in particolare il rotore dalle sovra-velocità e le diverse parti del circuito elettrico dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni.

La logica di controllo è usualmente programmata in un PLC. In particolare i sistemi di protezione/sezionamento disconnettono la turbina dalla rete in caso di malfunzionamento e consentono quindi il corretto funzionamento delle altre turbine eoliche in una centrale eolica.

2.9 Dispositivi ausiliari

I principali dispositivi ausiliari montati all'interno della navicella comprendono un dispositivo idraulico per lubrificare il moltiplicatore di giri o le altre parti meccaniche e scambiatori di calore per il raffreddamento dell'olio e del generatore, ivi compresi pompe e ventilatori.

Sulla sommità della navicella sono installati anemometri e banderuole per il controllo della turbina, luci di segnalazione per gli aerei ed un'eventuale piattaforma di supporto per la discesa da elicottero (per l'accesso alle turbine off-shore). Per migliorare l'affidabilità dell'aerogeneratore vengono impiegati diversi sensori che monitorano lo stato dei vari componenti e segnalano eventuali malfunzionamenti che necessitano di operazioni di manutenzione.

Ciò è particolarmente critico per gli impianti eolici in mare, ai quali non è facile accedere.

3 Teoria delle turbine eoliche

3.1 Potenza della vena fluida

La produzione di potenza elettrica tramite turbine eoliche dipende dall'interazione tra le pale del rotore eolico ed il vento, trasformando dapprima l'energia cinetica posseduta dal vento in energia meccanica di rotazione e poi convertendo quest'ultima in energia elettrica.

L'energia cinetica E_c posseduta da una massa d'aria m che si muove ad una velocità v_1 costante è data da:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \quad [3.1]$$

Pertanto la potenza disponibile specifica P_{disp} posseduta da una massa d'aria di portata $q = \frac{dm}{dt}$ vale:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_1^2 \quad [3.2]$$

La portata si può anche esprimere nella formula:

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_1 \quad [3.3]$$

denominata *equazione di continuità*, in cui:

- ρ è la densità dell'aria;
- A è la sezione del tubo di flusso dell'aria considerata.

Quindi la potenza disponibile specifica risulta pari a:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.4]$$

Come si può notare P_{disp} varia con il cubo della velocità del vento v_1 .

Ad esempio, con una densità standard dell'aria a livello del mare $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, si ha:

$$v_1 = 5 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 76 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 6 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 132 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 7 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 210 \text{ W/m}^2$$

Quindi, con un aumento di velocità del vento di un solo m/s, la potenza disponibile specifica si incrementa di circa il 60-70%.

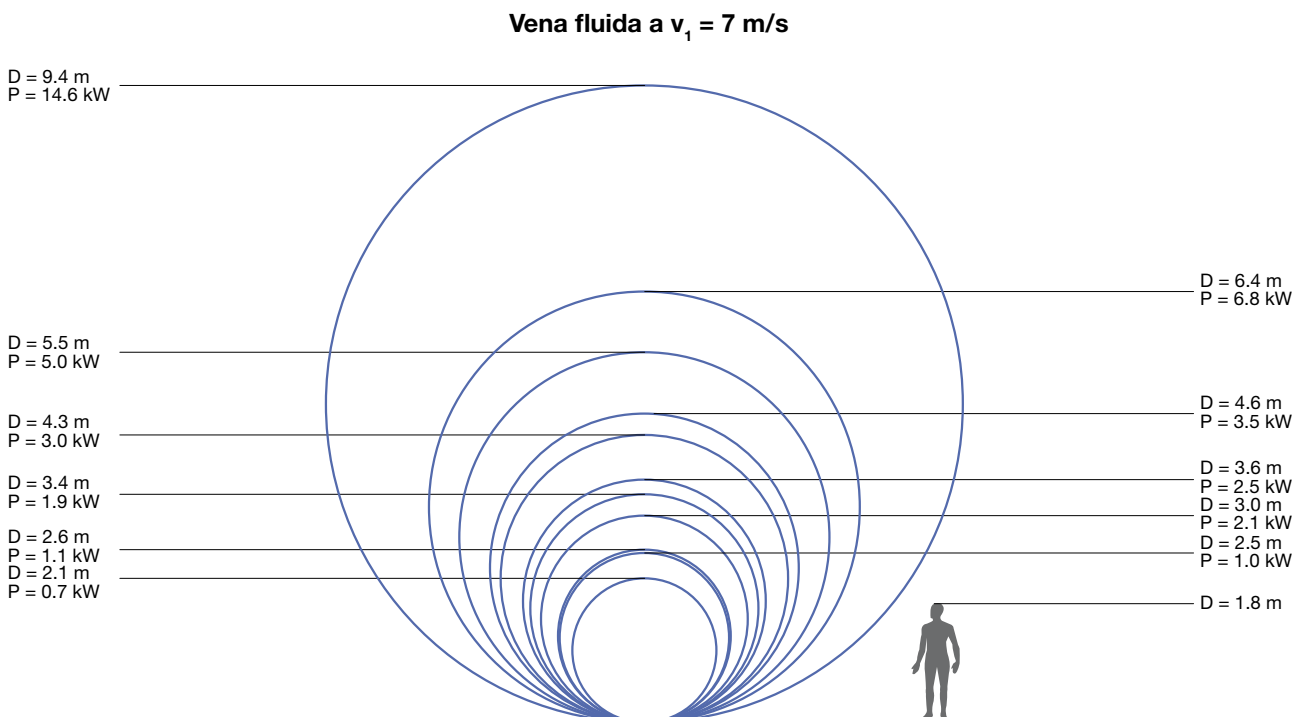
Prendendo inoltre come riferimento la potenza disponibile specifica ($P_{disp} = 210 \text{ W/m}^2$) della vena fluida relativa alla velocità $v_1 = 7 \text{ m/s}$ è possibile determinare l'area ed il diametro di tale vena fluida per diversi valori di potenza disponibile (figura 3.1):

$$P = 1 \text{ kW} \Rightarrow A = 4.7 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 2.5 \text{ m}$$

$$P = 10 \text{ kW} \Rightarrow A = 47.6 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 7.8 \text{ m}$$

$$P = 20 \text{ kW} \Rightarrow A = 95.2 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 11 \text{ m}$$

Figura 3.1



3.2 Teoria unidimensionale e legge di Betz

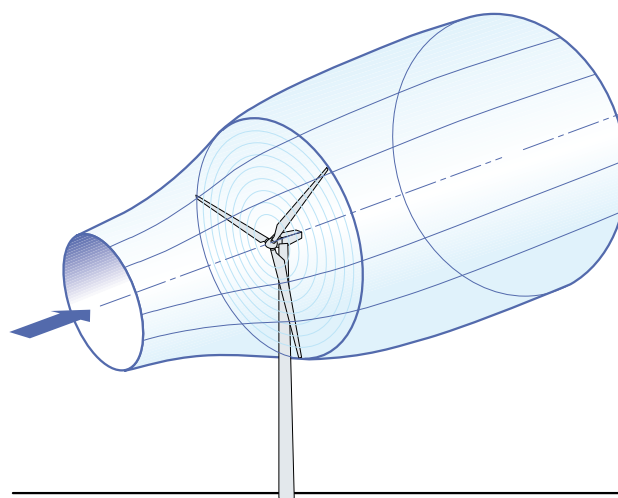
Un modello semplificato, attribuito ad Albert Betz, è usualmente utilizzato per determinare la potenza estratta da una turbina eolica ideale avente a disposizione una potenza del vento incidente espressa dalla [3.4]. Tanto maggiore è l'energia cinetica che la turbina riesce ad estrarre dal vento, tanto minore sarà la velocità del vento che lascia la turbina stessa. Il vento viene di conseguenza frenato, in modo che la velocità a valle della turbina sarà compresa tra zero e il valore di velocità a monte (per entrambi questi casi limite la potenza estratta sarebbe nulla).

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

- l'insieme delle pale del rotore eolico è assimilabile ad un "disco poroso" di spessore nullo – disco attuatore con numero infinito di pale (figura 3.2);
- la massa d'aria che investe il disco rimane separata da quella che la circonda - tubo di flusso (figura 3.2);
- la massa d'aria fluisce solo in direzione longitudinale;
- il rallentamento dell'aria sul disco attuatore è distribuito uniformemente sulla sezione del disco;
- nelle sezioni infinitamente a monte e a valle la pressione è pari a quella atmosferica;
- il flusso eolico non incontra ostacoli oltre la turbina, né a monte, né a valle di essa;
- il vento è stazionario e di intensità costante con la quota;
- non ci sono effetti rotatori sulla massa d'aria;
- si trascura la comprimibilità dell'aria, ossia la densità è assunta costante.

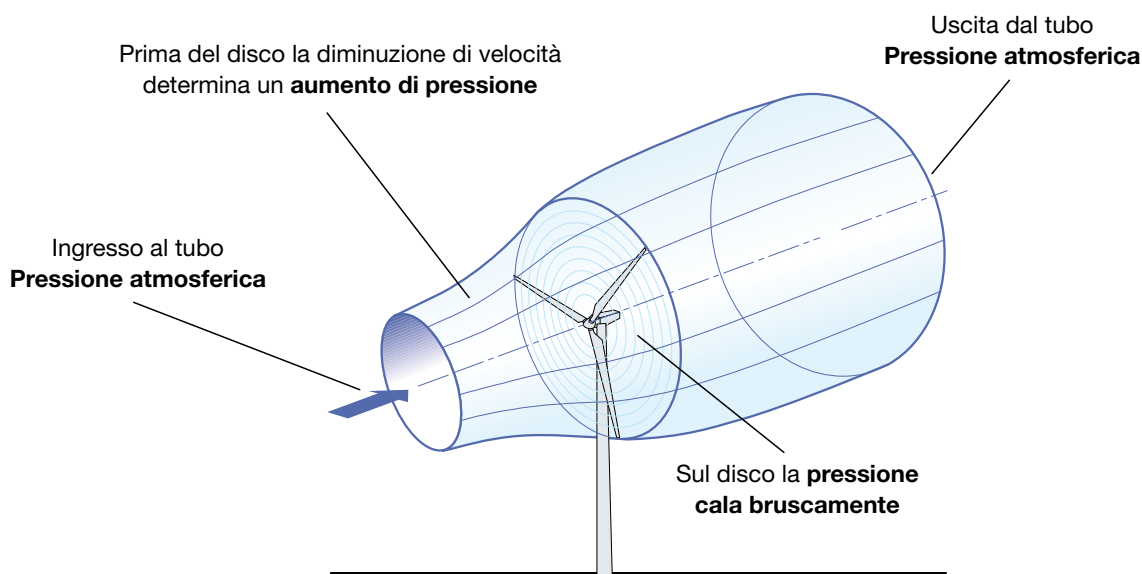
Poiché si considera costante la portata dell'aria (equazione di continuità senza accumulo di massa) e si assume costante anche la densità, dall'equazione [3.3] si nota che la diminuzione della velocità della vena fluida in ingresso ed in uscita dal tubo di flusso, ha come risultato l'aumento della sezione del tubo di flusso stesso (figura 3.2).

Figura 3.2



Inoltre, partendo dalla pressione atmosferica in ingresso al tubo, la diminuzione graduale di velocità lungo il tubo di flusso determina un aumento di pressione (senza produzione di lavoro), la quale cala bruscamente sul disco per poi ritornare gradualmente alla pressione atmosferica in uscita dal tubo di flusso (figura 3.3).

Figura 3.3



Indicando con (figura 3.4):

- p_1 e v_1 la pressione e la velocità del vento nella sezione A_1 in ingresso al tubo di flusso e sufficientemente lontano dalla turbina;
- p_2 e v_2 la pressione e la velocità del vento nella sezione A_2 in uscita dal tubo di flusso e sufficientemente lontano dalla turbina;
- p_3 e p_4 le pressioni immediatamente prima e dopo la sezione A;
- v la velocità del vento in corrispondenza del piano del rotore

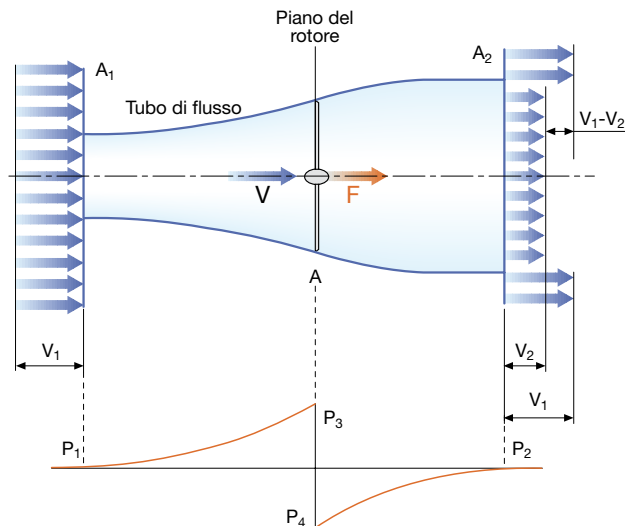
nell'ipotesi che non vi siano variazioni di energia potenziale e che non vi sia scambio di calore ed estrazione di lavoro tra A_1 ed A, si può scrivere l'equazione di Bernoulli¹ come segue:

$$p_1 + \rho \cdot \frac{v_1^2}{2} = p_3 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} \quad [3.5]$$

Analogamente tra A ed A_2 :

$$p_4 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} = p_2 + \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} \quad [3.6]$$

Figura 3.4



La variazione di pressione sul disco, tenendo conto delle [3.5] e [3.6], può essere scritta come²:

$$\Delta p = p_3 - p_4 = \rho \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad [3.7]$$

La forza assiale F , nella direzione del vento, sul disco attuatore di sezione A perpendicolare al flusso è data da:

$$F = \Delta p \cdot A = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad [3.8]$$

Tale forza, per il teorema dell'impulso, è uguale alla variazione della quantità di moto della corrente d'aria, ossia³:

$$F = F_3 - F_4 = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.9]$$

Sostituendo la [3.3] nell'espressione precedente si ottiene:

$$F = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.10]$$

Eguagliando la [3.8] con la [3.10] si ottiene la velocità nella sezione del disco attuatore:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad [3.11]$$

Come si può notare il rallentamento del vento avviene per metà nel tratto a monte e per metà nel tratto a valle del disco attuatore.

Si definisce "fattore d'interferenza a " il rapporto tra:

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \quad [3.12]$$

che rappresenta la diminuzione di velocità davanti al disco. Dalla [3.12], tenuto conto della [3.11], si può esprimere la velocità v sul piano del disco e la velocità v_2 in uscita dal tubo di flusso in funzione del fattore d'interferenza a e della velocità in ingresso v_1 :

$$v = v_1 - a \cdot v_1 = (1 - a) \cdot v_1 \quad [3.13]$$

$$v_2 = 2 \cdot v - v_1 = 2 \cdot (1 - a) \cdot v_1 - v_1 = (1 - 2a) \cdot v_1 \quad [3.14]$$

La potenza captata dalla pala può essere espressa come prodotto della forza esercitata dal vento F per la sua velocità incidente v :

$$P = F \cdot v = (\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2)) \cdot v \quad [3.15]$$

¹ In fluidodinamica, l'equazione di Bernoulli rappresenta una particolare forma semplificata delle equazioni di Navier-Stokes, ottenuta, in caso di flusso non viscoso (ovvero flusso nel quale la viscosità può essere trascurata), dall'integrazione lungo una linea di flusso e descrive il moto di un fluido lungo tale linea.

² La velocità del vento decresce dalla sezione 1 in ingresso al tubo di flusso alla sezione 2 in uscita senza discontinuità. Pertanto sul disco non si ha un gradiente di velocità come avviene per la pressione. P_1 e P_2 sono di pari valore ed eguagliano la pressione atmosferica.

³ $F = \frac{d(m(t) \cdot v(x,t))}{dt} = \frac{\partial m(t)}{\partial t} \cdot v(x,t) + m(t) \cdot \frac{\partial v(x,t)}{\partial t}$ Poiché per ipotesi il vento è stazionario, la derivata della velocità rispetto al tempo è nulla, da cui si ottiene la [3.9].

Tenendo conto della [3.11], la relazione precedente può essere scritta come:

$$P = \left(\rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \right) \cdot \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \right) \quad [3.16]$$

Come si può notare la potenza che viene estratta dal vento è proporzionale alla portata massica che attraversa il rotore ed alla differenza di energia cinetica tra la sezione d'ingresso e la sezione d'uscita. Tenendo presenti le espressioni [3.13-3.14], la potenza captata può essere posta anche nella forma:

$$P = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2 \quad [3.17]$$

da cui si può osservare che la potenza dipende:

- in modo proporzionale dalla densità ρ della massa d'aria incidente, per cui si ha una riduzione di potenza estratta in climi caldi o in montagna;
- in modo proporzionale dall'area A del rotore, per cui aumentando la lunghezza delle pale aumenta l'area del disco da esse "disegnato" in rotazione;
- dal cubo della velocità in ingresso del vento, il che giustifica l'interesse all'installazione delle turbine eoliche in siti molto ventosi;
- dalla velocità del vento in uscita v_2 attraverso il fattore d'interferenza a .

In particolare, esiste un valore ottimale della velocità d'uscita v_2 , in corrispondenza del quale si ha la massima potenza estratta.

Tale valore si ottiene differenziando P rispetto ad a ed eguagliando a zero la derivata ottenuta. Si ha quindi:

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (3 \cdot a^2 - 4 \cdot a + 1) \quad [3.18]$$

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 0 \Rightarrow 3 \cdot a^2 - 4 \cdot a + 1 = 0 \quad [3.19]$$

Risolvendo tale equazione di II grado, si ottengono due valori di a :

- 1 che non è accettabile perché dalla [3.14] si avrebbe una velocità del vento in uscita negativa;
- 1/3 a cui corrisponde una velocità d'uscita pari ad un terzo di quella in ingresso.

Per $a=1/3$ la potenza massima estratta dal vento sarà pari a (dalla 3.17):

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.20]$$

3.2.1 Coefficiente di potenza C_p

Si definisce *coefficiente di potenza* $C_p(a)$ (o *coefficiente di prestazione*) il rapporto tra la potenza estratta e la potenza disponibile del vento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{\text{disp}}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1-a)^2 \quad [3.21]$$

In corrispondenza di $a=1/3$ si ha il massimo teorico

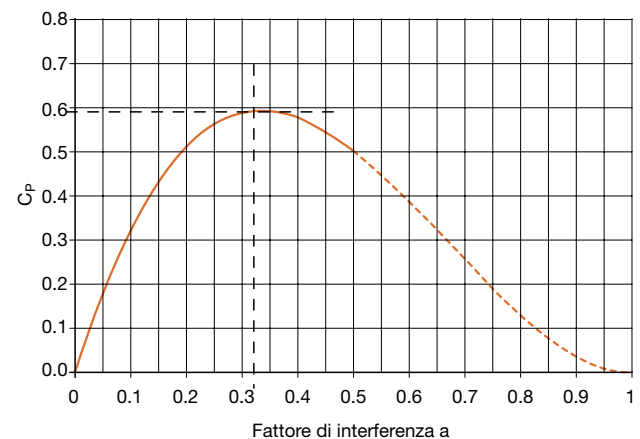
$$C_{p,\max} = \frac{16}{27} = 0.59 \text{ che viene comunemente chiamato}$$

"Limite di Betz" ed esprime il seguente concetto fondamentale:

"La massima potenza che si può estrarre, in via teorica, da una corrente d'aria con un aerogeneratore ideale, non può superare il 59% della potenza disponibile del vento incidente".

Come si può notare dal grafico di figura 3.5, il coefficiente di potenza C_p cresce dapprima al crescere del fattore d'interferenza a , raggiunge il massimo in corrispondenza di $a=1/3$ e poi decresce fino ad $a=1/2$ in cui la velocità d'uscita si annulla. La parte per $a>1/2$ non ha senso fisico, poiché significherebbe aria con velocità negativa nella sezione d'uscita.

Figura 3.5 - Coefficiente di potenza C_p



Nella pratica, sono di fatto tre gli effetti che decrementano il massimo coefficiente di potenza raggiungibile:

- rotazione della scia dietro al rotore;
- numero finito di pale;
- resistenza aerodinamica non nulla.

Con le moderne turbine tuttavia si riesce comunque a raggiungere un valore di $C_p \approx 0.5$ non lontano dal limite teorico di Betz.

Poiché la potenza estratta da una turbina eolica in funzione del coefficiente di potenza C_p e della potenza disponibile del vento è data da:

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.22]$$

La potenza elettrica generata può essere determinata come segue:

$$P_e = \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.23]$$

Dove:

- η_m è il rendimento meccanico complessivo dell'albero di trasmissione tra turbina e rotore del generatore elettrico e del moltiplicatore di giri;
- η_e è il rendimento del generatore elettrico.

Per ottenere una potenza elettrica P_e , avendo una determinata potenza disponibile del vento ed il coefficiente di potenza C_p è possibile stimare il diametro del rotore di una turbina eolica ad asse orizzontale⁴, sapendo che:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad [3.24]$$

Sostituendo la [3.24] nella [3.23] e risolvendo rispetto al diametro D , si ottiene:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_e}{\eta_e \cdot \eta_m \cdot \pi \cdot C_p \cdot \rho \cdot v_1^3}} \quad [3.25]$$

Ad esempio, un aerogeneratore da 50kW ha un diametro di circa 15m, mentre uno da 5MW raggiunge diametri da 120m, come si può vedere nella figura 3.6 che raffigura la crescita delle dimensioni commerciali delle turbine dagli anni ottanta alle turbine degli ultimi anni.

Solitamente il C_p dichiarato dai costruttori non esprime solo la frazione di potenza che il vento trasmette al rotore, ma include anche i rendimenti di tutte le conversioni energetiche (compresi gli autoconsumi dei servizi ausiliari) come indicato in figura 3.7.

⁴ Per le turbine di tipo Darrieus la determinazione delle dimensioni del rotore è più complessa poiché implica la soluzione di integrali ellittici. Comunque, approssimando la forma delle pale ad una parabola, la [3.24] può essere espressa come:

$$A = \frac{2}{3} \cdot L \cdot H$$

dove:
L larghezza massima del rotore al centro
H altezza del rotore.

Figura 3.6

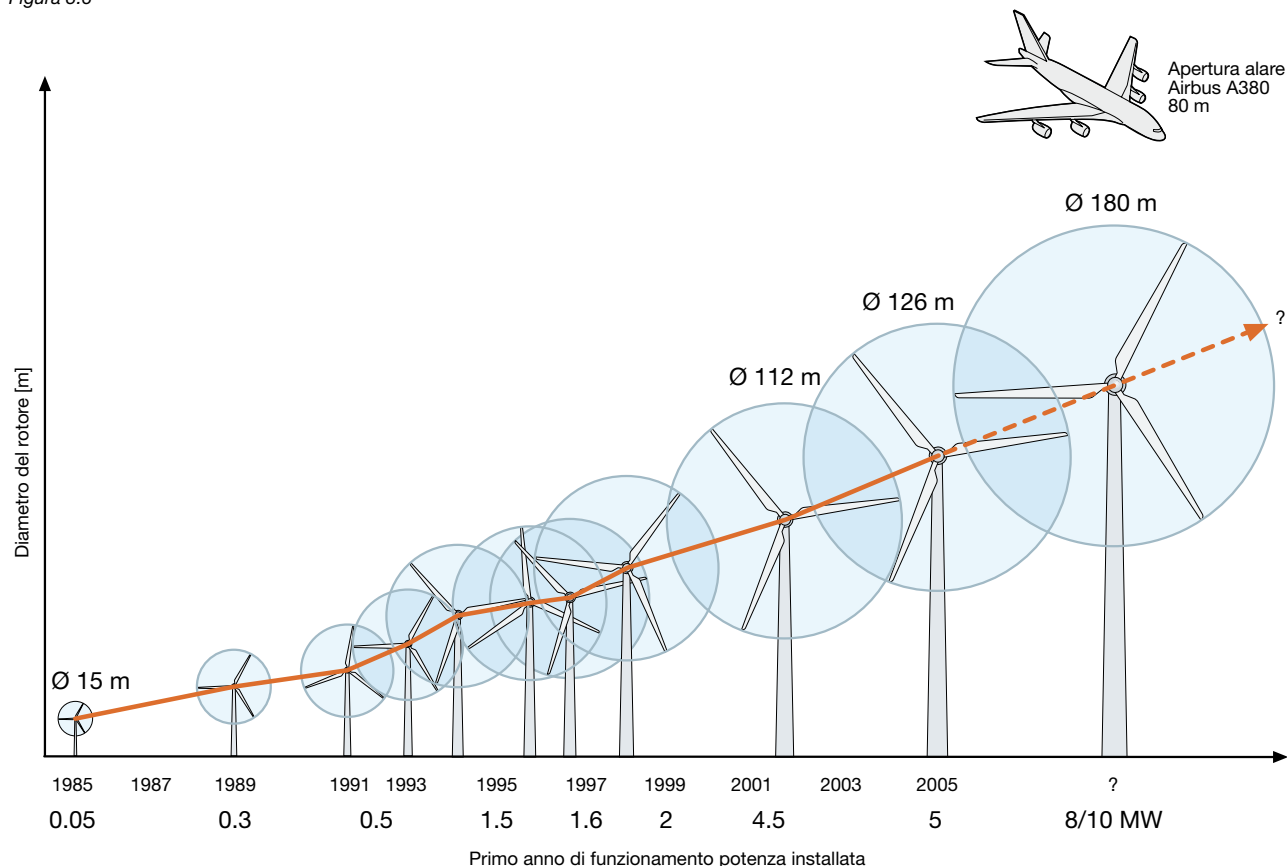
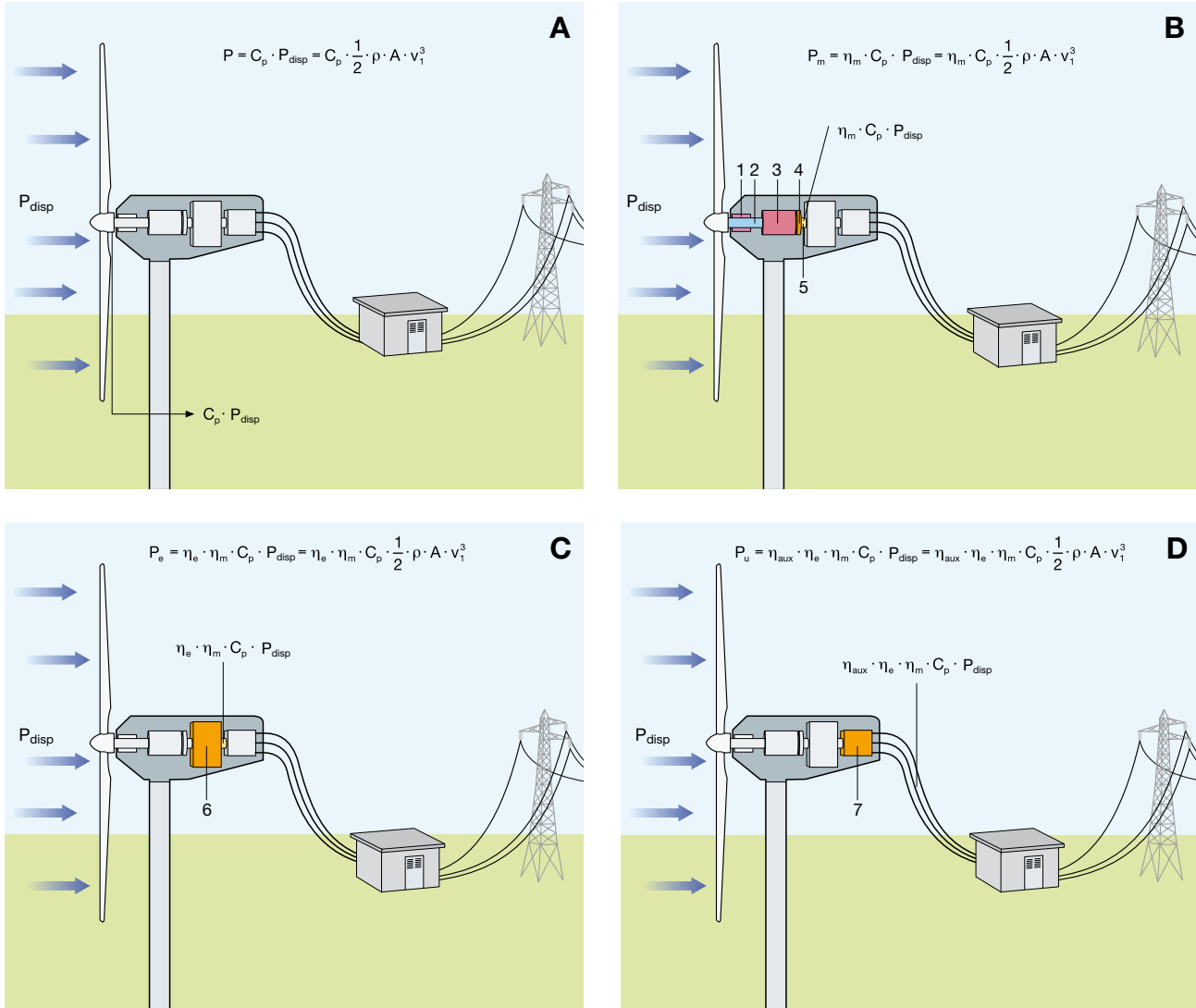


Figura 3.7 - Rendimenti di una turbina eolica



- | | |
|---|-------------------------|
| 1. Supporto cuscinetto | 5. Albero alta velocità |
| 2. Albero bassa velocità | 6. Generatore |
| 3. Moltiplicatore di giri | 7. Sistemi ausiliari |
| 4. Freni e sistema di controllo imbardata | |

La potenza fornita da una turbina eolica data dalla [3.22] può subire nella realtà riduzioni dovute a perdite per effetti “esterni” alla turbina stessa. In particolare si possono avere perdite per:

- “altitudine” dovute alla variazione di pressione – come densità di riferimento si assume quella standard a livello del mare a 15°C⁵: all’aumentare della quota la densità diminuisce di quasi l’1% ogni 100m di altitudine;
- “altitudine” dovute alla temperatura – all’aumentare della temperatura del sito d’installazione, la densità diminuisce di circa il 3% ogni 10°C;

- “effetto scia” – si manifesta nei parchi eolici per interferenza aerodinamica tra le varie turbine;
- ghiacciamento e sporcamento delle pale – riducono l’efficienza aerodinamica delle pale.

⁵ La densità dell’aria varia in funzione della pressione e della temperatura secondo la legge dei gas perfetti. Poiché la pressione e la temperatura variano con l’altitudine del sito d’installazione, la loro combinazione influenza la densità dell’aria che può essere ricavata dalla relazione semplificata (valida fino ad una quota di 6000m):

$$\rho = \rho_0 - 1.194 \cdot 10^{-4} \cdot H$$

dove:

ρ_0 è la densità standard a livello del mare

H è l’altezza in metri s.l.m. del sito d’installazione.

3.2.2 Coefficiente di spinta C_s

Oltre al coefficiente C_p , si definisce anche il *coefficiente di spinta* C_s come il rapporto tra la forza esercitata sul disco attuatore e la forza disponibile nel vento:

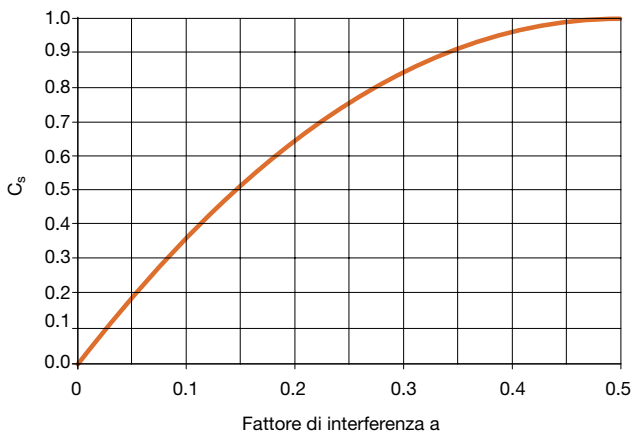
$$C_s = \frac{F}{F_{\text{disp}}} = \frac{P/v}{P_{\text{disp}}/v_1} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot a \cdot (1-a) \cdot v_1^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^2} = 4 \cdot a \cdot (1-a) \quad [3.26]$$

Il massimo valore del coefficiente di spinta si ottiene eguagliando a zero la derivata rispetto ad a , ossia:

$$\frac{dC_s}{da} = 4 \cdot (1-2a) = 0 \Rightarrow a = \frac{1}{2} \quad [3.27]$$

Quindi, come si può notare anche dal grafico di figura 3.8, la spinta massima sul disco attuatore si avrebbe qualora si annullasse la velocità d'uscita.

Figura 3.8 - Coefficiente di spinta C_s

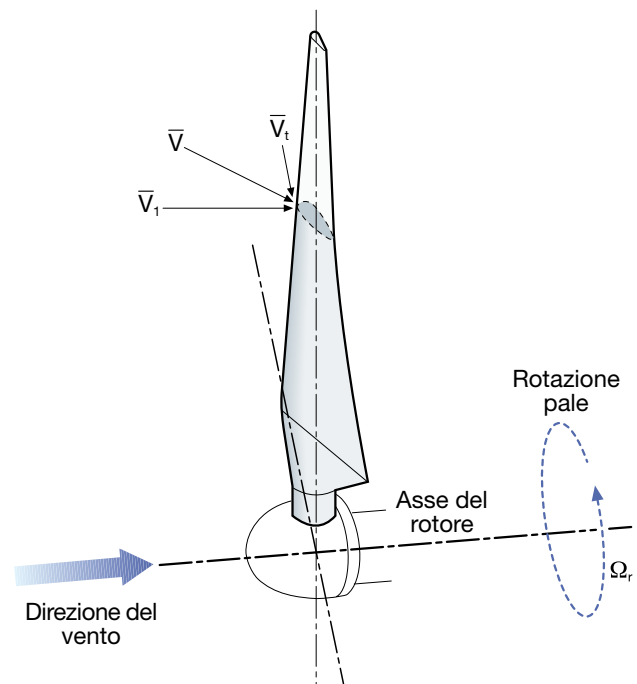


3.3 Analisi aerodinamica della pala

La pala è essenzialmente un'ala su cui agiscono due flussi d'aria dipendenti da (figura 3.9):

1. Vento che entra nel tubo di flusso con velocità \vec{v}_1 parallela all'asse della turbina;
2. Rotazione della pala stessa che crea una componente di velocità di trascinamento \vec{v}_t perpendicolare alla velocità precedente.

Figura 3.9



Assumendo la componente 1 uguale nella sezione del tubo di flusso, ad una distanza r dal mozzo la componente 2 vale:

$$\vec{v}_t = -\vec{\Omega} \cdot r \quad [3.28]$$

Dove $\vec{\Omega}$ è la velocità angolare di rotazione del rotore [rad/s]. Pertanto la velocità complessiva del flusso d'aria che lambisce la pala (nel sistema di riferimento solidale con la pala stessa) è data dalla somma vettoriale delle due componenti ossia:

$$\vec{v} = \vec{v}_1 + \vec{v}_t \quad [3.29]$$

Il cui modulo vale:

$$v = \sqrt{v_1^2 + v_t^2} = \sqrt{v_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} \quad [3.30]$$

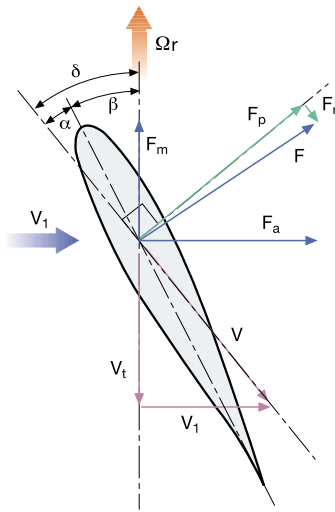
Come si può notare la velocità del flusso d'aria incidente sulla pala aumenta all'aumentare della velocità di rotazione della stessa.

3.3.1 Forze di portanza e di resistenza

L'effetto del flusso d'aria risultante (v) sul profilo alare della pala è la creazione di due forze aerodinamiche definite come (figura 3.10):

- *forza di portanza*⁷ F_p perpendicolare alla direzione del flusso d'aria risultante
- *forza di resistenza*⁸ F_r parallela alla direzione del flusso d'aria risultante

Figura 3.10



dove:

α *angolo di attacco o incidenza*, che è lo scostamento angolare tra la direzione del flusso d'aria risultante e la corda massima della sezione della pala;

β *angolo di Pitch*, che è lo scostamento angolare tra il piano di rotazione dell'asse della pala e la corda massima della sezione della stessa;

$\delta = \alpha + \beta$ *angolo di costruzione*.

Come in ogni altro profilo alare, anche nelle pale eoliche minore è la forza di resistenza rispetto alla forza di portanza, maggiore è l'efficienza E dell'ala $\left(E = \frac{C_a}{C_b}\right)$.

La portanza e la resistenza si esprimono rispettivamente mediante le formule:

$$F_p = \frac{1}{2} \cdot C_a \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad [3.31]$$

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad [3.32]$$

dove:

v è la velocità apparente del vento incidente sul profilo alare della pala;

ρ è la densità dell'aria;

A è la superficie della pala;

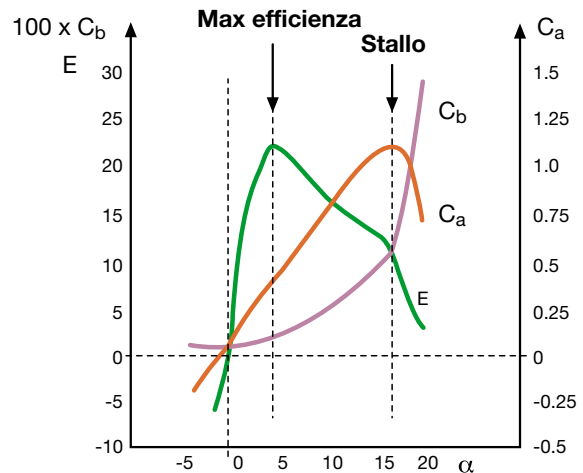
C_a è il coefficiente di portanza;

C_b è il coefficiente di resistenza.

In figura 3.11 sono rappresentati gli andamenti dei due coefficienti C_a e C_b in funzione dell'angolo di attacco. Nella condizione di stallo l'efficienza E del profilo alare si riduce sensibilmente ed il comportamento aerodinamico diventa instabile con la formazione di una scia turbolenta.

Come si può notare dalla figura 3.11 il coefficiente di portanza C_a è circa proporzionale all'angolo di attacco per valori dello stesso minori di 15° ed, a differenza del coefficiente di resistenza C_b , il coefficiente di portanza può divenire negativo con la conseguenza che la forza di portanza può cambiare verso (deportanza).

Figura 3.11



Scomponendo le forze di portanza e resistenza rispettivamente lungo la direzione perpendicolare e parallela all'asse della turbina si ottengono (figura 3.10):

- la componente di *forza motrice* F_m utile ai fini della generazione di coppia all'albero principale⁹ $F_m = F_p \cdot \sin\delta - F_r \cdot \cos\delta$;
- la componente di *forza assiale* F_a , che non genera coppia utile ma sollecita il sostegno del rotore $F_a = F_p \cdot \cos\delta + F_r \cdot \sin\delta$.

⁷ In un aereo è la forza che lo fa sollevare.

⁸ In un aereo è la forza che si oppone al movimento in direzione contraria al flusso d'aria.

⁹ Moltiplicando la forza F_m per la distanza equivalente dal mozzo e per il numero di pale si ottiene la coppia trasmessa all'albero

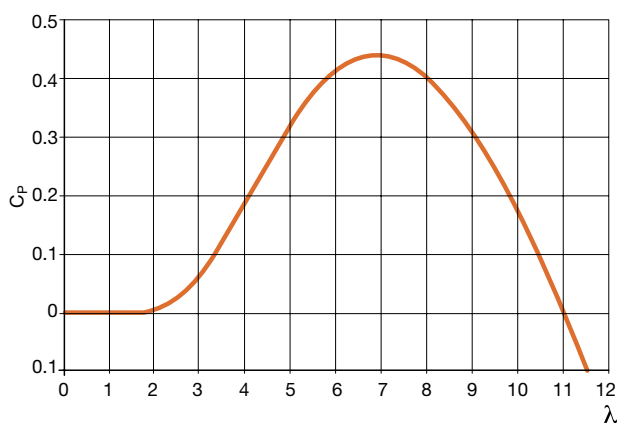
3.3.2 Tip Speed Ratio (TSR)

Le caratteristiche aerodinamiche di una pala sono solitamente assegnate mediante il legame TSR- C_p (figura 3.12). Il TSR (*Tip Speed Ratio*), identificato con il parametro λ , è definito come il rapporto tra la velocità tangenziale all'estremità delle pale e la velocità del vento in ingresso al tubo di flusso:

$$\lambda = \frac{v_t}{v_1} = \frac{\Omega \cdot R}{v_1} \quad [3.33]$$

dove R è il raggio del rotore.

Figura 3.12 - Legame $\lambda - C_p$ ($\beta = 1^\circ$)

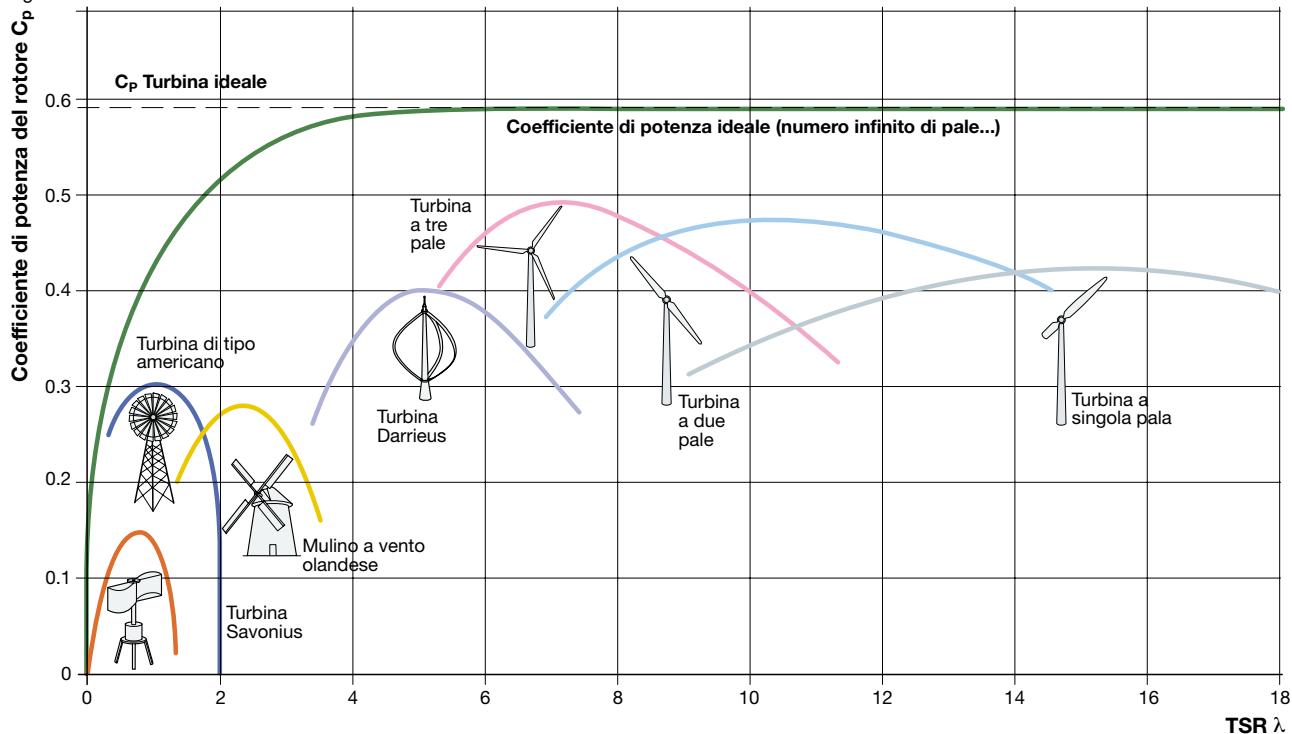


Per una data pala, il legame $\lambda - C_p$ dipende dall'angolo di Pitch. Mantenendo costante l'angolo di Pitch, si possono fare le seguenti considerazioni:

- esiste un unico valore di TSR per cui l'efficienza di conversione è massima (C_{pmax}) dipendentemente dal tipo di pala;
- al variare della velocità del vento v_1 occorre variare volutamente la velocità di rotazione delle pale (come descritto nei capitoli seguenti) se si vuole mantenere il TSR costante e pari al valore per cui si ha C_{pmax} ;
- per valori bassi di TSR si ha una riduzione della portanza ed un aumento della resistenza fino al raggiungimento dello stallo;
- per valori alti di TSR si ha una riduzione sia della portanza che della resistenza in una condizione detta "di fuga"¹⁰;
- il TSR ottimale dipende dal numero di pale n e minore è il numero di pale, più velocemente devono ruotare le pale stesse per estrarre la massima potenza dal vento (TSR aumenta);
- la forma della curva del legame TSR- C_p dipende dal tipo di turbina (figura 3.13).

¹⁰ In altri termini, per valori elevati di TSR, le pale ruotano così velocemente che di fatto costituiscono una parete rispetto al vento incidente, che quindi la scavalca anziché attraversarla con il conseguente annullamento della potenza estratta.

Figura 3.13



Vengono definite “*turbine veloci*”, le turbine con un elevato valore ottimale di TSR, mentre “*turbine lente*”, le turbine con un TSR ottimale basso. Nella tabella 3.1, con una velocità del vento di 7m/s, sono riportati i valori di velocità tangenziale periferica e angolare (calcolati con la [3.33]) per diversi tipi di turbine, valori determinati mediante i relativi TSR ottimali riportati in figura 3.13. Come si può notare dai valori in tabella 3.1, le turbine ad asse orizzontale sono turbine veloci, poiché hanno un’elevata velocità tangenziale periferica, pur avendo una velocità angolare ridotta dato il raggio del rotore tipicamente molto maggiore di quello delle turbine ad asse verticale.

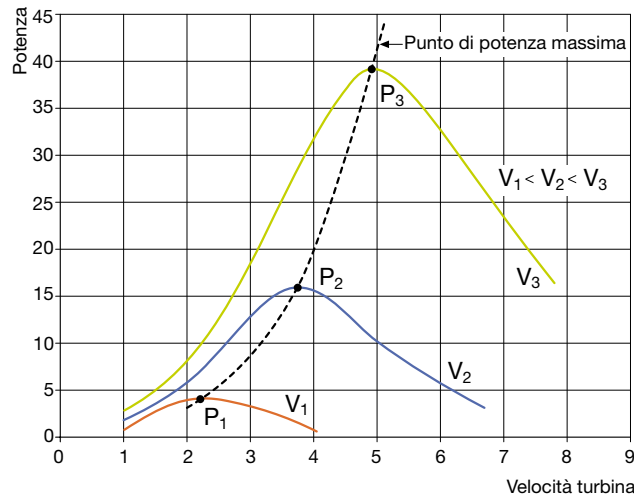
Tabella 3.1

Tipo di turbina	TSR ottimale λ	Velocità tangenziale V_t [m/s]	Raggio rotore R [m]	Velocità angolare Ω [giri/min]
VAWT Savonius	1	7	1	67
VAWT Darrieus	5	35	1.5	223
HAWT bipala	10	70	28	24
HAWT tripla	7	49	45	10

Al fine di massimizzare l’energia annua prodotta il coefficiente di potenza C_p dovrebbe essere mantenuto al suo valore massimo durante il funzionamento dell’aerogeneratore per più tempo possibile, anche al variare della velocità del vento.

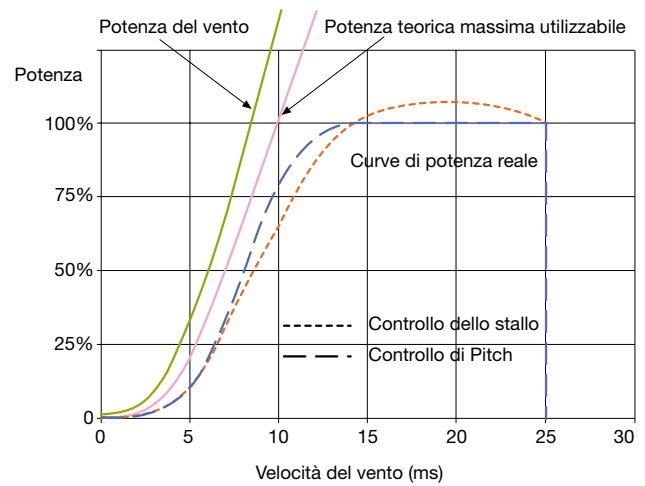
Pertanto la velocità di rotazione del rotore dovrebbe variare per mantenere il TSR al valore che massimizza il C_p . In figura 3.14 sono indicate le curve di potenza prodotta in funzione della velocità del rotore ed aventi come parametro la velocità del vento: per massimizzare la produzione energetica la turbina dovrebbe ruotare ad una velocità a cui corrisponde il valore massimo di potenza per ogni velocità del vento nel sito d’installazione.

Figura 3.14



In figura 3.15 sono messe a confronto, in funzione della velocità del vento, la curva della potenza disponibile della vena fluida, la curva ideale del limite teorico di Betz della potenza massima estraibile e le curve reali della potenza generata in una turbina a controllo passivo dello stallo ad a regolazione dell’angolo di Pitch. Come si può notare, mediante il controllo di tale angolo, una volta raggiunta la potenza nominale del generatore elettrico, è possibile mantenerla molto prossima a tale valore fino alla velocità di cut-off.

Figura 3.15



4 Produttività energetica

4.1 Distribuzione di Weibull

Per stimare la produttività energetica di una turbina eolica non è sufficiente conoscere la velocità media del vento in un determinato sito.

Altrettanto importante è avere a disposizione dei dati che riportino, per un determinato periodo (es. 1 anno), l'istogramma della durata percentuale delle diverse velocità del vento, che sono generalmente il valore medio misurato nei 10min attraverso anemometri installati su torri anemometriche. In particolare nell'istogramma di figura 4.1, è riportata in percentuale la durata per cui la velocità effettiva è superiore a quella indicata.

Figura 4.1 - Iistogramma della durata percentuale delle velocità del vento

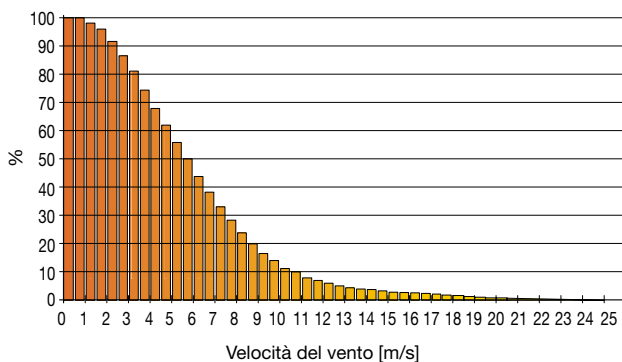


Figura 4.2
Anemometro



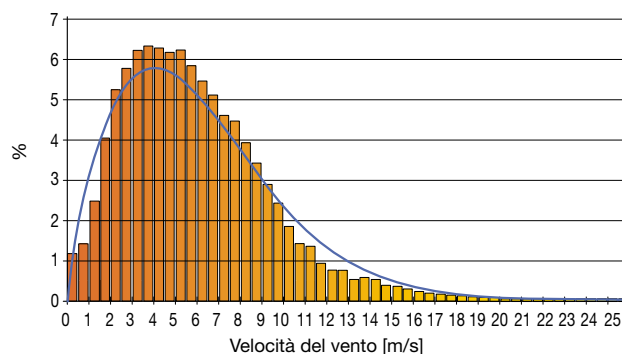
Anemometro posto sulla torre anemometrica



Dall'istogramma di figura 4.1 si può ottenere l'istogramma della frequenza statistica della velocità del vento.

La distribuzione temporale della velocità del vento per un sito viene solitamente descritta utilizzando la funzione di distribuzione statistica di Weibull¹ in quanto è quella che meglio approssima la frequenza di distribuzione delle velocità medie del vento dell'istogramma precedente (figura 4.3).

Figura 4.3 - Iistogramma della frequenza delle velocità del vento

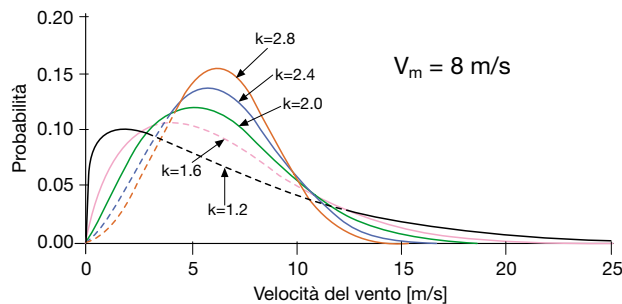


La distribuzione di Weibull, che descrive pertanto anemologicamente un sito, può essere completamente identificata dalla conoscenza di due soli parametri:

- il *fattore di scala A*;
- il *fattore di forma k*.

Il fattore di scala (A) espresso in m/s è legato in modo univoco alla velocità media. Il fattore di forma (k), adimensionale, modifica la simmetria della distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2-3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane² (figura 4.4).

Figura 4.4 - Curve di Weibull con diversi valori di k



¹ Dal nome del matematico svedese Waloddi Weibull che la descrisse nel 1951. Per un dato valore di velocità scalare v, la funzione densità di probabilità è data da:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

² Per $k=1$ si ha la distribuzione esponenziale, mentre per $k=2$ si ha la distribuzione di Rayleigh che può essere utilizzata per valutazioni di massima quando si dispone della sola velocità media

Il fattore di forma rappresenta fisicamente la “dispersione” dei valori di velocità intorno alla velocità media; in particolare, tanto più grande è il valore di k, tanto minore risulta la dispersione attorno al valor medio.

Il fattore k assume valori diversi al variare della morfologia del territorio e dipende dal regime di venti che sussiste in una data regione.

Tipici valori di k per diverse situazioni geografiche sono rappresentati nella tabella 4.1³.

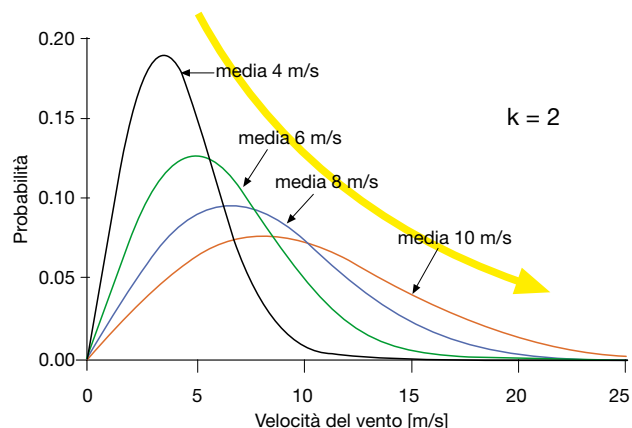
Tabella 4.1

Fattore di forma k	Morfologia del terreno	Tipologia del vento
1.2-1.7	Siti montani	Molto variabile
1.8-2.5	Grandi pianure – Colline	Variabile
2.5-3.0	Aperte campagne	Abbastanza regolare
3.1-3.5	Zone costiere	Regolare
3.5-4.0	Isole	Molto regolare

Il vantaggio di disporre dei fattori di scala e di forma è quello di poter procedere a valutazioni successive di produttività slegate dai dati grezzi, ma nel contempo caratterizzate da elevata affidabilità. I due parametri A e k racchiudono infatti efficacemente le proprietà statistiche dell'intera serie temporale.

Quindi, poiché A è legato alla velocità media, per stimare la produttività di una turbina eolica occorre conoscere la velocità media del vento riferita all'altezza del mozzo del rotore dal suolo nel sito d'installazione ed il fattore di forma come illustrato in figura 4.5.

Figura 4.5 - Curve di Weibull con diversi valori di velocità media del vento



Il motivo per cui non è sufficiente utilizzare la velocità media del vento per calcolare la produttività energetica

³ Media italiana k=1.4-1.5.

di una turbina eolica si evince dal semplice esempio seguente:

- **caso 1**
10 giorni di vento continuo alla velocità di 5m/s (velocità media 5m/s)
- **caso 2**
10 giorni di cui 5 giorni di vento continuo alla velocità di 10m/s e 5 giorni senza vento (velocità media 5m/s)

Supponendo di voler installare una turbina eolica tripala con diametro del rotore di 90m e con un coefficiente $C_p=0.43$ (densità dell'aria $\rho = 1.225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$)

- **caso 1**

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 1.225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 5^3 = 209\text{kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 209 \cdot 24 \cdot 10 = 50\text{MWh}$$

- **caso 2**

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 1.225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 10^3 = 1700\text{kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 1700 \cdot 24 \cdot 5 = 201\text{MWh}$$

Come si può notare dall'esempio, pur con la stessa velocità media di 5 m/s, la stessa turbina produce 4 volte più energia elettrica in 5 giorni nel caso 2 che in 10 giorni nel caso 1.

4.2 Influenza dell'altezza dal suolo

Nel paragrafo precedente è stata presa in considerazione la frequenza di velocità del vento per una data quota rispetto al suolo, tipicamente quella rilevata dalle torri anemometriche.

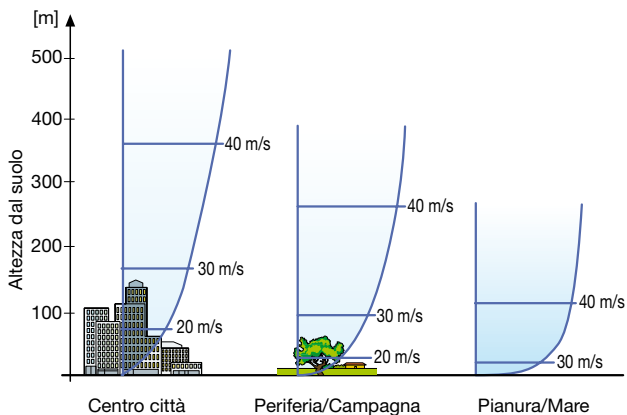
Tuttavia, poiché spesso l'altezza effettiva del mozzo delle turbine che verranno installate differisce da quella a cui operano gli anemometri, è importante la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare dell'altezza dal terreno.

L'attrito tra aria e terreno rallenta infatti il vento in prossimità del suolo, determinando un profilo di velocità in funzione dell'altezza denominato anche strato limite. L'andamento della velocità con la quota risente in modo significativo della natura del terreno (scabrezza) e degli ostacoli eventualmente presenti (edifici, alberi, rocce, ecc.) come illustrato in figura 4.6.

Si può notare come alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori si ha una notevole variazione di velocità in funzione del sito d'installazione (in figura si ipotizza una velocità nulla a livello del terreno).

A grande distanza dal suolo (1500-2000m) l'effetto dello stesso diventa pressoché trascurabile e la velocità del vento è funzione quindi delle sole condizioni meteorologiche.

Figura 4.6 - Profilo verticale del vento



Per determinare il profilo di velocità del vento in funzione della quota si può utilizzare la relazione [4.1], la quale consente di ricavare la velocità v_i alla quota i -esima, note che siano la velocità v_0 alla quota z_0 (da rilievi anemometrici) e la rugosità del terreno α :

$$v_i = v_0 \cdot \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^\alpha \quad [4.1]$$

Durante un'analisi preliminare, si può assumere come valore indicativo del coefficiente α quello indicato nella tabella 4.2.

Tabella 4.2

Coefficiente α	Descrizione
0.09	Mare calmo
0.12	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
0.16	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli di media altezza (6-8)m
0.20	Aree agricole con presenza di numerosi ostacoli di media altezza (6-8)m
0.30	Zone urbane, boschi

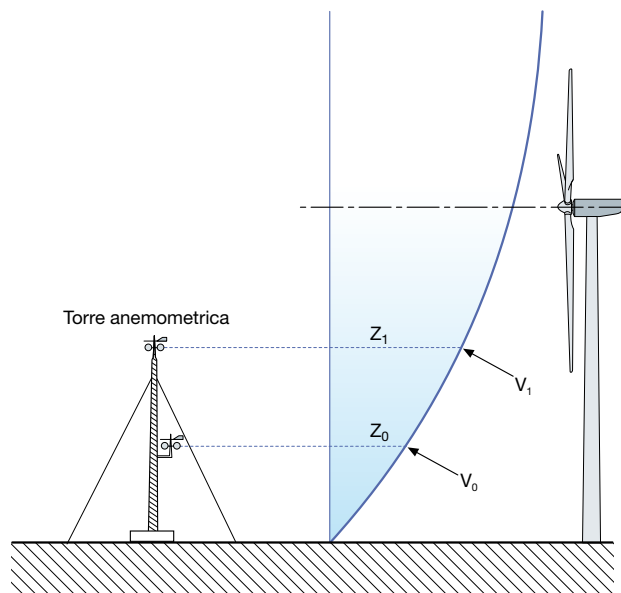
Qualora si disponga di rilievi anemometrici v_1 e v_0 per due diverse quote z_1 e z_0 (figura 4.6), si può ricavare il coefficiente α per il sito d'installazione in questione invertendo la relazione [4.1] e ottenendo un rapporto tra due logaritmi in base 10⁴:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_1}{v_0}\right)}{\log\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad [4.2]$$

Una volta determinato il particolare valore di α si può ricavare la velocità all'altezza del mozzo desiderata (figura 4.7) sempre utilizzando la relazione [4.1] e prendendo come riferimento una delle due coppie sperimentali (v_1, z_1) o (v_0, z_0).

Si può così costruire il nuovo istogramma di figura 4.3 in cui in ascissa ci sono le diverse velocità del vento effettive all'altezza del mozzo delle turbine che verranno installate.

Figura 4.7 - Velocità al mozzo



⁴ Si sfrutta la proprietà dei logaritmi che attraverso apposita formula consente il cambio di base:

$$\alpha = \log_{\frac{z_1}{z_0}}\left(\frac{v_1}{v_0}\right) = \log_{\frac{z_1}{z_0}}\left(\frac{v_1}{v_0}\right) = \frac{\log \frac{v_1}{v_0}}{\log \frac{z_1}{z_0}}$$

4.3 Stima della producibilità energetica

Poiché la progettazione di un impianto eolico mira a massimizzare la produzione annua di energia elettrica [kWh], questa può essere teoricamente esprimibile e stimata utilizzando la distribuzione di Weibull per la velocità del vento nel sito d'installazione e la curva della potenza elettrica prodotta dalla turbina eolica in funzione della velocità istantanea del vento.

La producibilità annua può essere quindi espressa con la relazione seguente:

$$E = 8760 \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad [4.3]$$

dove:

- 8760 è il numero di ore in un anno;
- $P(v)$ è la potenza [kW] prodotta dalla turbina eolica alla velocità del vento v [m/s] dedotta dalla curva di potenza fornita dal costruttore⁵;
- $f(v)$ è la funzione di distribuzione statistica di Weibull di frequenza delle velocità del vento nel sito d'installazione [s/m].

La producibilità energetica complessiva di una centrale eolica è ottenuta sommando la producibilità delle singole turbine installate e moltiplicando il risultato per opportuni coefficienti correttivi al fine di tener in considerazione le possibili interferenze aerodinamiche tra le turbine⁶ e le perdite nel collegamento tra le varie unità e tra l'impianto e la rete elettrica.

Spesso la producibilità annua di una turbina viene espressa in "ore anno equivalenti" h_{eq} secondo la relazione:

$$h_{eq} = \frac{E}{P_n} \quad [4.4]$$

Teoricamente e idealmente è come se la turbina, per produrre l'energia stimata nell'arco dell'anno, funzionasse per un numero di ore fittizie h_{eq} alla potenza nominale e fosse ferma nelle restanti $(8760 - h_{eq})$ ore.

Per confrontare due turbine in termini di producibilità energetica, non è sufficiente confrontare le ore anno equivalenti, poiché potrebbe verificarsi che una turbina di potenza nominale superiore ad un'altra abbia un numero inferiore di ore anno equivalenti.

Per il confronto occorre quindi far riferimento al criterio di *similitudine*, secondo il quale due turbine, seppur con potenza nominale differente, sono "simili", se hanno valori prossimi di "Specific rated output" (rapporto tra la potenza nominale P_n e l'area del rotore). In particolare due turbine simili hanno la stessa producibilità energetica in termini di ore anno equivalenti.

⁵ Tale curva deve essere eventualmente corretta per tener conto della variazione di densità dell'aria dovuta all'altitudine ed alla temperatura del sito d'installazione.

⁶ Gli aerogeneratori sono disposti secondo un'opportuna configurazione, lasciando fra le varie unità una distanza sufficiente ad evitare un'eccessiva interferenza aerodinamica (tipicamente 3-7 volte il diametro del rotore).

5 Sistemi di regolazione

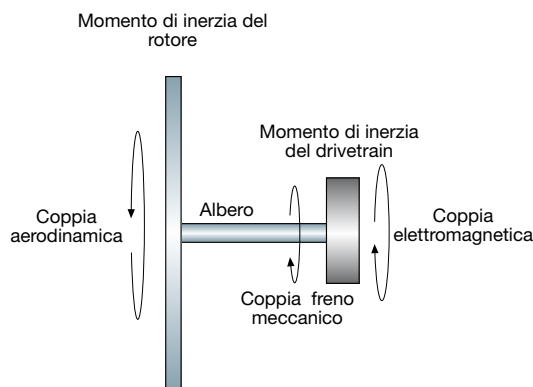
5.1 Modello meccanico della turbina

Una tipica turbina eolica può essere schematizzata in modo semplificato attraverso un modello meccanico comprendente una massa rotante ad elevato momento d'inerzia che rappresenta il rotore ed una massa rotante che rappresenta il generatore, collegate dall'albero di rotazione (figura 5.1).

A questo modello meccanico sono applicate la coppia aerodinamica agente sul rotore, la coppia elettromagnetica agente sul generatore e l'eventuale coppia applicata all'albero dai freni meccanici.

Al di sotto della velocità nominale del vento, i sistemi di controllo e di regolazione agiscono per massimizzare la coppia aerodinamica (e quindi la potenza estratta), mentre al di sopra della velocità nominale i sistemi di controllo modulano tale coppia per mantenere la velocità di rotazione entro limiti accettabili.

Figura 5.1



Nelle turbine progettate per funzionare con velocità di rotazione fissa, la coppia del generatore varia in funzione della coppia aerodinamica e l'unico metodo per controllare la coppia del generatore (e quindi la potenza in uscita) è agire regolando la coppia aerodinamica stessa.

Nelle turbine a velocità di rotazione variabile invece la coppia del generatore può essere variata indipendentemente dalla coppia aerodinamica, pertanto la velocità di rotazione del rotore può essere controllata sia agendo sulla coppia aerodinamica che sulla coppia del generatore con la risultante accelerazione o decelerazione del rotore.

La variazione della coppia del generatore è effettuata mediante l'interposizione di un convertitore elettronico di potenza (vedi cap.6) che regola fase e frequenza della corrente circolante negli avvolgimenti del generatore.

5.2 Controllo della coppia aerodinamica

La coppia aerodinamica può essere regolata agendo sulla geometria del rotore, il che modifica i valori di portanza e di resistenza e di conseguenza della coppia motrice aerodinamica.

La variazione di geometria del rotore può essere effettuata regolando l'angolo di Pitch lungo tutta l'estensione della pala o cambiando la geometria di solo una porzione di pala.

Come verrà meglio specificato nel seguito, la regolazione dell'angolo di Pitch può essere attuata sia per diminuire che per aumentare l'angolo di attacco verso lo stallo.

Il controllo dell'angolo di Pitch può essere effettuato in modo individuale, in cui l'angolo di Pitch di ciascuna pala è regolato indipendentemente da tutti gli altri, oppure in modo collettivo in cui tutte le pale sono mosse di un angolo identico, in modo ciclico, in cui l'angolo di Pitch di ogni pala è il medesimo di quelli delle pale allo stesso angolo di Azimut.

La prima metodologia presenta il vantaggio di fornire più sistemi di frenatura aerodinamici indipendenti per il controllo della velocità, ma ha lo svantaggio di richiedere un controllo molto preciso del calettamento su ogni pala al fine di evitare differenze inaccettabili dell'angolo durante il normale funzionamento.

Per cambiare la geometria di una porzione di pala possono essere utilizzati dei flaps lungo la pala stessa che riducono la portanza ed aumentano la resistenza sulla loro superficie.

Possono essere anche impiegati dei flaps all'estremità della pala che aggiungono una coppia di verso contrario a quella motrice del rotore, oppure degli spoilers che "disturbano" il flusso d'aria laminare attorno alla pala variando portanza e resistenza.

Recentemente sono stati studiati anche metodi per variare l'aerodinamica lungo la pala in risposta a variazioni locali del flusso d'aria, attraverso sistemi "smart" quali l'utilizzo di getti d'aria per migliorare "l'attaccamento" del flusso d'aria alla superficie della pala.

5.3 Strategie di controllo

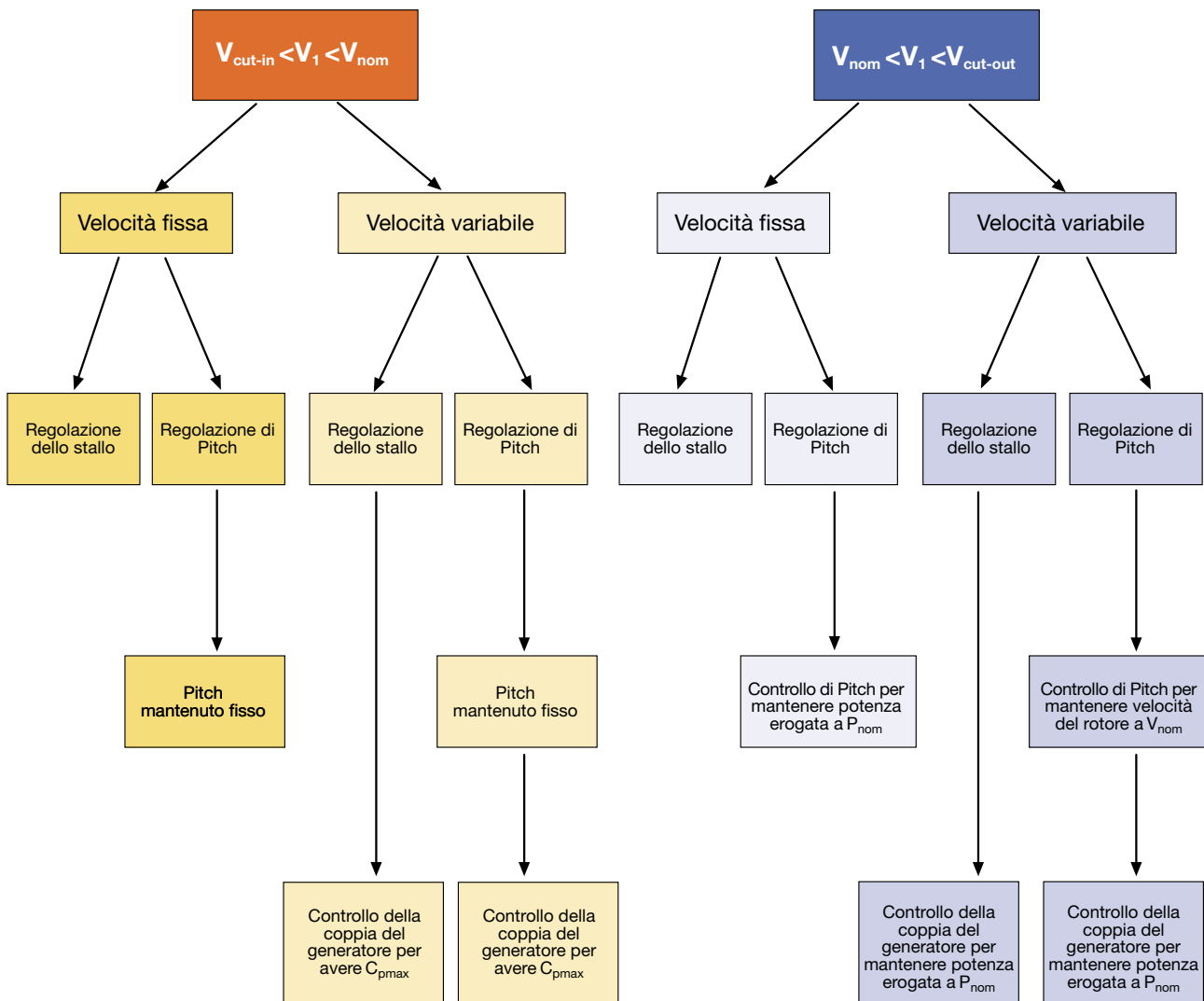
Generalmente gli obiettivi delle strategie di controllo di una turbina eolica sono:

- massimizzare la produzione energetica mantenendo il funzionamento dei diversi componenti della turbina entro i limiti di velocità e di carico;
- prevenire i carichi estremi, inclusi carichi transitori elevati e carichi che possono causare risonanza e minimizzare le sollecitazioni a fatica;
- fornire un'adeguata qualità della potenza immessa in rete;
- garantire il funzionamento sicuro della turbina.

Tali obiettivi sono influenzati dal regime di funzionamento della turbina: difatti per velocità del vento inferiori a quella nominale lo scopo principale è di massimizzare l'energia prodotta operando nel punto di massima efficienza della pala, mentre per velocità superiori l'obiettivo è in particolare la limitazione della potenza prodotta mantenendola prossima al valore nominale.

Una tipica strategia di controllo in funzione della velocità del vento per turbine a velocità di rotazione fissa o variabile ed a regolazione passiva dello stallo o attiva dell'angolo di Pitch è illustrata in figura 5.2.

Figura 5.2



Come verrà meglio descritto nei paragrafi seguenti, le turbine a velocità fissa ed a regolazione passiva dello stallo solitamente non hanno possibilità di controllo attivo, se non utilizzando freni meccanici sull'albero principale oppure connettendo e sconnettendo il generatore alla rete.

Le turbine a velocità fissa ed a regolazione dell'angolo di Pitch utilizzano la variazione attiva di tale angolo per l'avviamento e per il controllo della potenza prodotta al di sopra della velocità del vento nominale.

Le turbine a velocità variabile utilizzano tipicamente il controllo dell'angolo di Pitch, se disponibile, al di sopra della velocità del vento nominale per limitare la velocità di rotazione delle pale, mentre utilizzano il controllo della coppia del generatore su tutto il range di funzionamento dell'aerogeneratore.

Anche la modalità d'avviamento della turbina eolica dipende dai sistemi di controllo disponibili. Le turbine a velocità fissa ed a regolazione passiva dello stallo non possono fare affidamento all'aerodinamica per accelerare il rotore, pertanto l'avviamento è effettuato connettendo il generatore ad induzione alla rete avviandolo come motore fino alla velocità di funzionamento.

Le turbine a velocità fissa ed a regolazione dell'angolo di Pitch variano attivamente l'angolo per avere una coppia aerodinamica che accelera il rotore fino alla velocità di funzionamento nominale e quindi il generatore viene connesso alla rete.

Mentre le turbine a velocità variabile utilizzano le stesse modalità di avviamento di quelle a velocità fissa ma con il generatore connesso alla rete tramite un convertitore di potenza.

5.4 Turbine a velocità di rotazione fissa

Agli inizi degli anni '90 le turbine eoliche installate erano per lo più operanti a velocità fissa. Ciò significa che indipendentemente dal regime di velocità del vento incidente, il rotore ruota praticamente a velocità fissa determinata dalla frequenza della rete, dal rapporto dei moltiplicatori di giri e dal numero di poli del generatore elettrico.

Come si vedrà meglio nel capitolo seguente, le turbine a velocità fissa sono equipaggiate con un motore ad induzione (usualmente a gabbia di scoiattolo) direttamente connesso alla rete, con un soft-starter per ridurre la corrente di avviamento ed un banco di condensatori per la compensazione della potenza reattiva.

Questi tipi di turbine sono progettate per raggiungere la massima efficienza ad una determinata velocità del vento. Tuttavia, allo scopo di incrementare la potenza estratta dalla vena fluida, i generatori ad induzione di alcune turbine a velocità fissa hanno due avvolgimenti statorici, di cui uno con un numero di poli più elevato per operare a bassi regimi ventosi, mentre l'altro con un numero di poli inferiore al primo per raggiungere il regime di funzionamento a medie-alte velocità del vento.

Questi aerogeneratori hanno il vantaggio di essere costruttivamente semplici, robusti, affidabili e con costi dei macchinari elettrici non elevati. Per contro consumano potenza reattiva, hanno elevati stress meccanici e limitati controlli della qualità della potenza immessa in rete. Ogni fluttuazione della velocità del vento determina una fluttuazione della coppia meccanica che si ripercuote in una fluttuazione della potenza immessa in rete, che, nelle reti a basso livello di potenza di cortocircuito, causa una fluttuazione della tensione con effetti negativi per le utenze allacciate in parallelo e può arrecare disagio alle persone dovuto alla possibile generazione del fenomeno di flicker (vedi paragrafo 9.3.4).

5.4.1 Regolazione passiva dello stallo

Prendendo in considerazione una turbina eolica che ruota a velocità costante, al crescere della velocità del vento incidente aumenta l'angolo di attacco delle pale.

Oltre una certa velocità il flusso d'aria inizia a distaccarsi dalla superficie esterna delle pale, creando il cosiddetto fenomeno dello stallo. Tale fenomeno si presenta inizialmente in prossimità del mozzo e progredisce verso l'estremità della pala all'aumentare della velocità del vento, fornendo un meccanismo automatico passivo di regolazione della potenza.

Questo tipo di regolazione era ampiamente utilizzata nelle prime turbine eoliche commercializzate dotate di generatori asincroni generalmente con tre pale ad angolo di Pitch fisso, mozzo rigido e progettate per avere il TSR ottimale a basse velocità del vento.

In questi tipi di turbine, quando i freni meccanici vengono rilasciati, il rotore si porta in rotazione alla velocità di funzionamento e poi il generatore asincrono è connesso alla rete, oppure il rotore viene avviato tramite il generatore stesso (funzionante come motore asincrono) fino alla velocità di funzionamento.

Tuttavia il metodo dello stallo passivo presentava problemi quali vibrazioni, instabilità, difficoltà nella previsione sia dell'entrata in stallo, sia del ritorno al flusso laminare.

5.4.2 Regolazione passiva dello stallo a due velocità

Alcune turbine erano dotate di generatori asincroni a due velocità con i quali era possibile regolare parzialmente l'entrata in stallo, mitigando l'effetto della variazione di velocità del vento.

Questo sistema di regolazione è comunque incluso nei sistemi a velocità fissa, poiché non è un vero sistema a velocità variabile anche se la turbina funziona come macchina fissa a due velocità prestabilite.

I guadagni di energia sono solamente del 2-3%, ma il funzionamento a due velocità è talvolta ritenuto utile da considerazioni legate al rumore complessivo prodotto dalla turbina eolica¹.

La regolazione a due velocità presenta alcuni svantaggi:

- costo supplementare del generatore;
- quadro comandi supplementare con servizio di manutenzione suppletivo;
- controllo della velocità della turbina richiesto ad ogni singola velocità;
- perdita di energia mentre il generatore è disconnesso durante il cambio di velocità.

5.4.3 Regolazione dell'angolo di Pitch

Quando la velocità del vento diventa eccessiva, il rotore viene fermato aumentando l'angolo di Pitch fino alla "messa in bandiera" (il carico aerodinamico sulle pale viene in tal modo ridotto al minimo).

Al crescere della velocità del vento, si può ridurre l'angolo di Pitch anziché aumentarlo allo scopo di causare intenzionalmente lo stallo. Con questo metodo l'ampiezza di rotazione delle pale necessaria per regolare la potenza è inferiore a quella per metterle in bandiera (sono richieste minime variazioni di $0 \div -4^\circ$), cosicché teoricamente la regolazione impiega minor tempo ma il controllo della potenza diventa poi arduo con la pala in stallo.

Alle alte velocità del vento il valor medio della potenza estratta è mantenuto prossimo al valore della potenza nominale del generatore. Mentre al di sotto della potenza nominale l'angolo di Pitch è generalmente mantenuto fisso per limitare l'usura del meccanismo di regolazione: ciò riduce l'efficienza della turbina ma migliora l'affidabilità complessiva del sistema.

¹ Il rumore aerodinamico generato da un aerogeneratore è approssimativamente proporzionale alla quinta potenza della velocità periferica delle pale.

5.5 Turbine a velocità di rotazione variabile

Negli ultimi anni le turbine a velocità variabile sono diventate i principali tipi di turbine installate.

Tali turbine sono progettate per raggiungere la massima efficienza aerodinamica su un ampio intervallo di velocità del vento. Difatti, con il funzionamento a velocità variabile è possibile adattare continuamente (accelerando o decelerando) la velocità di rotazione delle pale alla velocità del vento, mantenendo così costante il TSR al valore ottimale.

Contrariamente ai sistemi a velocità fissa, i sistemi a velocità variabile mantengono costante la coppia elettromagnetica e le fluttuazioni di velocità del vento vengono assorbite dalla variazione di velocità del rotore. Il sistema elettrico è più complesso rispetto ai sistemi a velocità fissa e tipicamente sono presenti generatori sincroni o asincroni connessi alla rete tramite un convertitore di potenza che controlla la velocità del rotore.

I sistemi a velocità variabile presentano un certo numero di vantaggi:

- incremento della potenza estratta dal vento in termini di maggior efficienza;
- la ridotta velocità del rotore alle basse velocità del vento comporta una riduzione del rumore aerodinamico generato; ciò è significativo con venti bassi in quanto il rumore ambientale non è in grado di mascherare il rumore della turbina;
- miglioramento della qualità della potenza immessa in rete per smorzamento delle fluttuazioni della coppia motrice;
- riduzione degli stress meccanici sulla turbina.

Tuttavia tali sistemi hanno lo svantaggio di avere maggiori perdite di potenza per la presenza del convertitore e maggiori costi dei macchinari elettrici compreso il convertitore stesso.

5.5.1 Regolazione passiva dello stallo

Le turbine a velocità variabile con regolazione passiva dello stallo sono state oggetto di ricerca in Europa e negli Stati Uniti, ma non hanno avuto uno sviluppo commerciale ed una diffusione. Sono turbine controllate mediante l'elettronica di potenza che regola la coppia elettromagnetica del generatore.

Utilizzando la coppia del generatore per regolare la velocità del rotore, la turbina può funzionare nel punto con TSR ottimale entro i limiti costruttivi di funzionamento del generatore e rotore.

Quando la massima velocità di dimensionamento del ro-

tore viene raggiunta, la turbina opera a velocità costante con la regolazione passiva dello stallo. Se la velocità del vento aumenta ulteriormente e la potenza estratta supera la potenza nominale del generatore, la turbina opera a potenza costante regolando la velocità del rotore per limitare la potenza estratta dal vento aumentando quindi lo stallo e diminuendo di conseguenza l'efficienza.

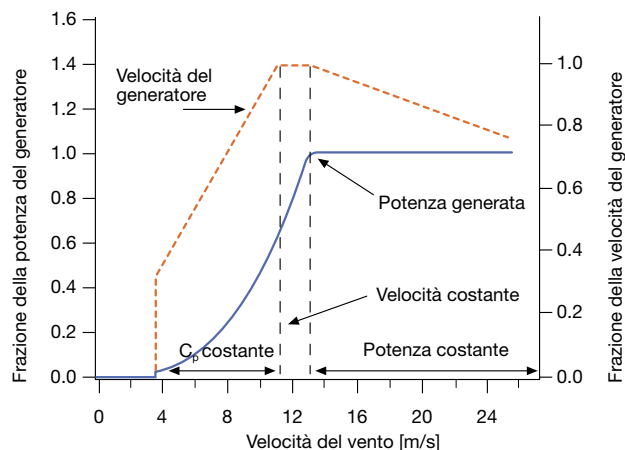
5.5.2 Regolazione dell'angolo di Pitch

Questi sistemi hanno due possibilità di controllare il funzionamento della turbina: attraverso il controllo della coppia del generatore e mediante la variazione dell'angolo di Pitch.

Per velocità del vento moderate, queste turbine funzionano usualmente a Pitch costante con velocità variabile del rotore, attraverso il controllo della coppia, per mantenere il TSR al valore ottimale. All'aumentare della velocità del vento, il rotore raggiunge generalmente la sua velocità nominale prima che sia raggiunta la potenza nominale, pertanto la velocità di rotazione deve essere mantenuta costante con la conseguente fluttuazione della potenza d'uscita.

Quando viene raggiunta la potenza nominale², l'azione combinata sulla coppia del generatore e sull'angolo di Pitch viene utilizzata per controllare sia la potenza in uscita mantenendola al valore nominale P_n , sia per controllare la velocità del rotore e mantenerla entro limiti accettabile nell'intorno della velocità nominale³ (figura 5.3).

Figura 5.3



² Per una turbina di un determinato diametro e per determinati valori di potenza disponibile del vento e del coefficiente C_p , si possono avere più valori della potenza nominale P_n in funzione dell'onerosità del dimensionamento. Ad esempio, per una turbina attualmente in commercio con un diametro del rotore di 90m, si possono avere potenze nominali sia di 2 che di 3 MW.

³ A basse velocità del vento col funzionamento a TSR costante, la velocità di variazione $\left(\frac{dP}{d\Omega}\right)$ della potenza in uscita P in funzione della velocità del rotore Ω è relativamente piccola. A velocità del vento moderate con funzionamento a velocità costante, $\frac{dP}{d\Omega}$ può essere piuttosto elevata, mentre per velocità del vento elevate, poiché viene mantenuta costante la potenza in uscita, $\frac{dP}{d\Omega}$ è prossima a zero.

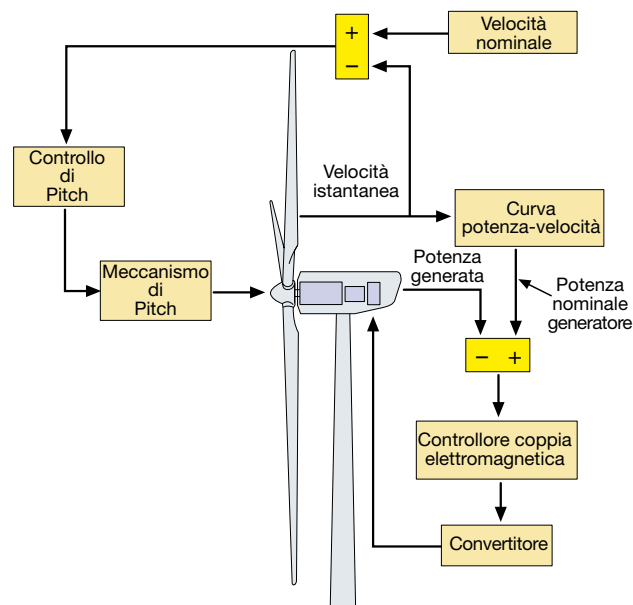
Inoltre durante le raffiche di vento, la potenza generata è mantenuta costante mentre la velocità del rotore aumenta.

L'aumento transitorio di energia del vento viene accumulato come incremento dell'energia cinetica del rotore. Al contrario se la velocità del vento crolla improvvisamente, la riduzione della coppia aerodinamica fa decelerare il rotore e la potenza generata viene mantenuta comunque costante attraverso l'energia cinetica accumulate nel rotore.

Se la velocità del vento si mantiene elevata, l'angolo di Pitch viene variato per ridurre l'efficienza aerodinamica (e con essa la coppia aerodinamica) con il risultato di ridurre la velocità del rotore. In tal modo la potenza in uscita può essere controllata in modo più accurato ed il meccanismo di controllo dell'angolo di Pitch può essere a risposta più lenta e smorzata di quello utilizzato nei sistemi a velocità fissa.

In figura 5.4 è rappresentato lo schema logico di controllo di questi tipi di turbine. Si può notare come la velocità istantanea del rotore viene confrontata sia con la velocità nominale, sia con la curva velocità-potenza del generatore al C_{pmax} . Se la velocità istantanea è maggiore di quella nominale viene attuato il controllo di Pitch per ridurre la velocità e mantenerla il più possibile prossima alla velocità nominale. Dal confronto con la curva si ottiene la potenza desiderata, la quale, limitata superiormente dalla potenza nominale del generatore, viene confrontata con la potenza attuale erogata. Si agisce quindi sul convertitore per controllare la coppia di generatore al fine di raggiungere la potenza desiderata o di limitarla alla potenza nominale.

Figura 5.4



Nella tabella 5.1 sono messe a confronto le principali caratteristiche dei sistemi di controllo dell'angolo di Pitch e dello stallo.

5.5.3 Turbine a velocità limitatamente variabile

Un approccio per sfruttare, seppur in modo limitato, i vantaggi dei sistemi a velocità variabile senza tutti i relativi costi è l'utilizzo dei generatori ad induzione a scorrimento variabile (vedi cap. 6) attraverso la variazione della resistenza di rotore tramite resistore variabile esterno.

A carico parziale, il generatore opera come un normale generatore asincrono, ma quando viene raggiunto il pieno carico, viene variata la resistenza per aumentare lo scorrimento e consentire al rotore di assorbire l'energia delle raffiche. Il meccanismo di Pitch è utilizzato per modulare le fluttuazioni di potenza.

Nella tabella 5.2 vengono riassunti i principali vantaggi dei sistemi di regolazione a velocità fissa e variabile.

Tabella 5.1

Caratteristiche	Angolo di Pitch	Stallo
Lavoro prodotto	Maggiore	Minore
Controllo a velocità costante	Difficoltoso alle elevate velocità del vento	Generalmente soddisfacente
Controllo a velocità variabile	Migliore qualità della potenza e minori sollecitazioni	Allo studio
Sicurezza	Dispositivo sicuro	Richiede freni automatici
Sollecitazioni	Ridotte	Elevate
Costo degli attuatori	Elevato	Nullo
Costo delle pale	Ridotto (pale meno robuste)	Elevato (pale più robuste)
Costo dei freni ausiliari	Nullo	Elevato

Tabella 5.2

Sistemi a velocità fissa	Sistemi a velocità variabile
Semplici e sistema elettrico meno costoso	Maggiore efficienza
Minore probabilità di risonanza meccanica	Coppia motrice più regolare
Assenza di armoniche immesse in rete	Migliore qualità della potenza fornita
Minore costo d'investimento	Nessun problema di sincronismo

6 Sistemi di generazione

6.1 Aerogeneratori a velocità fissa

In questi tipi di aerogeneratori vengono impiegate, per la conversione dell'energia meccanica estratta dal vento in energia elettrica, macchine elettriche ad induzione (note anche come macchine asincrone) usualmente utilizzate come motori in molte applicazioni industriali.

Nelle turbine eoliche invece tali macchine elettriche vengono impiegate come generatori soprattutto per la loro semplicità costruttiva e robustezza, per la relativa economicità e per la semplicità di connessione e disconnessione dalle rete (figura 6.1).

Lo statore di una macchina ad induzione è costituito da avvolgimenti di rame per ciascuna fase analogamente allo statore delle macchine sincrone. Il rotore invece nei motori-generatori a rotore in cortocircuito (o a gabbia di scoiattolo) non ha avvolgimenti, ma è costituito da una serie di barre in rame alloggiato nelle cave di nucleo magnetico laminato.

Alcune macchine ad induzione possono avere gli avvolgimenti anche sul rotore ed in questo caso sono chiamate macchine a rotore avvolto. Sono più costose e meno robuste di quelle del tipo precedente e sono utilizzate negli aerogeneratori a velocità variabile, come verrà meglio illustrato nel seguito.

Le macchine ad induzione richiedono una data quantità di potenza reattiva per il funzionamento.

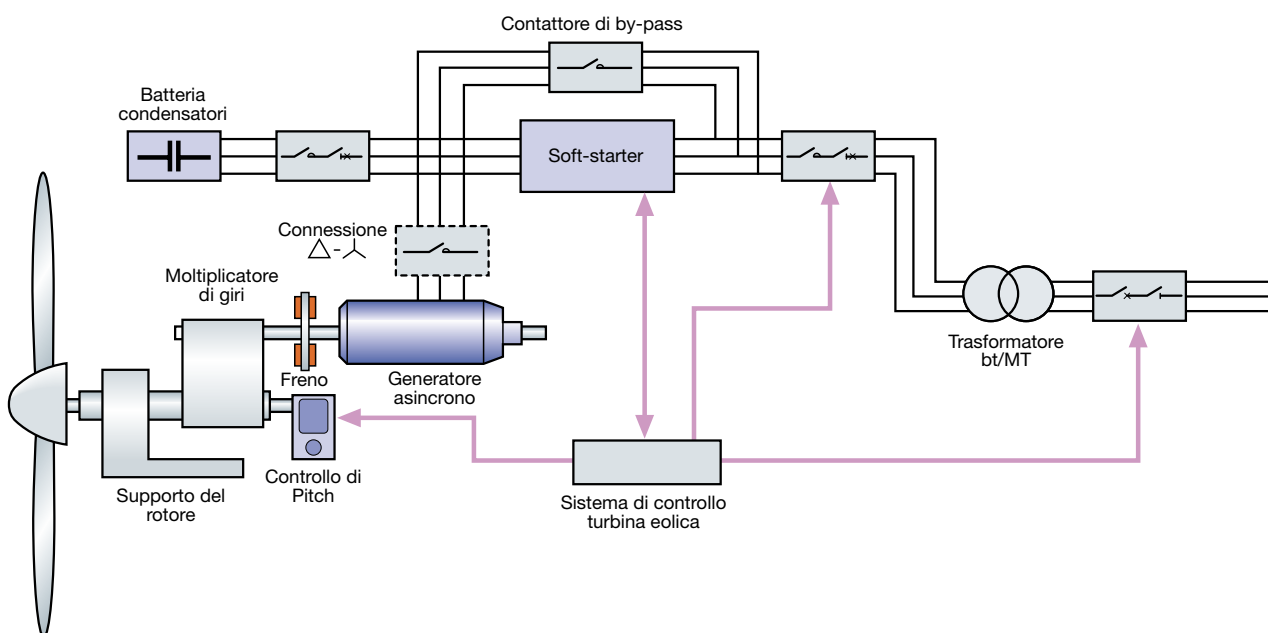
Tale potenza deve essere prelevata dalla rete o fornita localmente da una batteria di condensatori, la quale

deve essere dimensionata accuratamente per evitare l'auto-eccitazione del generatore sincrono in caso di disconnessione dalla rete per guasto. Inoltre tali macchine necessitano di una sorgente esterna a frequenza costante per generare il campo magnetico rotante e quindi sono connesse a reti con potenza di cortocircuito elevata in grado di sostenere la frequenza.

Nel funzionamento da generatore, la macchina asincrona viene accelerata dal rotore eolico fino alla velocità di sincronismo e quindi connessa alla rete oppure è dapprima connessa alla rete ed avviata come motore fino alla velocità di regime. Quando viene utilizzato il primo metodo di avviamento la turbina deve essere chiaramente auto-avviante, quindi usualmente deve essere presente il controllo dell'angolo di Pitch. Mentre il secondo metodo è utilizzato nelle turbine a controllo passivo di stallo. In questo caso il sistema di controllo monitorizza la velocità del vento e stabilisce il range di velocità entro cui avviare l'aerogeneratore.

Raggiunta la velocità di sincronismo la potenza eolica estratta fa girare il rotore in marcia iper-sincrona a scorrimento negativo, erogando quindi alla rete potenza attiva. Poiché lo scorrimento ha valore dell'ordine del 2%, lo scostamento dalla velocità nominale è di fatto molto limitato ed è per questo che l'impiego di tali macchine elettriche determina il funzionamento dell'aerogeneratore a velocità costante. Per ridurre la corrente d'avviamento viene interposto usualmente tra la macchina asincrona e la rete un soft-starter.

Figura 6.1



6.2 Aerogeneratori a velocità variabile

Vi sono, almeno in linea di principio, diverse soluzioni che consentono il funzionamento del rotore a velocità variabile, pur mantenendo la frequenza costante. Tali soluzioni possono essere sia di natura meccanica che elettrica, anche se quelle più utilizzate attualmente sono di tipo elettrico inserendo in particolare una delle seguenti configurazioni:

- generatori asincroni a rotore avvolto con resistore variabile esterno;
- generatori asincroni a rotore avvolto con interposto un convertitore di potenza tra rotore e rete (configurazione doubly-fed);
- generatori asincroni con interposto un convertitore elettronico di potenza tra statore e rete (configurazione full converter);
- generatori sincroni (alternatori) con interposto un convertitore elettronico di potenza tra statore e rete (configurazione full converter).

6.2.1 Generatore asincrono con resistore variabile

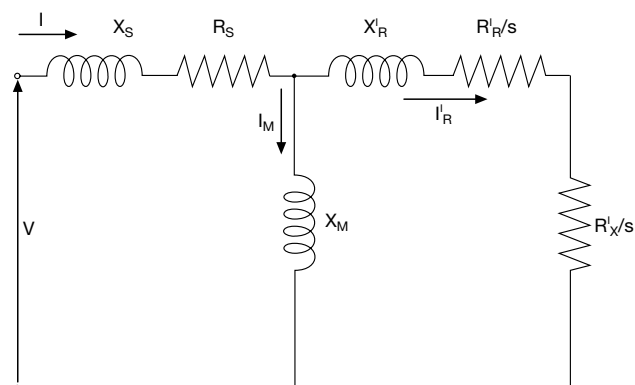
Aggiungendo un resistore variabile esterno in serie agli avvolgimenti di rotore di un generatore asincrono a rotore avvolto¹, si può ottenere una variazione della coppia elettromagnetica del generatore e della velocità alla quale viene fornita.

In tal modo è quindi possibile il funzionamento nel punto ottimale di TSR in funzione del vento e concedere al rotore di accelerare cambiando velocità in seguito a raffiche di vento, pur con un aumento delle perdite per effetto joule nel resistore esterno. Inoltre alle alte velocità del vento si può incrementare la resistenza complessiva del rotore per mantenere la corrente circolante nel rotore (e quindi anche allo statore) costante e con essa mantenere costante la potenza immessa in rete, nell'intorno della potenza nominale.

L'eccesso di energia meccanica fornita dal rotore viene pertanto dissipata in calore dal resistore aggiuntivo esterno.

Tramite tale resistore è quindi possibile ottenere una variazione della velocità al di sopra della velocità di sincronismo nel range 0-10%. Lo schema elettrico equivalente di un generatore asincrono a resistore variabile R_x è rappresentato in figura 6.2, in cui, all'usuale circuito a T della macchina asincrona a gabbia di scoiattolo, viene aggiunto il componente resistivo R'_x/s .

Figura 6.2



¹ I terminali degli avvolgimenti di rotore sono normalmente accessibili tramite anelli rotanti e spazzole.

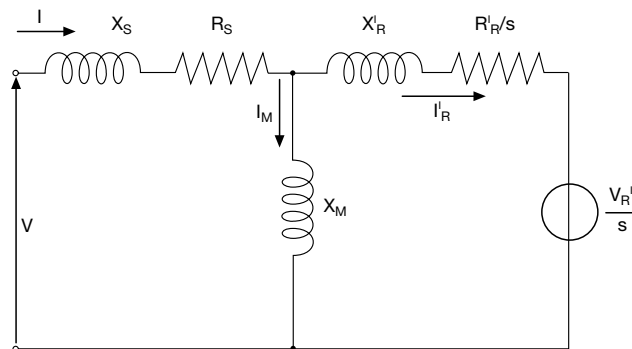
6.2.2 Configurazione doubly-fed

Per non perdere la potenza dissipata nel resistore aggiuntivo sotto forma di calore, tale potenza può essere immessa in rete alla frequenza nominale interponendo tra il rotore del generatore asincrono ad anelli e la rete un convertitore elettronico di potenza che converte dapprima in continua la potenza in alternata in eccesso al rotore tramite un raddrizzatore controllato e quindi la riconverte in alternata alla frequenza nominale tramite inverter (figura 6.3).

In tal modo è possibile alimentare il rotore con tensioni di opportuna ampiezza e frequenza fornite dal convertitore elettronico, allo scopo di compensare la differenza di frequenza tra la velocità angolare del campo magnetico rotante di statore e la velocità angolare effettiva del rotore. Il termine "doubly-fed" riflette il fatto che la tensione di statore viene applicata dalla rete, mentre quella di rotore dal convertitore elettronico. Lo schema elettrico equivalente del DFIG è rappresentato in figura 6.4 in cui, all'usuale circuito a T della macchina asincrona a gabbia di scoiattolo, viene aggiunto il generatore di tensione variabile in funzione dello scorrimento V_r'/s rappresentativo del convertitore.

Dallo statore la potenza attiva sarà sempre uscente ed immessa in rete, indipendentemente dal regime di funzionamento iper- o sub-sincrono, mentre il rotore assorbirà potenza nel funzionamento come motore (sub-sincronismo) e la erogherà nel funzionamento da generatore (iper-sincronismo).

Figura 6.4



Ipotizzando trascurabili sia le perdite di statore che di rotore, la potenza di rotore P_r , gestita dal convertitore, sarà legata alla potenza di statore P_s attraverso lo scorrimento s secondo la relazione:

$$P_r = -s \cdot P_s \quad [6.1]$$

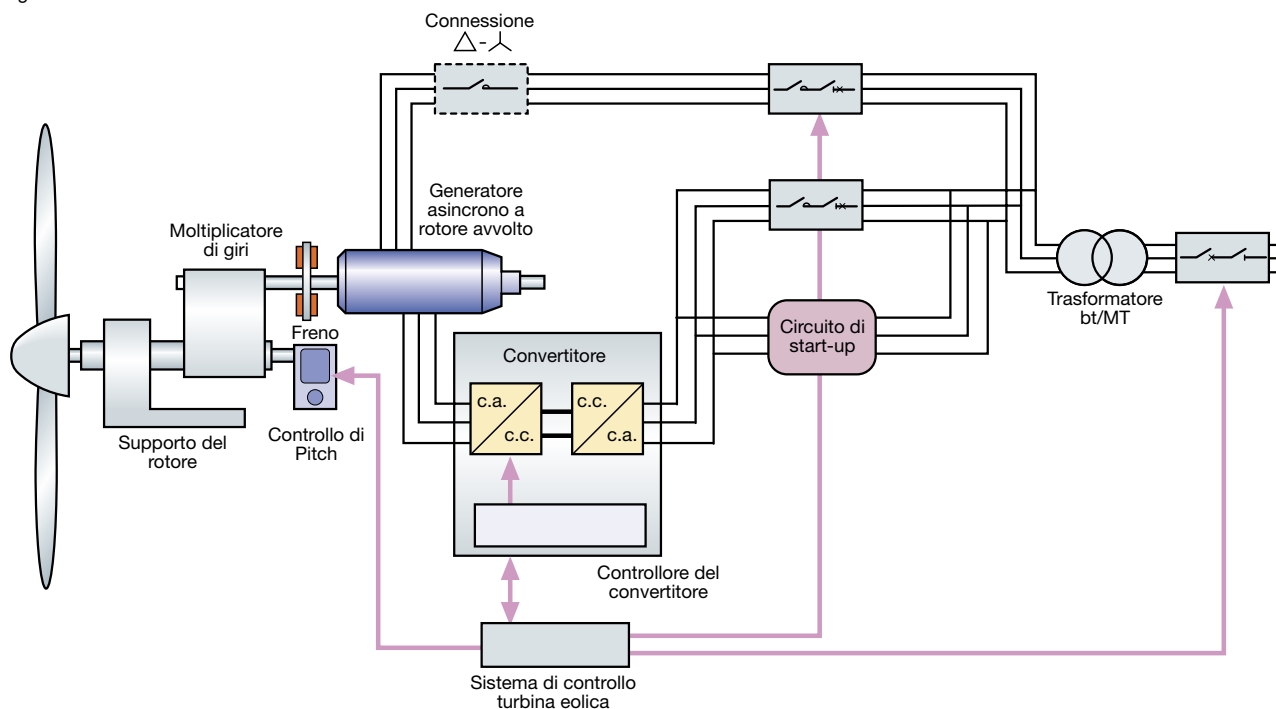
Identificando con P_{rete} la potenza che la macchina complessivamente fornisce alla rete, determinata dalla somma algebrica delle potenze di statore e rotore, P_{rete} può essere espressa come:

$$P_{rete} = P_s + P_r = P_s - s \cdot P_s = P_s \cdot (1 - s) \quad [6.2]$$

con:

- s negativo nel funzionamento iper-sincrono;
- s positivo nel funzionamento sub-sincrono.

Figura 6.3



Con questo tipo di configurazione, il generatore elettrico fornisce alla rete i 2/3 della sua potenza nominale attraverso lo statore connesso direttamente ed 1/3 tramite il rotore connesso tramite il convertitore. Pertanto anche il convertitore può essere dimensionato per una potenza pari ad 1/3 della potenza nominale del generatore. È inoltre possibile controllare la produzione di potenza reattiva consentendo così la regolazione della tensione e la macchina può essere magnetizzata dal rotore a prescindere dalla tensione di rete.

Tramite la configurazione doubly-fed è possibile ottenere una variazione di velocità del 30% al di sopra o al di sotto della velocità di sincronismo. Il generatore asincrono a rotore avvolto ha usualmente una velocità di sincronismo fino a 2000 giri/min ed è collegato all'asse del rotore tramite un moltiplicatore di giri tri-stadio. La connessione degli avvolgimenti di rotore al convertitore è effettuata tramite anelli rotanti e relative spazzole.

6.2.3 Generatore asincrono e convertitore

Un generatore asincrono a gabbia di scoiattolo può essere utilizzato nelle turbine eoliche a velocità variabile mediante l'interposizione di un convertitore elettronico tra il generatore e la rete. Tale convertitore disaccoppia e svincola la frequenza del campo magnetico rotante dalla frequenza della rete; la frequenza del campo magnetico rotante viene quindi modulata per controllare la velocità di rotazione del rotore.

Analogamente alla configurazione doubly-fed, vi è un sistema elettronico di potenza, ma posto sullo statore del generatore. Il convertitore quindi, a differenza della configurazione precedente, deve gestire la totalità della potenza generata.

Essendo un generatore ad induzione necessita comunque di assorbire potenza reattiva per il funzionamento, la quale può essere fornita dal convertitore stesso

6.2.4 Generatore sincrono e convertitore

L'usuale forma costruttiva di un generatore sincrono (alternatore) consiste in un rotore che crea il campo magnetico e di uno statore contenente gli avvolgimenti indotti. Il campo magnetico di rotore ($\Phi = k_r \cdot I_r$) è generato da una corrente continua (I_r) circolante negli avvolgimenti di campo.

Tale corrente continua viene fornita da una dinamo coassiale all'alternatore o prelevata ai morsetti di statore e quindi raddrizzata da un ponte a diodi.

Il movimento del campo magnetico di rotore rispetto agli avvolgimenti di statore dovuto alla rotazione dell'albero

principale induce una terna di tensioni alternate negli avvolgimenti di statore con valore efficace proporzionale al flusso magnetico di rotore ed alla velocità di rotazione (n):

$$E = k_s \cdot \Phi \cdot n \quad [6.3]$$

Poiché la frequenza della forza elettromotrice generata è legata alla velocità di rotazione tramite la relazione:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad [6.4]$$

dove p è il numero di paia poli dell'avvolgimento di rotore, il valore efficace della tensione indotta sullo statore è proporzionale al valore della frequenza con cui è generata:

$$E = k_s \cdot \Phi \cdot f \quad [6.5]$$

Quando il generatore è connesso ad un carico (in isola o alla rete) e viene erogata corrente, questa genera a sua volta nel traferro della macchina un campo magnetico rotante in sincronismo con il campo induttore, senza scorrimento relativo. Inoltre se i due campi magnetici sono allineati (angolo $\delta=0$), non vi è coppia resistente e pertanto la potenza attiva immessa in rete è nulla.

Viceversa se vi è uno scostamento dovuto ad una coppia esterna motrice, nasce una coppia elettrica resistente di bilanciamento con immissione di potenza attiva in rete ($\delta>0$).

Maggiore è lo scostamento, maggiore è la potenza attiva immessa in rete.

Mantenendo invece fisso l'angolo δ , la potenza attiva immessa in rete cresce linearmente con il valore efficace della tensione indotta e quindi proporzionalmente alla velocità di rotazione ed alla frequenza della tensione stessa²:

$$P = \frac{E \cdot V}{X_s} \cdot \sin \delta = \frac{V \cdot k_s \cdot \Phi \cdot f}{X_s} \cdot \sin \delta \quad [6.6]$$

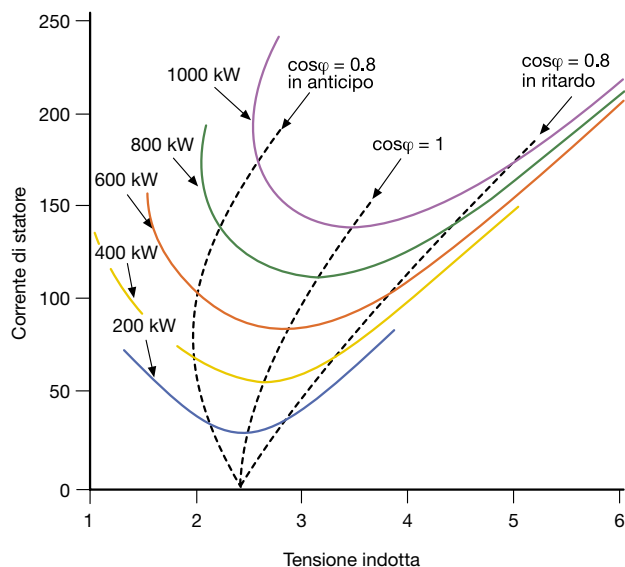
Invece, mantenendo costante la potenza attiva erogata al variare della velocità di rotazione e quindi della frequenza e della tensione indotta varia la corrente erogata con l'andamento rappresentato nel diagramma di figura 6.5. Come si può notare, assumendo come parametro la potenza attiva erogata, se la tensione indotta supera la tensione di rete l'alternatore eroga potenza reattiva, mentre, se la tensione indotta è inferiore alla tensione di rete, l'alternatore assorbe potenza reattiva³.

Se la tensione indotta è di valore pari alla tensione di rete ($\cos\varphi=1$) si ha il minimo della corrente circolante nello statore.

² Per questo la potenza generata da una turbina eolica aumenta al crescere della velocità del vento e quindi della velocità di rotazione del rotore.

³ Secondo la convenzione dei generatori.

Figura 6.5



I generatori sincroni non sono intrinsecamente autoavvianti. Generalmente l'alternatore viene portato alla velocità di sincronismo dal motore primo e poi connesso in parallelo con apposita procedura. In applicazioni in cui è necessario l'autoavviamento, il rotore è dotato di sbarre di rame smorzatrici che avviano l'alternatore come una macchina ad induzione ed durante il funzionamento smorzano le oscillazioni dinamiche della macchina. Nelle applicazioni eoliche, le turbine con generatore sincrono sono normalmente avviate dal vento stesso e un sistema di controllo di velocità è impiegato per la procedura di sincronizzazione.

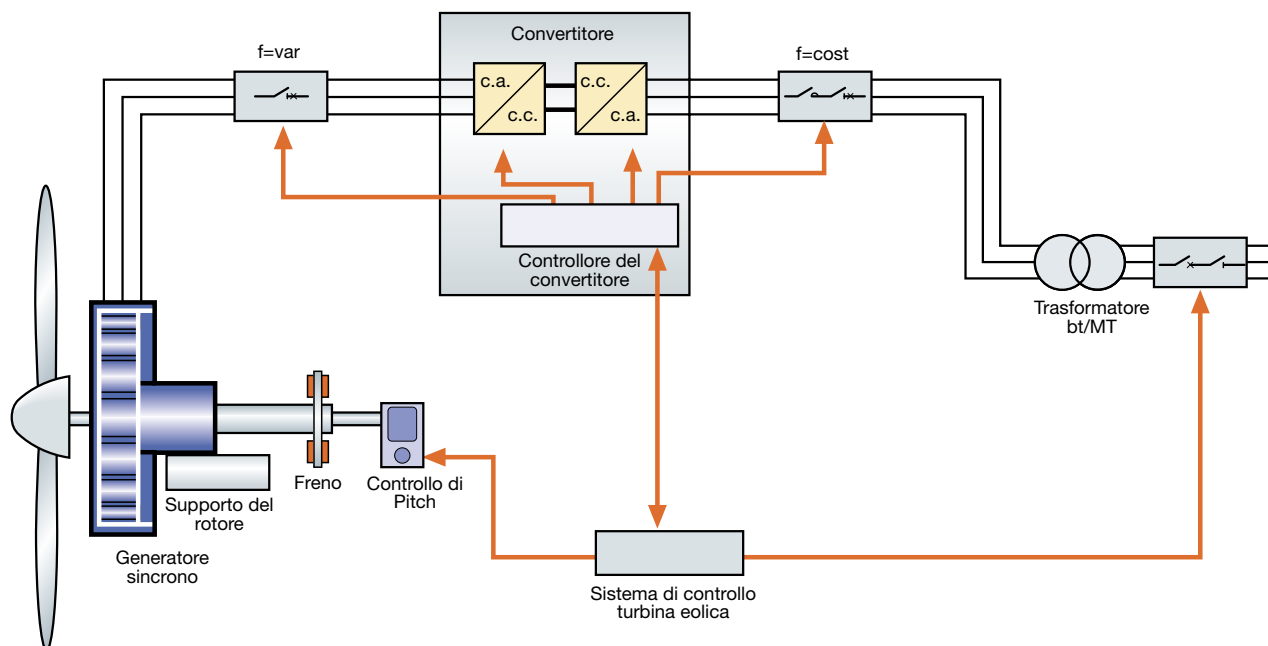
Spesso nelle turbine eoliche vengono impiegati alternatori a magneti permanenti, in cui il rotore è sprovvisto dell'avvolgimento di eccitazione ed il campo magnetico di induzione viene generato direttamente dai magneti permanenti integrati nel rotore.

Non sono di conseguenza necessari anelli rotanti e relative spazzole per l'alimentazione del circuito di eccitazione. Il principio di funzionamento è analogo a quello degli alternatori con l'avvolgimento di campo, ma negli alternatori a magneti permanenti la tensione indotta sullo statore non può essere ovviamente regolata agendo sulla corrente di eccitazione; pertanto la tensione ai morsetti del generatore è solo funzione della velocità di rotazione del rotore.

Poiché la frequenza in uscita dall'alternatore dipende dalla velocità di rotazione del rotore e dal numero di paia poli, per poter utilizzare il generatore sincrono in un turbina eolica a velocità variabile pur mantenendo costante la frequenza lato rete, occorre interporre un convertitore di potenza a due stadi che gestisce l'intera potenza elettrica generata (figura 6.6):

- nel primo stadio un raddrizzatore a ponte a diodi o controllato a tiristori converte le grandezze elettriche in uscita dall'alternatore che sono alternate a frequenza variabile in grandezze continue;
- nel secondo stadio, attraverso un DC link, viene alimentato un inverter che riconverte le grandezze elettriche continue tensione e corrente in grandezze alternate a frequenza di rete.

Figura 6.6



Qualora l'alternatore sia ad eccitazione separata, la regolazione del valore efficace della tensione generata è effettuata agendo sulla corrente di eccitazione stessa, mentre se l'alternatore è a magneti permanenti, la tensione può essere regolata o nel raddrizzatore tramite ponte controllato a tiristori o nell'inverter tramite regolazione PWM. Il controllo PWM dell'inverter può essere effettuato con diverse modalità:

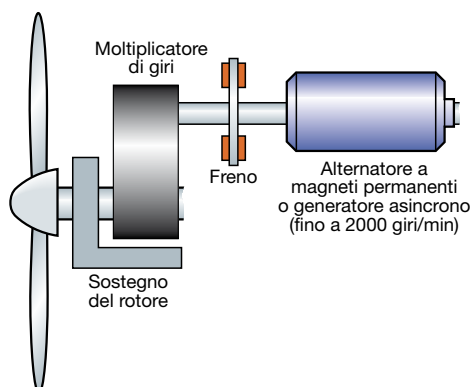
- regolazione dell'ampiezza della modulante sinusoidale, confrontando il valore della tensione del DC-link con la curva di ottimo P-Vc.c.;
- MPPT mediante l'utilizzo di un anemometro. La potenza lato c.c. viene confrontata con la potenza di riferimento e dal confronto con la curva di ottimo, dipendente dalla velocità del vento, viene determinata la nuova tensione lato c.c. Il segnale di controllo PWM varia in modo praticamente istantaneo con il variare delle condizioni di funzionamento;
- MPPT con previsione del vento, considerando l'energia precedentemente estratta e, mediante modelli statistici, viene prevista la velocità del vento nei momenti successivi. Il controllo insegue i punti di ottimo in funzione delle velocità previste.

L'utilizzo della configurazione alternatore-convertitore di potenza consente quindi il disaccoppiamento del generatore dalla rete, riducendo pertanto gli shock meccanici sulla turbina durante i guasti in rete. Inoltre si ha generazione anche della potenza reattiva desiderata ed un pieno controllo sulla potenza attiva.

Nell'ambito della configurazione full converter, la conversione elettro-meccanica può avvenire ad alta, media o bassa velocità.

La conversione ad alta velocità è meccanicamente simile a quella impiegata nelle configurazioni doubly-fed ed utilizza usualmente un moltiplicatore di giri a tre stadi ed un turbo alternatore (fino a 2000 giri/min) solitamente a magneti permanenti o un generatore asincrono (figura 6.7). Questa configurazione offre i vantaggi di utilizzare un generatore di dimensioni e peso ridotti e può essere impiegata come sostituzione di un'esistente configurazione doubly-fed.

Figura 6.7

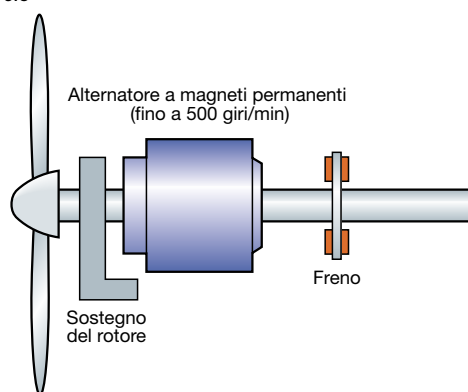


Nella conversione a media velocità invece è utilizzato un moltiplicatore di giri ad uno o due stadi con un alternatore compatto (fino a 500 giri/min) a magneti permanenti (figura 6.8).

Questa configurazione, con una taglia inferiore del moltiplicatore di giri e con delle velocità di rotazione inferiori alla configurazione precedente, consente una limitazione degli stress meccanici che migliora l'affidabilità.

Rispetto al caso precedente aumenta il diametro dell'alternatore.

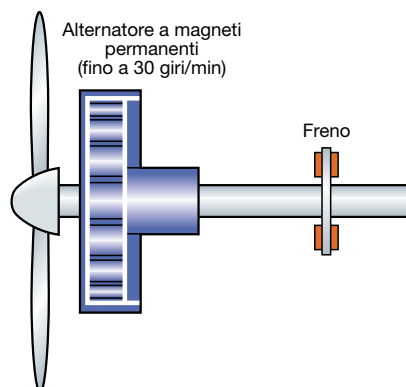
Figura 6.8



Infine, la conversione a bassa velocità abolisce il moltiplicatore di giri ed impiega un alternatore, usualmente a magneti permanenti o ad eccitazione separata, a bassa velocità (fino a 30 giri/min) con un numero di poli quindi più elevato dei precedenti (figura 6.9).

Questa configurazione offre soprattutto i vantaggi derivanti dall'assenza del moltiplicatore che comportano una riduzione delle perdite meccaniche, l'eliminazione del contributo al rumore complessivo ed un ulteriore incremento dell'affidabilità dell'aerogeneratore.

Figura 6.9



7 Protezione dalle sovracorrenti e dai guasti a terra

7.1 Generalità

Poiché il vento è una risorsa variabile ed aleatoria che soffia in modo non costante e soggetto a repentine variazioni, i dispositivi meccanici ed elettrici dedicati devono avere un'elevata prestazione al fine di massimizzare l'estrazione della potenza meccanica e la sua conversione in potenza elettrica per l'immissione in rete.

In particolare, dal punto di vista elettrico, ciò si ripercuote in frequenti operazioni degli attuatori deputati al controllo (es. regolazione dell'angolo di Pitch o controllo d'imbardata) ed in ripetute manovre di connessione e sconnessione dei dispositivi del circuito elettrico di potenza. Questo comporta sollecitazioni molto gravose, specie negli impianti su terraferma soggetti a raffiche di vento in cui è usuale raggiungere 10-20 operazioni al giorno. Inoltre i componenti della turbina e quindi anche i componenti elettrici interni, sono chiamati a funzionare in condizioni ambientali gravose, soprattutto in termini di intervalli di temperatura di servizio.

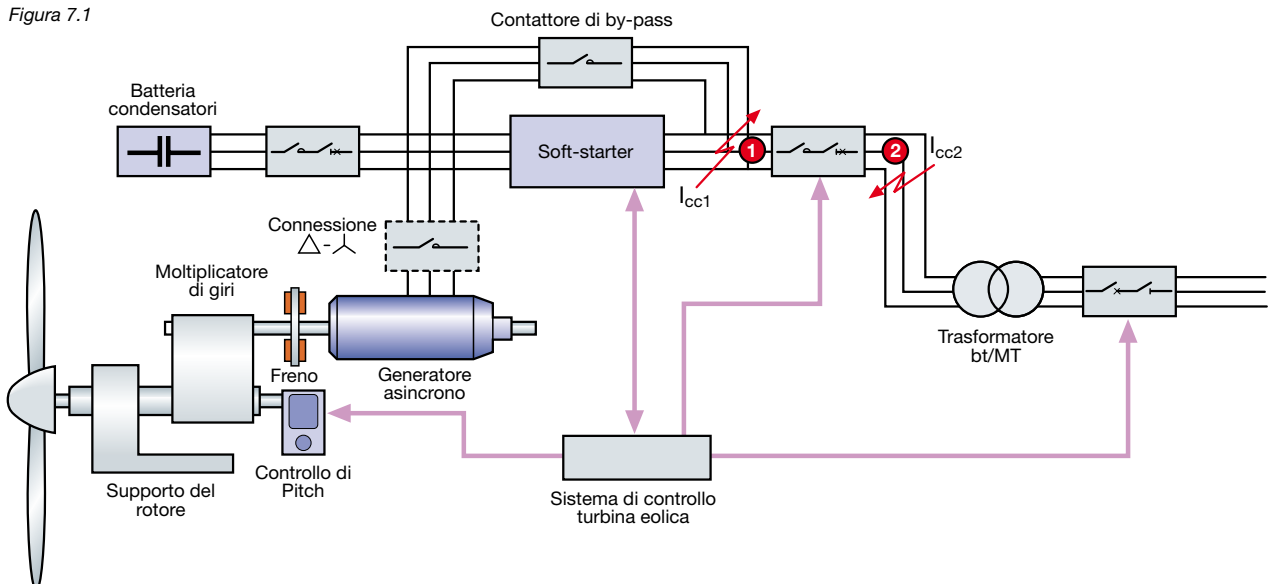
Per tali motivi, gli apparecchi elettrici da utilizzare nelle applicazioni eoliche devono essere selezionati con cura, tenendo in conto i fattori ambientali e le sollecitazioni termiche e meccaniche.

Oltre alla scelta degli opportuni dispositivi di manovra e sezionamento, nella fase di progettazione di un impianto eolico occorre anche prevedere, ove necessario, la protezione delle diverse sezioni dell'impianto contro le sovracorrenti ed i guasti a terra.

Di seguito vengono pertanto fornite le indicazioni per la protezione e la manovra sia lato generatore che lato rete (a valle dell'eventuale convertitore) nelle tre configurazioni più comuni del circuito elettrico di potenza:

- velocità fissa;
- doubly-fed;
- full converter.

Figura 7.1



7.2 Protezione dalle sovracorrenti

7.2.1 Velocità fissa – Generatore asincrono

Lo schema di figura 7.1 rappresenta il circuito elettrico principale di potenza (compresa la batteria di rifasamento) caratteristico di questa tipologia di aerogeneratori.

Come si può notare il sistema di controllo della turbina agisce comandando il contattore e l'interruttore principale, il softstarter, l'interruttore di media tensione e l'azionamento della regolazione dell'angolo di Pitch.

L'avviamento del generatore asincrono è controllato mediante il softstarter, in parallelo al quale è installato un contattore di by-pass che viene chiuso una volta raggiunta la condizione di regime. Per la scelta del coordinamento softstarter-interruttore-contattore e contattore di by-pass si può far riferimento alle tabelle per avviamento/protezione motori di ABB.

Vi è inoltre la possibilità di effettuare la connessione stella-triangolo degli avvolgimenti del generatore, mediante contattori opportunamente dimensionati, al fine di gestire differenti regimi di ventosità.

La batteria di condensatori in parallelo al generatore fornisce la potenza reattiva necessaria al funzionamento del generatore asincrono, riducendo, ed al limite evitando, la richiesta di potenza reattiva dalla rete. Per tale batteria occorre prevedere un adeguato dispositivo di sezionamento per disconnetterla ogniqualvolta si verifichi una perdita della potenza di rete, al fine di evitare l'autoeccitazione del rotore (EN 61400-1). Per la manovra e protezione dei condensatori far riferimento a quanto indicato nel QT 8 "Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici".

Ai fini della scelta del potere d'interruzione dell'interruttore principale di bassa tensione occorre valutare le correnti di cortocircuito nelle diverse situazioni di guasto:

- nel caso di un cortocircuito nel punto 1, la corrente di guasto I_{cc1} vista dall'interruttore avrà un valore dipendente dalla potenza di cortocircuito della rete a cui l'aerogeneratore è connesso e dall'impedenza di cortocircuito del trasformatore bt/MT;
- nel caso di un cortocircuito nel punto 2, la corrente di guasto I_{cc2} vista dall'interruttore avrà andamento esponenziale smorzato e sarà sostenuta, per un tempo limitato, dal generatore asincrono per effetto dell'energia cinetica accumulata nel rotore.

I valori dei tempi d'intervento degli interruttori attualmente in uso sono generalmente inferiori ai tempi di smorzamento di tale corrente di guasto, quindi si devono tenere in considerazione gli effetti transitori. A tal fine, il generatore asincrono può essere rappresentato mediante una reattanza longitudinale (trascurando le resistenze) pari alla reattanza subtransitoria X'' del generatore stesso¹.

Per tener conto dell'andamento smorzato della corrente di guasto, si incrementa la X'' con un opportuno coefficiente k .

Nella tabella 7.1 sono riportati i valori di k in relazione alla potenza del generatore asincrono ed a seconda che si consideri il contributo di tale corrente di guasto al termine del primo periodo o dopo quattro periodi dall'inizio del guasto.

L'aumento del coefficiente k corrisponde in sostanza ad un aumento della reattanza del generatore e quindi ad una diminuzione della corrente di cortocircuito che esso fornisce.

Dato un generatore di potenza nominale S_n , funzionante alla tensione nominale U_n e con una data reattanza subtransitoria percentuale $X''\%$, la reattanza equivalente vale:

$$X_g = \frac{X''\% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad [7.1]$$

pertanto la corrente di guasto fornita può essere valutata come:

$$I_{cc2} = \frac{U_n}{k \cdot \sqrt{3} \cdot X_g} \quad [7.2]$$

Tabella 7.1

Potenza nominale [kVA]	N° periodi dall'inizio cortocircuito	
	1	1.5 ÷ 4
≥ 40	1.2	3
< 40	1.67	∞

Da quanto sopra, la corrente I_{cc2} risulta indicativamente circa 3 ÷ 5 volte la corrente nominale I_n del generatore.

Poiché tale corrente si smorza esponenzialmente e tende a zero in un intervallo di tempo molto limitato, usualmente l'energia specifica passante associata non è di entità tale da creare problemi ai vari componenti elettrici.

Ai fini della protezione da sovraccarico dei cavi lato generatore e lato rete aventi portata I_z , secondo la norma CEI 64-8, la corrente nominale del dispositivo di protezione (o per gli sganciatori regolabili, la taratura della corrente di protezione termica) deve soddisfare la relazione:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad [7.3]$$

Inoltre, per ogni valore di corrente di cortocircuito che può avere luogo fino ai valori massimi nei punti 1 e 2, l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore deve essere sopportata dai cavi di connessione secondo l'usuale relazione:

$$(I^2t) \leq K^2 S^2 \quad [7.4]$$

dove:

(I^2t) è l'integrale di Joule, ossia l'energia lasciata passare dall'interruttore per la durata del cortocircuito (in A^2s);
 K è una costante caratteristica del cavo dipendente dal tipo di conduttore e di isolante;
 S è la sezione del cavo (in mm^2).

La relazione [7.4] deve essere verificata per tutta la lunghezza dei cavi.

Tuttavia, dato il particolare andamento della curva dell'energia specifica passante di un interruttore, è generalmente sufficiente verificare la [7.4] solamente per il valore massimo e minimo della corrente di corto circuito che può interessare le condutture.

Il valore massimo è solitamente il valore della corrente di cortocircuito trifase che si ha a inizio linea (in questo caso I_{cc1} e I_{cc2}), mentre il valore minimo è il valore della corrente di cortocircuito fase-fase (neutro non distribuito) o fase-terra alla fine della conduttura.

¹ Qualora non si conosca il valore di X'' può essere utilizzata la reattanza a rotore bloccato X_{cc} che usualmente è inferiore a X'' , ottenendo in tal modo un risultato cautelativo.

La verifica può essere semplificata confrontando il solo valore dell'energia lasciata passare dall'interruttore alla massima corrente di cortocircuito con l'energia sopportata dal cavo ed imponendo che alla minima corrente di cortocircuito l'intervento del dispositivo sia istantaneo; in pratica ciò significa che la soglia d'intervento della protezione contro il cortocircuito (tenendo conto delle tolleranze) deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito minima a fondo linea.

L'interruttore automatico principale consente inoltre di sezionare dalla rete il generatore durante i normali cicli di funzionamento e la manutenzione.

Nella tabella 7.2 vengono riassunte le principali caratteristiche da tenere in considerazione per la scelta degli interruttori automatici e dei contattori per il circuito principale di potenza ed ausiliario principale.

È quindi necessario verificare che l'apparecchio sia in grado di assicurare il sezionamento alla tensione utilizzata.

7.2.2 Velocità variabile – Doubly-fed

Lo schema di figura 7.2 rappresenta il circuito elettrico principale di potenza di statore e di rotore caratteristico di questa tipologia di aerogeneratori.

Come si può notare il sistema di controllo della turbina agisce comandando i contattori e gli interruttori di statore e rotore, il convertitore posto sul rotore, l'interruttore

di media tensione e l'azionamento della regolazione dell'angolo di Pitch.

Vi è la possibilità di effettuare la connessione stella-triangolo degli avvolgimenti di statore del generatore, mediante contattori opportunamente dimensionati, al fine di gestire differenti regimi di ventosità. Anche in questo caso per la scelta del coordinamento interruttore-contattore si può far riferimento alle tabelle per avviamento/protezione motori di ABB.

All'avviamento viene dapprima chiuso il circuito di start-up posto sul circuito di rotore in parallelo all'interruttore-contattore.

Nel circuito di start-up è presente una resistenza di valore opportuno che limita la corrente d'avviamento. Successivamente viene chiuso il contattore del circuito di eccitazione principale sul rotore e quindi quello sul circuito principale di potenza di statore.

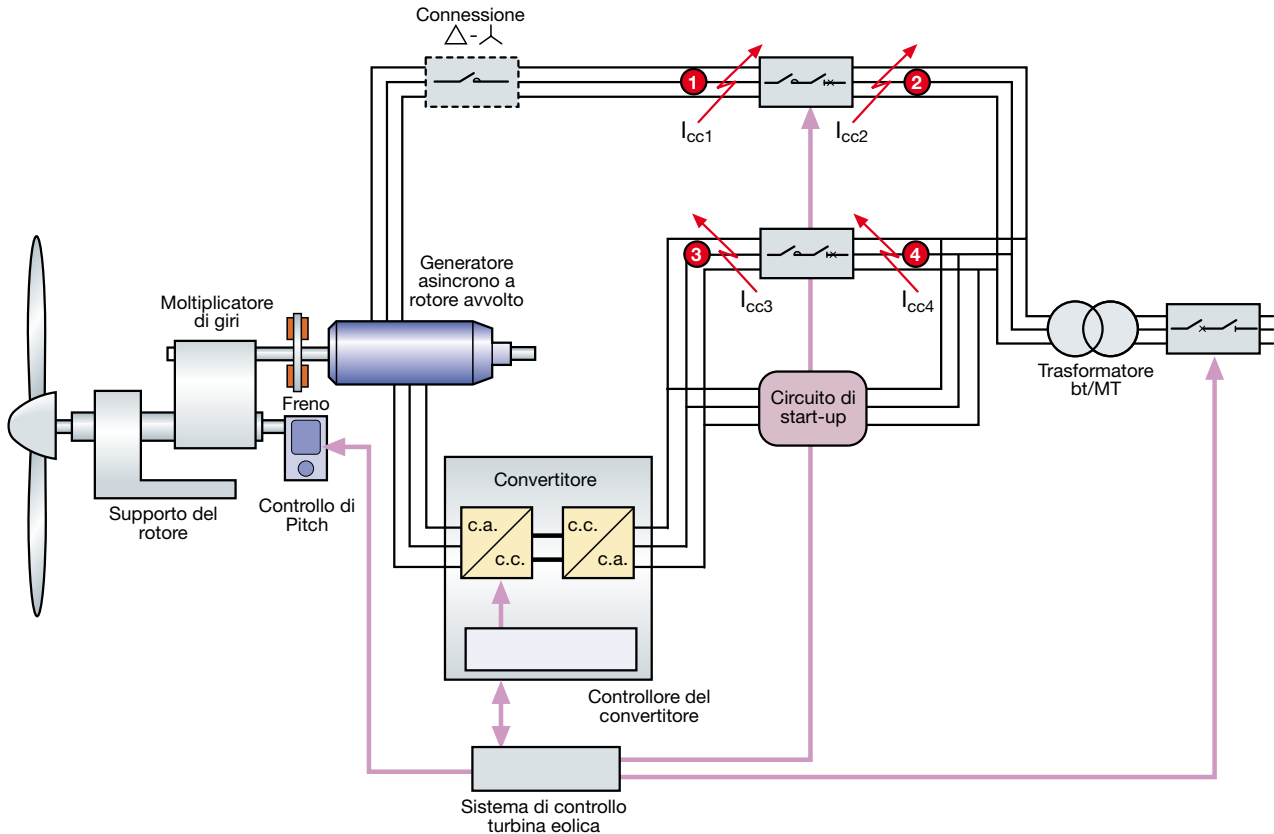
Poiché il campo magnetico all'interno del generatore viene in questo caso generato dall'alimentazione del rotore, alla chiusura del circuito di alimentazione dello statore non si ha corrente d'inserzione (funzionamento in AC-1).

Ad avviamento ultimato il circuito di start-up viene disconnesso, quindi, in condizioni di regime, la potenza fluente nel circuito di rotore attraversa quindi a regime il contattore ausiliario principale.

Tabella 7.2

Caratteristiche	Circuito principale di potenza	Circuito ausiliario principale
Corrente di carico [A]	≤ 1800	≤ 320
Tensione [V]	≤ 690	≤ 690
Frequenza [Hz]	50 - 60	50 - 60
Corrente di cortocircuito presunta [kA]	≤ 35 @ 690V	
Presenza della corrente d'inserzione	No	Si
Tipo di carico	AC1	AC3 – AC6A
Vita utile [anni]	20	20
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per sezionare il sistema (manutenzione o fuori servizio)	100...1000	< 1000
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per connessione/disconnessione dalla rete o per riconfigurazione (controllo di produzione)	10000...100000	Non applicabile
N° di operazioni elettriche	< 100 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)	< 100 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)
Protezione dalle sovracorrenti	Si	Si
Soluzione ottimale	Interruttore automatico + contattore	Interruttore automatico

Figura 7.2



Ai fini della scelta del potere d'interruzione dell'interruttore di bassa tensione posto sul circuito principale di potenza, occorre valutare le correnti di cortocircuito nelle diverse situazioni di guasto:

- in caso di un cortocircuito nel punto 1, la corrente di guasto I_{cc1} vista dall'interruttore avrà un valore dipendente dalla potenza di cortocircuito della rete a cui l'aerogeneratore è connesso e dall'impedenza di cortocircuito del trasformatore bt/MT. A tale valore si sommerà il contributo del rotore limitato a circa il doppio della corrente nominale del convertitore per effetto di quest'ultimo;
- in caso di un cortocircuito nel punto 2, la corrente di guasto I_{cc2} vista dall'interruttore avrà un andamento esponenziale smorzato e sarà sostenuta, per un tempo limitato, dal generatore asincrono per effetto dell'energia cinetica accumulata nel rotore (vale quanto detto per i generatori a velocità fissa: vedi paragrafo 7.2.1);

Analogamente, per la scelta del potere d'interruzione dell'interruttore di bassa tensione posto sul circuito di eccitazione principale di rotore, occorre valutare le correnti di cortocircuito rilevate da tale interruttore a seconda della localizzazione del guasto:

- in caso di un cortocircuito nel punto 3, la corrente di guasto I_{cc3} vista dall'interruttore avrà un valore pari alla somma del contributo della rete e di I_{cc2} ;
- in caso di un cortocircuito nel punto 4, la corrente di guasto vista dall'interruttore I_{cc4} sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del convertitore.

Ai fini della protezione dei cavi lato generatore e lato rete aventi portata I_z , valgono le considerazioni fatte al paragrafo 7.2.1. Inoltre, qualora i cavi avessero una portata I_z maggiore della corrente di guasto lasciata passare dal convertitore, la protezione degli stessi sarebbe da verificare per il solo contributo costante della rete.

Gli interruttori automatici posti sul circuito principale di potenza e sul circuito di eccitazione principale consentono inoltre di sezionare dalla rete rispettivamente lo statore del generatore ed il convertitore posto sul rotore. È quindi necessario verificare che tali apparecchi siano in grado di assicurare il sezionamento alle tensioni utilizzate.

Non è in genere necessario porre un dispositivo automatico di protezione nella sezione di collegamento tra il convertitore ed il rotore del generatore doubly-fed; questo perché, nell'eventualità (remota se i collegamenti sono effettuati a regola d'arte) di un cortocircuito in tale sezione, il generatore si metterebbe a funzionare come se avesse il rotore a gabbia di scoiattolo, mentre il convertitore limiterebbe il suo contributo al cortocircuito ad un valore doppio della sua corrente nominale e si porterebbe quindi in standy-by per intervento delle protezioni interne.

Nella tabella 7.3 vengono riassunte le principali caratteristiche da tenere in considerazione per la scelta degli interruttori automatici e dei contattori per il circuito principale di potenza, per il circuito di eccitazione principale e per il circuito di start-up.

7.2.3 Velocità variabile – Full converter

Lo schema di figura 7.3 rappresenta il circuito elettrico principale di potenza caratteristico di questa tipologia di aerogeneratori.

Come si può notare il sistema di controllo della turbina agisce comandando il sistema di controllo del convertitore, l'interruttore di media tensione e l'azionamento della regolazione dell'angolo di Pitch.

A sua volta il sistema di controllo del convertitore, oltre a regolare il funzionamento delle sezioni elettroniche di potenza lato generatore e lato rete, comanda anche i due interruttori interposti tra convertitore e generatore e tra convertitore e rete.

I diversi progettisti e costruttori di turbine eoliche hanno differenti approcci e criteri di progettazione e priorità. La selezione dei componenti può pertanto variare. Alcuni importanti criteri di progettazione di cui tenere conto sono:

- protezione del circuito;
- disconnessione sicura;
- numero di operazione di connessione/disconnessione.

In base a tali criteri, attualmente le soluzioni esistenti sono le seguenti:

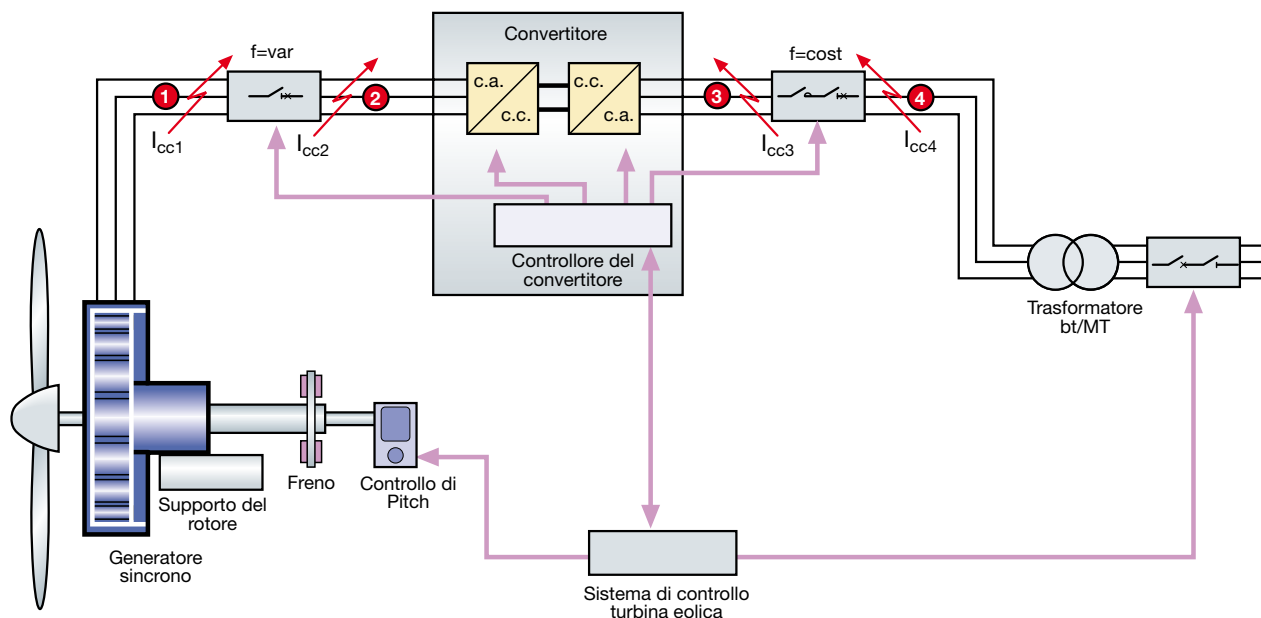
- lato rete del convertitore
 - solo interruttore automatico;
 - interruttore automatico coordinato con contattore.
- lato generatore del convertitore
 - solo interruttore automatico;
 - interruttore automatico coordinato con contattore.

L'approccio di ABB è di supportare il cliente con ognuna delle soluzioni precedenti, illustrando i vantaggi e gli svantaggi di ciascuna configurazione, ma promuovendo generalmente l'utilizzo della soluzione combinata con il contattore per le operazioni di manovra coordinato con l'interruttore automatico per la protezione e il sezionamento.

Tabella 7.3

Caratteristiche	Circuito principale di potenza	Circuito di eccitazione principale	Circuito di start-up
Corrente di carico [A]	≤ 3000	≤ 630	≤ 5
Tensione [V]	≤ 1000	≤ 690	≤ 690
Frequenza [Hz]	50 – 60	50 - 60	50 – 60
Corrente di cortocircuito presunta [kA]	≤ 30 @ 1000V	≤ 50 @ 690V	≤ 50 @ 690V
Presenza della corrente d'inserzione	No	No	Si
Tipo di carico	AC1	AC3	AC3
Vita utile [anni]	20	20	20
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per sezionare il sistema (manutenzione o fuori servizio)	100...1000	< 1000	Non applicabile
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per connessione/disconnessione dalla rete o per riconfigurazione (controllo di produzione)	10000...100000	Non applicabile	Non applicabile
N° di operazioni elettriche	< 100 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)	< 100 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)	> 10000 (inserzione del circuito di eccitazione)
Protezione dalle sovracorrenti	Si	Si	Si
Soluzione ottimale	Interruttore automatico + contattore (se più di 1 op/giorno) Interruttore automatico (se meno di 1 op/giorno)	Interruttore automatico + contattore	Interruttore automatico + contattore

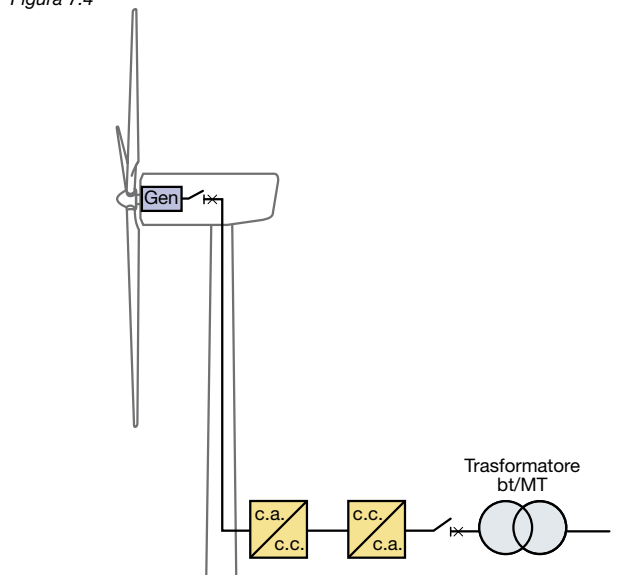
Figura 7.3



L'interruttore posto tra generatore e convertitore deve essere in grado di funzionare con una frequenza delle grandezze elettriche variabile (tipicamente tra 1 e 200 Hz in relazione alla velocità di rotazione dell'alternatore) e deve assolvere alle seguenti funzioni:

- **sezionamento**: durante i normali cicli di funzionamento o la manutenzione gli apparati di disconnessione sono controllati dal sistema automatico dell'inverter. In tal applicazione è necessario un sezionamento sicuro che garantisca l'isolamento della sorgente, rappresentata dal generatore, dalla restante parte del circuito, poiché i dispositivi semiconduttori non devono essere utilizzati da soli come dispositivi di sezionamento (CEI EN 61400-1);
- **back-up**: gli enti omologatori richiedono che durante un guasto vi sia una ridondanza al sistema di protezione interno all'inverter che agisca sulla disconnessione del generatore: l'interruttore è appunto un efficace sistema di back-up;
- **protezione**: in caso di guasto che coinvolge l'inverter o di guasto nella sezione tra il generatore e l'inverter (ad esempio nella connessione in cavo) l'interruttore automatico è il dispositivo in grado di rilevare il guasto e di interromperlo disconnettendo la sorgente e proteggendo il cavo. La probabilità di tale guasto non è trascurabile, specie quando il cavo è di lunghezza rilevante, come nel caso di installazione del convertitore alla base della torre (figura 7.4).

Figura 7.4



Tale interruttore dovrà essere in grado di funzionare e rilevare correnti a frequenza variabile ed avere una tensione nominale d'impiego U_e pari a:

$$U_e = 1.3 \cdot 1.1 \cdot U_n = 1.43 \cdot U_n \quad [7.5]$$

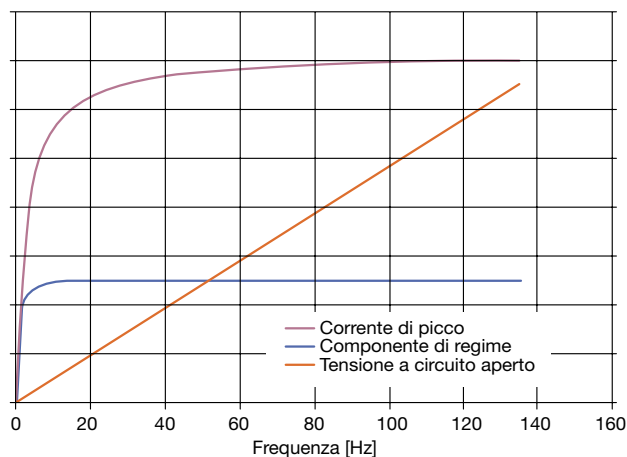
dove:

- U_n è la tensione nominale del generatore;
- 1.1 tiene conto della variazione in esercizio della tensione generata;
- 1.3 tiene conto dell'aumento della tensione generata in caso di improvviso distacco di carico.

La maggior parte degli interruttori di bassa tensione sono progettati per funzionare a frequenza fissa, e quindi sono poco adatti per questa applicazione. In particolare, le unità di protezione installate in tali apparecchi non sono in grado di misurare correnti a frequenza variabile, e quindi non rilevano correttamente i guasti. Sono quindi necessari interruttori con unità di protezione progettate appositamente per la frequenza variabile.

Nella figura 7.5 viene fornito un esempio degli andamenti, in funzione della frequenza, del valore efficace di tensione a circuito aperto, del valore efficace della componente di regime e del valore di picco del contributo del generatore alla corrente di cortocircuito. Come si può notare la tensione cresce linearmente con il valore della frequenza (come illustrato nel capitolo precedente), mentre il valore efficace della componente di regime ed il valore di picco della corrente di cortocircuito tendono a stabilizzarsi all'aumentare della frequenza².

Figura 7.5

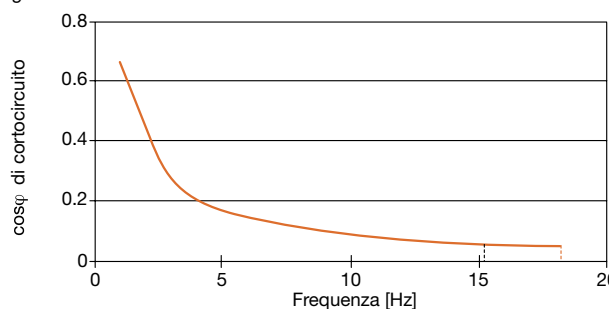


Nella figura 7.6 è invece illustrato l'andamento del fattore di potenza di cortocircuito a valle dell'alternatore in funzione della frequenza di funzionamento.

Come si può notare, all'aumentare della frequenza il valore del fattore di potenza diminuisce a causa dell'incremento della reattanza di cortocircuito (induttanza invariata, ma aumento della pulsazione ω).

Occorre tenere in considerazione tale fenomeno, poiché l'interruttore automatico dovrà essere in grado di interrompere la corrente di cortocircuito al determinato valore del fattore di potenza in funzione della frequenza.

Figura 7.6



Ai fini della scelta del potere d'interruzione dell'interruttore di bassa tensione posto sul circuito principale di potenza lato generatore, occorre valutare le correnti di cortocircuito nelle diverse situazioni di guasto (figura 7.3):

- in caso di un cortocircuito nel punto 1, la corrente di guasto I_{cc1} vista dall'interruttore sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del convertitore,
- in caso di un cortocircuito nel punto 2, la corrente di guasto I_{cc2} vista dall'interruttore sarà alimentata dal generatore. Tale corrente, in prima approssimazione, per un generatore di potenza nominale S_{ng} funzionante alla tensione nominale U_n , è pari a:

$$I_{cc2} = \frac{I_{ng} \cdot 100}{X_d'' \%} \quad [7.6]$$

dove:

$X_d'' \%$ è la reattanza subtransitoria diretta dell'alternatore espressa in percentuale;

I_{ng} è la corrente nominale del generatore:

$$I_{ng} = \frac{S_{ng}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad [7.7]$$

Al variare della frequenza, varia la tensione ai morsetti del generatore, ma varia anche la reattanza, cosicché la corrente di cortocircuito resta praticamente costante (figura 7.5).

Analogamente, per la scelta del potere d'interruzione dell'interruttore di bassa tensione posto sul circuito principale di potenza lato rete, occorre valutare diverse situazioni di guasto (figura 7.3):

- in caso di un cortocircuito nel punto 3, la corrente di guasto I_{cc3} vista dall'interruttore avrà un valore dipendente dalla potenza di corto circuito della rete a cui l'aerogeneratore è connesso e dall'impedenza di cortocircuito del trasformatore bt/MT;
- in caso di un cortocircuito nel punto 4, la corrente di guasto I_{cc4} vista dall'interruttore sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del convertitore.

Mentre, ai fini della protezione dei cavi lato generatore e lato rete aventi portata I_z , valgono le considerazioni fatte al paragrafo 7.2.2.

La soglia d'intervento della protezione da cortocircuito dell'interruttore posto sul circuito principale di potenza lato generatore deve essere tale da poter "intercettare" la curva di decremento della corrente di cortocircuito del generatore dal valore iniziale a quello di regime.

² La corrente di carico dell'alternatore ha un andamento in funzione della frequenza simile a quello della componente di regime della corrente di cortocircuito.

In particolare:

- per interruttore con relè termomagnetico, soglia magnetica sarà bassa, con valori tipici di $2.5/3 I_n$, dove I_n è la corrente nominale del relè;
- per interruttore con relè elettronico, soglia d'intervento della protezione istantanea da cortocircuito³ sarà usualmente regolata tra 1.5 e $4 I_{ng}$.

Nella tabella 7.4 vengono riassunte le principali caratteristiche da tenere in considerazione per la scelta degli interruttori automatici e dei contattori per il circuito principale di potenza lato generatore e lato rete e per il circuito ausiliario principale.

³ Qualora sia presente anche la protezione da cortocircuito con ritardo intenzionale, la sua soglia d'intervento dovrà essere usualmente settata tra 1.5 e $4 I_{ng}$, mentre la soglia d'intervento della protezione istantanea da cortocircuito dovrà essere settata ad un valore superiore alla corrente di cortocircuito del generatore I_{cc2} per consentire un rapido intervento per cortocircuito a monte dell'interruttore in configurazioni di parallelo di più sezioni di generazione (vedi figura 7.8).

Qualora la turbina eolica sia di grandi dimensioni e di conseguenza le potenze in gioco diventino consistenti, si preferisce talvolta, anziché far gestire l'intera potenza generata da un unico convertitore, suddividere la stessa in più convertitori di taglia inferiore posti in parallelo (figura 7.7).

Figura 7.7

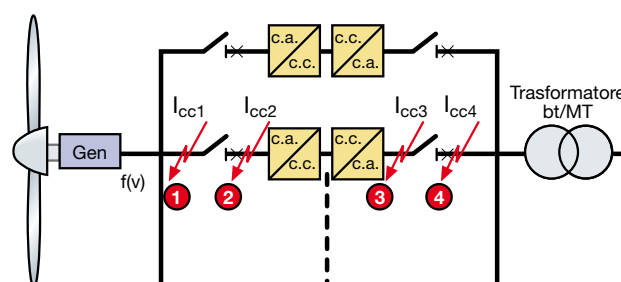


Tabella 7.4

Caratteristiche	Circuito principale di potenza lato generatore	Circuito principale di potenza lato rete	Circuito ausiliario principale
Corrente di carico [A]	≤ 5000 o $n \times 700 \dots 1600$	≤ 5000 o $n \times 700 \dots 1600$	< 250
Tensione [V]	≤ 1000	≤ 690	≤ 690
Frequenza [Hz]	1...16 30...80 40...140	50 - 60	50 - 60
Corrente di cortocircuito presunta [kA]	$\leq 15 @ 1000V^*$	35 @ 690V	
Presenza della corrente d'inserzione	No	No	Si
Tipo di carico	AC1	AC1	AC3
Vita utile [anni]	20	20	20
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per sezionare il sistema (manutenzione o fuori servizio)	100...1000	< 1000	< 1000
N° di operazioni meccaniche (o elettriche a bassa corrente) per connessione/ disconnessione dalla rete o per riconfigurazione (controllo di produzione)	Non disponibile (in genere il generatore resta connesso al convertitore)	1000...100000 (in funzione della strategia di controllo)	Non applicabile
N° di operazioni elettriche	< 500 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)	< 500 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)	> 500 (intervento delle protezioni o stop d'emergenza)
Protezione dalle sovracorrenti	Si	Si	Si
Soluzione ottimale	Interruttore automatico (se è richiesta la protezione del cavo di connessione o dell'input del convertitore)	Interruttore automatico + contattore (se più di 1 op/giorno)	Interruttore automatico
	Interruttore di manovra sezionatore (se presente sistema di protezione esterno)	Interruttore automatico (se meno di 1 op/giorno)	

* In funzione della potenza e della configurazione dell'impianto

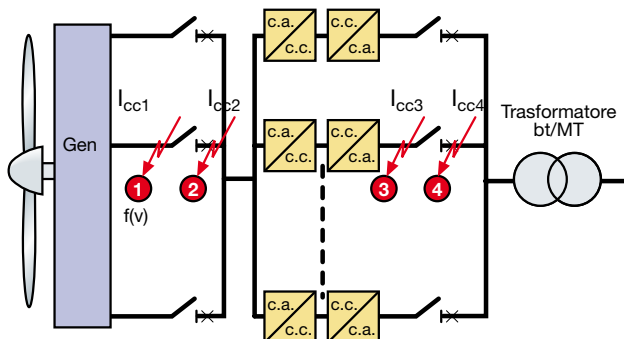
In presenza di n convertitori in parallelo, ai fini della scelta del potere d'interruzione di ciascun interruttore posto sul circuito principale di potenza lato generatore, occorre valutare le seguenti situazioni di guasto:

- in caso di un cortocircuito nel punto 1, la corrente di guasto I_{cc1} sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del singolo convertitore;
- in caso di un cortocircuito nel punto 2, la corrente di guasto I_{cc2} sarà la somma della corrente di cortocircuito fornita dal generatore e di circa $2 \cdot (n-1)$ volte la corrente nominale del singolo convertitore (supposti gli n convertitori tutti di uguale taglia).

Invece, per la scelta del potere d'interruzione di ciascun interruttore posto sul circuito principale di potenza lato rete, occorre valutare le correnti di cortocircuito nelle seguenti condizioni:

- in caso di un cortocircuito nel punto 3, la corrente di guasto I_{cc3} sarà la somma della corrente di cortocircuito fornita dalla rete e di circa $2 \cdot (n-1)$ volte la corrente nominale del singolo convertitore (supposti gli n convertitori tutti di uguale taglia);

Figura 7.8



- in caso di un cortocircuito nel punto 4, la corrente di guasto I_{cc4} sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del singolo convertitore.

Talvolta il gruppo di generazione può essere suddiviso in più sezioni poste in parallelo come indicato in figura 7.8

In tale configurazione, con m sezioni del generatore in parallelo oltre ad n convertitori in parallelo, per la scelta del potere d'interruzione di ciascun interruttore posto sul circuito principale di potenza lato generatore, occorre valutare le seguenti situazioni:

- in caso di un cortocircuito nel punto 1, la corrente di guasto I_{cc1} sarà la somma della corrente di cortocircuito fornita dalle altre $m-1$ sezioni in parallelo e di $2n$ volte la corrente nominale del singolo convertitore (supposti gli n convertitori tutti di uguale taglia);
- in caso di un cortocircuito nel punto 2, la corrente di guasto I_{cc2} sarà quella fornita dalla singola m -esima sezione del generatore afferente.

Invece, ai fini della scelta del potere d'interruzione di ciascun interruttore posto sul circuito principale di potenza lato rete, occorre valutare le seguenti situazioni:

- in caso di un cortocircuito nel punto 3, la corrente di guasto I_{cc3} sarà la somma della corrente di cortocircuito fornita dalla rete e di circa $2 \cdot (n-1)$ volte la corrente nominale del singolo convertitore (supposti gli n convertitori tutti di uguale taglia);
- in caso di un cortocircuito nel punto 4, la corrente di guasto I_{cc4} sarà limitata a circa il doppio della corrente nominale del singolo convertitore.

7.3 Protezione dai guasti a terra

Qualora si abbia un guasto a terra in una sezione del circuito elettrico di potenza, la corrente di guasto sarà generalmente costituita dalla componente sostenuta dal generatore (specie nella configurazione full converter) e dalla componente alimentata dalla rete.

7.3.1 Componente del generatore

I generatori, nelle tre configurazioni precedenti, sono usualmente isolati da terra nelle loro parti attive, mentre le masse sono connesse a terra. In tal caso si è pertanto in presenza di un sistema IT e la resistenza di messa a terra delle masse dovrà soddisfare la relazione (CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{U_L}{I_d} \quad [7.8]$$

dove I_d è la corrente di primo guasto a terra fornita dal generatore, non nota a priori ma generalmente molto piccola data la limitata estensione del circuito principale⁴.

⁴ In un sistema IT la corrente di primo guasto a terra I_d è prevalentemente capacitiva. Se l'impianto è di estensione limitata è modesta la suscettanza capacitiva verso terra e quindi è limitata la corrente di primo guasto a terra.

Di conseguenza la resistenza di terra R_e di cui all'appendice C, dimensionata per un guasto in rete, soddisfa solitamente la relazione [7.8].

Il modesto valore della corrente I_d limita inoltre le conseguenze di un guasto a terra, soprattutto per mancata formazione di archi pericolosi per persone e cose.

Al permanere del primo guasto il sistema non è più IT e diventa, nel caso usuale di un unico impianto di terra, un sistema TN.

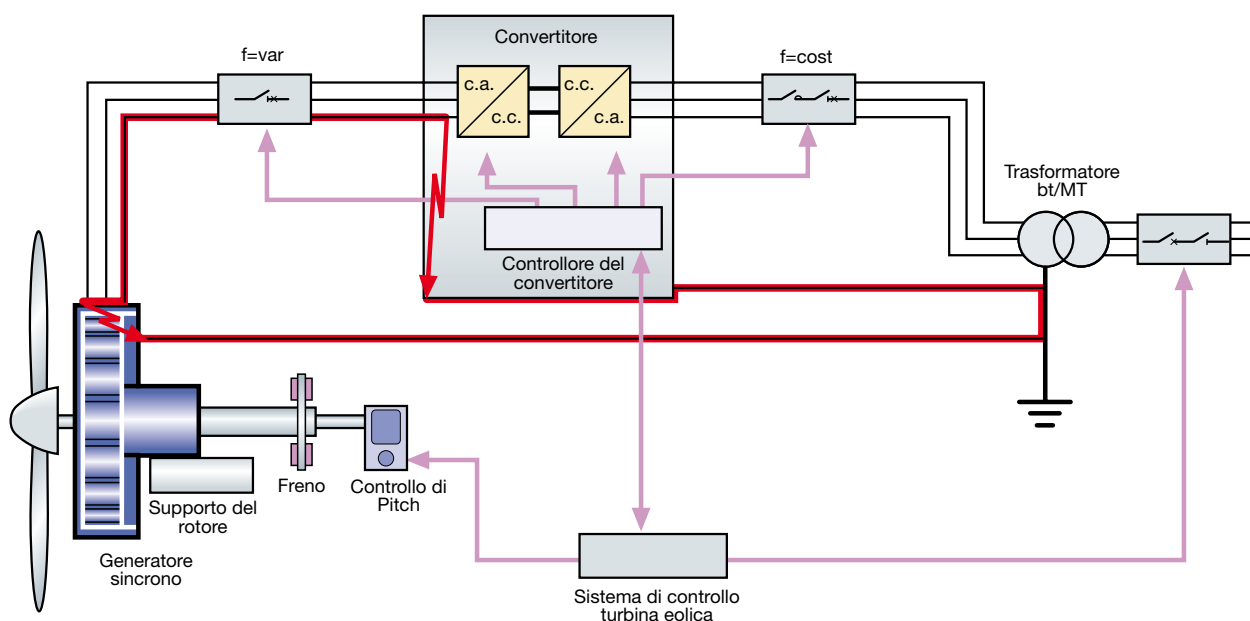
Se il primo guasto non viene eliminato in un tempo ragionevolmente breve, può verificarsi un secondo guasto a terra su un'altra fase del circuito.

Nella configurazione a velocità fissa o a velocità variabile doubly-fed oppure a full converter con doppio guasto lato generatore del convertitore (figura 7.9), si stabilisce in tal modo una corrente di doppio guasto a terra, alimentata dalla tensione concatenata, che deve essere interrotta dal dispositivo di protezione del circuito, che nell'esempio in figura 7.9 è l'interruttore automatico posto tra l'alternatore ed il convertitore.

In tal caso però verrebbe meno il vantaggio della continuità di servizio del sistema IT ed è quindi necessario un sistema di controllo dell'isolamento verso terra per una rapida individuazione ed eliminazione del primo guasto a terra.

Tale sistema di controllo, in presenza del convertitore, è usualmente interno allo stesso.

Figura 7.9



Per doppio guasto lato rete del convertitore nelle configurazioni a velocità variabile, la componente del generatore della corrente di guasto è limitata dal convertitore stesso che va poi in stand-by per intervento delle protezioni interne (figura 7.10).

L'interruttore automatico posto tra l'alternatore ed il convertitore, avendo una soglia d'intervento della protezione da cortocircuito settata per bassi valori (vedi considerazioni precedenti), potrebbe rilevare tale corrente di guasto limitata, ma usualmente i tempi d'intervento delle protezioni interne del convertitore sono inferiori.

Nel caso di secondo guasto a terra il circuito di guasto è alimentato dalla tensione concatenata, ma non è noto a priori l'anello di guasto e la relativa impedenza.

Di conseguenza, la norma CEI 64-8 impone conven-

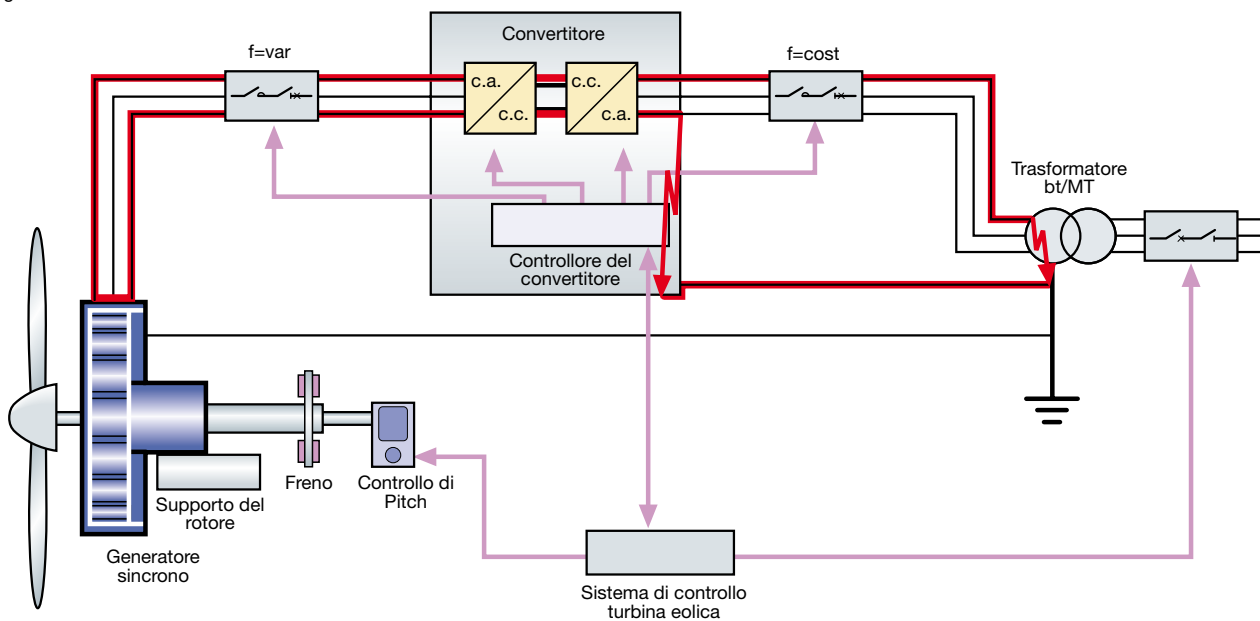
zionalmente di ridurre l'impedenza dell'anello di guasto di ogni circuito, composto dal conduttore di fase e dal conduttore di protezione di ogni circuito, alla metà di quella consentita in un sistema TN corrispondente e deve quindi essere soddisfatta per ogni circuito la relazione (neutro non distribuito):

$$Z_s \leq \frac{U}{2 \cdot I_a} \quad [7.9]$$

dove:

I_a è la corrente che determina l'intervento del dispositivo di protezione entro i tempi definiti per i sistemi TN.

Figura 7.10



7.3.2 Componente di rete

Considerando ora la componente di corrente di guasto a terra fornita dalla rete, in presenza di un trasformatore bt/MT tipico negli aerogeneratori di medio-grandi dimensioni, si presenta la situazione di un usuale impianto TN con il centro stella lato bt del trasformatore connesso francamente all'impianto di terra comune.

Pertanto, nella configurazione a velocità fissa o a velocità variabile doubly-fed oppure full converter con guasto lato rete del convertitore (figura 7.11), la protezione può essere fatta mediante i dispositivi di protezione dalle sovracorrenti purché la corrente di guasto determini l'intervento di tali dispositivi entro i termini prescritti dalla norma CEI 64-8.

Per guasto lato generatore del convertitore nelle configurazioni a velocità variabile, la componente di rete della

corrente di guasto è limitata dal convertitore stesso che va poi in stand-by per intervento delle protezioni interne (figura 7.12).

L'interruttore automatico posto tra convertitore e trasformatore ha usualmente una soglia d'intervento della protezione contro i cortocircuiti settata ad un valore maggiore della corrente limitata dal convertitore, pertanto non rileva tale valore di corrente e non interviene.

Negli impianti eolici di modesta potenza allacciati alla rete ed in parallelo ad un impianto utilizzatore, per le masse a valle del trasformatore ed in impianti senza trasformatore, fare riferimento alle indicazioni per la protezione dai guasti a terra fornite rispettivamente nei paragrafi 5.2.2 e 5.3 del QT10 sugli Impianti fotovoltaici.

Figura 7.11

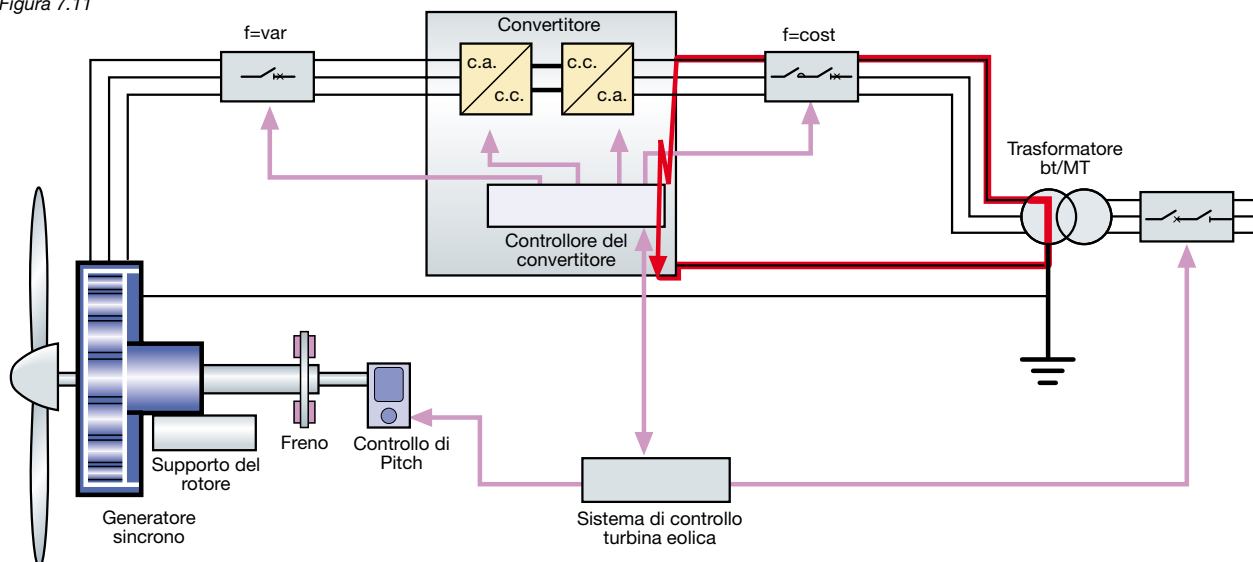
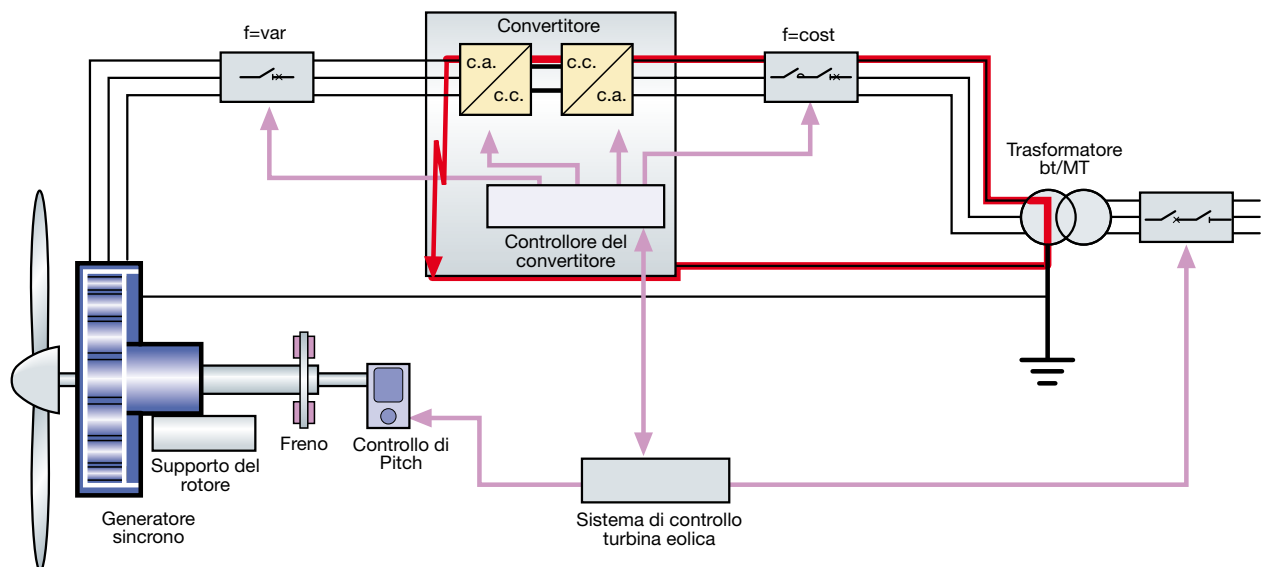


Figura 7.12



8 Protezione dalle sovratensioni

8.1 Generalità

Gli impianti eolici, essendo installati all'esterno, possono essere esposti a sovratensioni di origine atmosferica dirette ed indirette¹, oltre che essere soggetti a sovratensioni di manovra.

La protezione dalle fulminazioni consente una riduzione dei rischi per le persone (principalmente personale addetto)², della manutenzione per danneggiamento della struttura e dei componenti interni ed una precauzione contro le perdite economiche per mancata produzione energetica dovuta ad avaria dell'impianto.

Se la turbina eolica è installata su un edificio (figura 8.1) ed altera in modo significativo la sagoma dello stesso, occorre una nuova valutazione del rischio di fulminazione per verificare la necessità di installazione di un LPS (Lightning Protection System) o di una modifica di quello eventualmente già presente.

Figura 8.1



¹ Per la definizione di sovratensione diretta ed indiretta si veda il paragrafo 6.4 del QT10 "Impianti fotovoltaici".

² L'obiettivo degli LPS è soprattutto di ridurre il rischio ad un livello tollerabile R_s . Un valore rappresentativo di R_s , dove gli effetti della fulminazioni determinano la perdita di vita umana o danni fisici permanenti, è di 10^{-5} anni¹.

Se la turbina eolica è installata sul territorio, da sola o in una centrale eolica, costituisce, grazie alla sua altezza ed essendo spesso la struttura più alta del terreno circostante, un "bersaglio ideale" per scariche atmosferiche (figura 8.2).

In particolare l'altezza delle torri eoliche (specie per quelle più alte di 100m) facilita la formazione di scariche atmosferiche ascendenti dalla struttura alla nube³.

Figura 8.2



Se non indicato diversamente dall'analisi del rischio, i componenti di un aerogeneratore devono essere protetti in accordo ad un LPL-I (Lightning Protection Level).

Tale livello tiene in considerazione i parametri di fulminazione più elevati; un'analisi del rischio accurata potrebbe far ritenere economicamente vantaggioso differenziare i livelli di protezione: ad esempio le pale protette con l'LPL più elevato, mentre altre parti, che possono essere riparate o sostituite a costi inferiori, protette con un LPL più basso.

³ La carica elettrica accumulata nelle nubi temporalesche induce sulla superficie del terreno sottostante cariche elettriche di segno opposto, ma solitamente il conseguente campo elettrico non è sufficiente ad innescare la scarica ascendente. Di conseguenza gran parte dei fulmini sono discendenti dalla nube al suolo. Tuttavia il campo elettrico indotto si intensifica in presenza di superfici a punta quali ad esempio le montagne o in strutture elevate quali torri o turbine eoliche. In tal caso il campo elettrico può diventare di intensità tale da innescare una scarica ascendente.

8.2 Protezione delle pale

Le pale sono la parte più esposta dell'intera struttura ed il sistema di protezione dalle fulminazioni deve garantire che i danni causati da una scarica atmosferica possano essere tollerati fino alla successiva ispezione e manutenzione programmata.

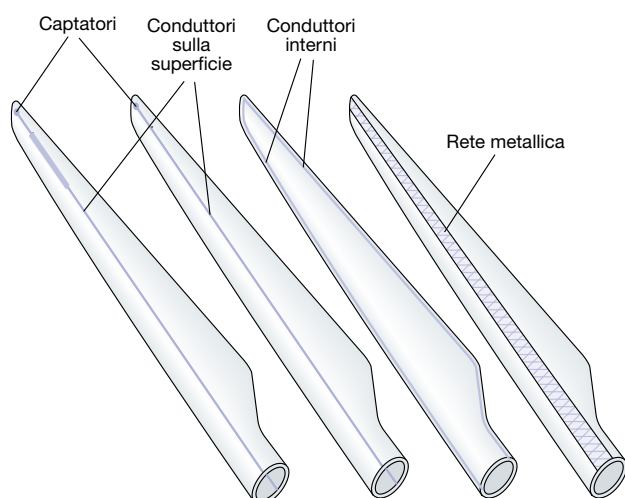
L'esperienza dimostra che i punti in cui si scarica il fulmine sono in prossimità dell'estremità delle pale (IEC 61400-24 Annex C).

Il fenomeno responsabile del più severo danneggiamento strutturale della pala eolica è l'onda di pressione che si viene a creare per archi elettrici conseguenti al percorso interno alla pala del fulmine e dovuti alla presenza di interstizi d'aria o tra i diversi strati di materiale composito. Il danneggiamento conseguente può andare dall'incrinazione della superficie alla completa disintegrazione della pala.

Danni minori si osservano qualora l'arco elettrico si forma sulla superficie esterna della pala o la corrente di fulmine è condotta da componenti metallici con sezione insufficiente. Pertanto l'obiettivo della protezione da fulminazione delle pale è di condurre la corrente di fulmine dal punto di scarica al mozzo evitando la formazione di archi interni.

Per ottenere ciò si guida la corrente di fulmine utilizzando conduttori metallici di sezione opportuna fissati sulla superficie⁴ o interni alla pala oppure aggiungendo una maglia metallica interna alla superficie della pala⁵ (figura 8.3).

Figura 8.3



⁴ Tale scelta può tuttavia peggiorare l'aerodinamica della pala o incrementare il rumore prodotto.

⁵ Il principale vantaggio dell'aggiunta di una maglia metallica risiede nella schermatura dal campo elettromagnetico indotto dai possibili elementi conduttori costituenti il corpo della pala (es. fibre di carbonio).

8.3 Protezione mozzo/ogiva

Il mozzo delle turbine di grossa taglia è di fatto un blocco d'acciaio cavo di forma pressoché sferica del diametro di 2-3m, perciò lo spessore stesso del materiale assicura che il mozzo sia di per sé immune alle fulminazioni.

Usualmente però il mozzo ha una copertura di materiale in fibra di vetro denominata ogiva che ruota col mozzo stesso.

Poiché vi è la possibilità che un fulmine colpisca direttamente l'ogiva, un'adeguata protezione deve essere considerata ed eventualmente realizzata con una struttura metallica collegata al mozzo.

Ciò a maggior ragione nelle turbine in cui vi sono sistemi di controllo elettro-meccanici ed attuatori (es. sistemi di regolazione angolo di Pitch) collocati tra il mozzo e lo spinner.

8.4 Protezione supporti e sistemi idraulici e di raffreddamento

All'interno della navicella i vari supporti (dell'albero principale, del moltiplicatore di giri, del generatore..) ed i sistemi attuatori hanno parti in movimento direttamente o indirettamente in contatto con parti della turbina in cui fluisce la corrente di fulmine e devono pertanto essere protetti in modo tale che l'eventuale fulminazione passante attraverso il componente sia ad un livello accettabile dallo stesso.

Nei sistemi idraulici in particolare occorre considerare il rischio di perdita di olio per rottura delle giunzioni e di incendio del fluido stesso.

La protezione può essere effettuata con un anello rotante e contatti striscianti (figura 8.4) che presentino un'impedenza inferiore rispetto al cammino naturale della corrente di fulmine attraverso i componenti da proteggere.

Figura 8.4



8.5 Dispensori di terra

La corrente di fulmine che giunge a terra attraverso la struttura metallica della torre deve essere opportunamente dispersa nel terreno da un sistema di messa a terra, il quale deve condurre correnti ad elevata intensità e frequenza senza che esse producano effetti termici o elettrodinamici pericolosi.

È usualmente raccomandato (IEC 61400-24) che il sistema di messa terra per la protezione dalle scariche atmosferiche e l'usuale messa a terra di funzionamento/protezione dell'impianto elettrico siano riuniti in un singolo sistema di dispersione.

È inoltre raccomandato di includere in esso i ferri di fondazione per ridurre il più possibile il valore della resistenza di terra ed il dispersore deve essere preferibilmente ad anello in contatto con il suolo per almeno l'80% della sua lunghezza.

Nel caso particolare in cui il terreno sia roccioso (quindi con resistività elevata) è raccomandato l'utilizzo di almeno due dispersori ad anello che possono essere integrati con picchetti conficcati nella roccia.

Nel caso invece di turbine eoliche off-shore, poiché la resistività dell'acqua salata è considerevolmente inferiore a quella di molti tipi di terreno, non sono in genere necessari dispersori ad anello, ma sono sufficienti i ferri di fondazione.

Infine nelle centrali eoliche ogni turbina deve avere un proprio sistema di messa a terra, ognuno dei quali è collegato al sistema di messa a terra della sotto-stazione

di trasformazione mediante adeguati conduttori di terra, ottenendo in tal modo dei benefici in termini di equipotenzialità e di riduzione della resistenza di terra complessiva (specie nei casi in cui è difficoltoso raggiungere un adeguato valore di resistenza di terra nell'intorno di ogni singolo aerogeneratore).

8.6 Applicazione del concetto di LPZ (Lightning Protection Zones)

Una turbina eolica può essere fisicamente suddivisa in più zone che in modo approssimato definiscono il livello d'influenza di una fulminazione sui componenti in tale zona. La suddivisione in LPZ è quindi un metodo per assicurare una sufficiente e sistematica protezione dei vari componenti della turbina.

Le LPZ sono definite dipendentemente dalla possibilità o meno di fulminazione diretta e dall'associato campo elettromagnetico indotto atteso in tale zona.

Metodi aggiuntivi di protezione dalla fulminazione sono poi applicati per garantire che i vari dispositivi all'interno di una determinata zona possano sopportare l'intensità della corrente di fulmine e dei fenomeni elettromagnetici associati.

Le diverse LPZ sono indicate nella tabella 8.1 (IEC 61400-24 Annex E).

I confini tra le zone LPZ 0_A e LPZ 0_B possono essere determinati attraverso il modello a "sfere rotanti" (figura 8.5).

Tabella 8.1

Zone esterne	
LPZ 0	Zona in cui il rischio è dovuto ad un campo elettromagnetico di fulminazione non attenuato ed in cui i sistemi interni possono essere soggetti alla totale o parziale corrente impulsiva di fulmine. A sua volta la zona 0 può essere suddivisa in due sottozone 0_A e 0_B .
LPZ 0_A	Zona in cui il rischio è dovuto al flash diretto di fulminazione ed al campo elettromagnetico indotto. I sistemi interni a tale zona possono essere soggetti alla totale o parziale corrente di fulmine.
LPZ 0_B	Zona protetta contro i flashes diretti ed in cui il rischio è dovuto al campo elettromagnetico indotto. I sistemi interni a tale zona possono essere soggetti alla parziale corrente di fulmine.
Zone interne	
LPZ 1	Zona in cui la corrente impulsiva di fulminazione è limitata dalla ripartizione ⁶ della stessa e dagli SPD sulla linea di confine. La schermatura spaziale può attenuare il campo elettromagnetico indotto.
LPZ 2..N ⁷	Zona in cui la corrente impulsiva di fulminazione è ulteriormente limitata dalla ripartizione della stessa e dagli SPD sulla linea di confine. Una schermatura spaziale addizionale può attenuare ulteriormente il campo elettromagnetico indotto.

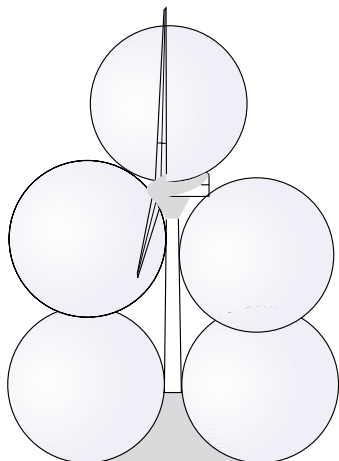
⁶ È la riduzione della corrente in ciascun conduttore del LPS per la distribuzione della corrente di fulmine originaria nei diversi conduttori costituenti l'LPS.

⁷ In generale, più alto è il numero di una zona, minori sono i valori delle grandezze indotte dalla fulminazione.

Le parti contro cui le sfere non possono rotolare sono protette dalla fulminazione diretta.

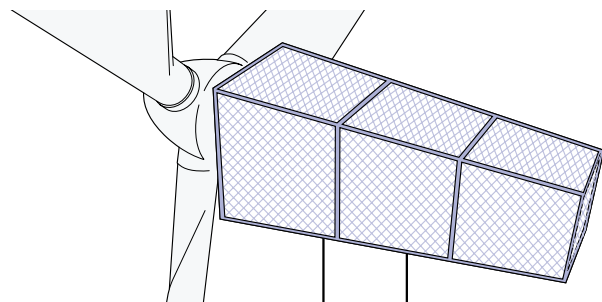
Le aree in grigio sono pertanto zone LPZ 0_B non colpite direttamente dal fulmine, mentre la restante superficie della turbina eolica è una zona LPZ 0_A.

Figura 8.5



Il confine tra le zone LPZ 0_A o LPZ 0_B e le zone LPZ1 può essere posto alla torre o alla copertura superiore della navicella se la copertura stessa è in metallo o è presente una rete sufficientemente magliata (figura 8.6) da proteggere i componenti interni (funzionamento da gabbia di Faraday).

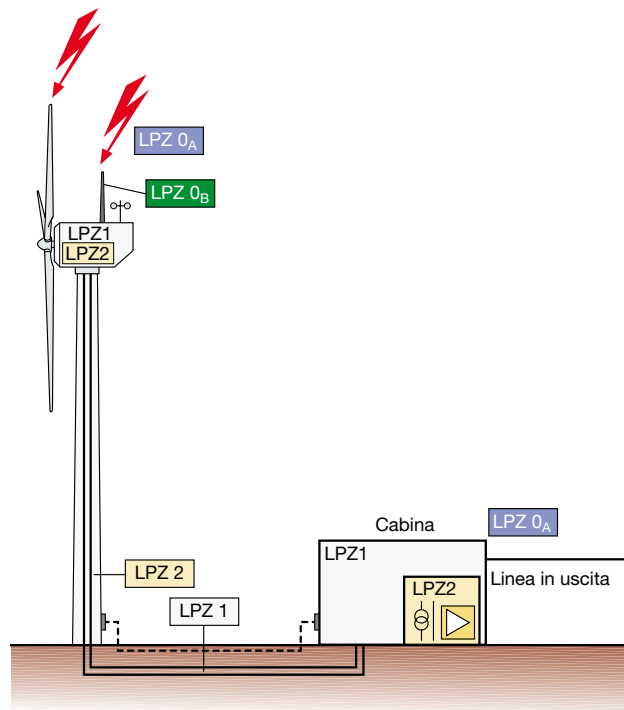
Figura 8.6



La navicella (provvista di rete magliata), la torre, la cabina di trasformazione sono LPZ1 (figura 8.7). I dispositivi installati all'interno di strutture metalliche in LPZ1 sono in zone di protezione LPZ2.

Se la torre è tubolare metallica e vi è una buona continuità elettrica tra le diverse parti che la costituiscono, la torre stessa è un'efficiente gabbia di Faraday che conduce a terra in modo soddisfacente la corrente di fulmine e la zona interna può essere quindi considerata LPZ2⁸ (figura 8.7).

Figura 8.7



⁸ Se la torre è a traliccio protegge lo spazio al suo interno dalle fulminazioni dirette e fornisce una riduzione del campo elettromagnetico indotto, cosicché lo spazio interno può essere considerato una zona LPZ 0_B.

Nelle figure 8.8-8.9 è rappresentata la suddivisione a zone del rotore-navicella rispettivamente nella configurazione doubly-fed e full converter.

Figura 8.8

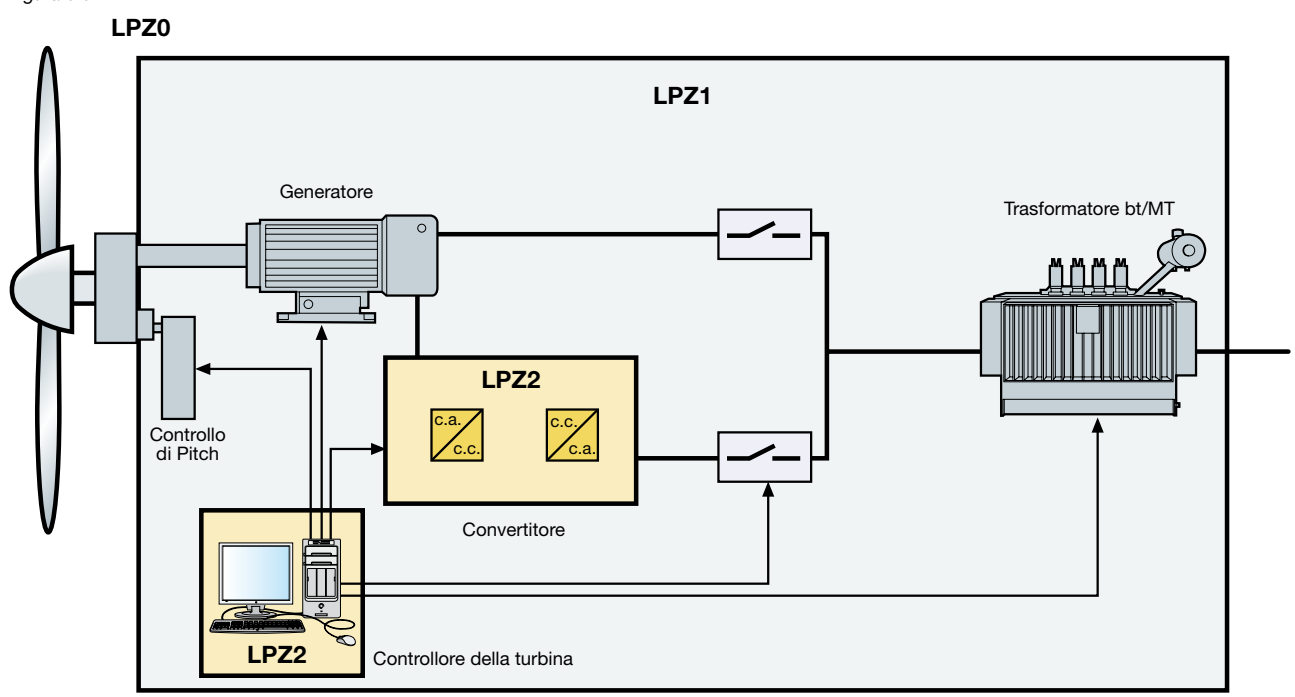
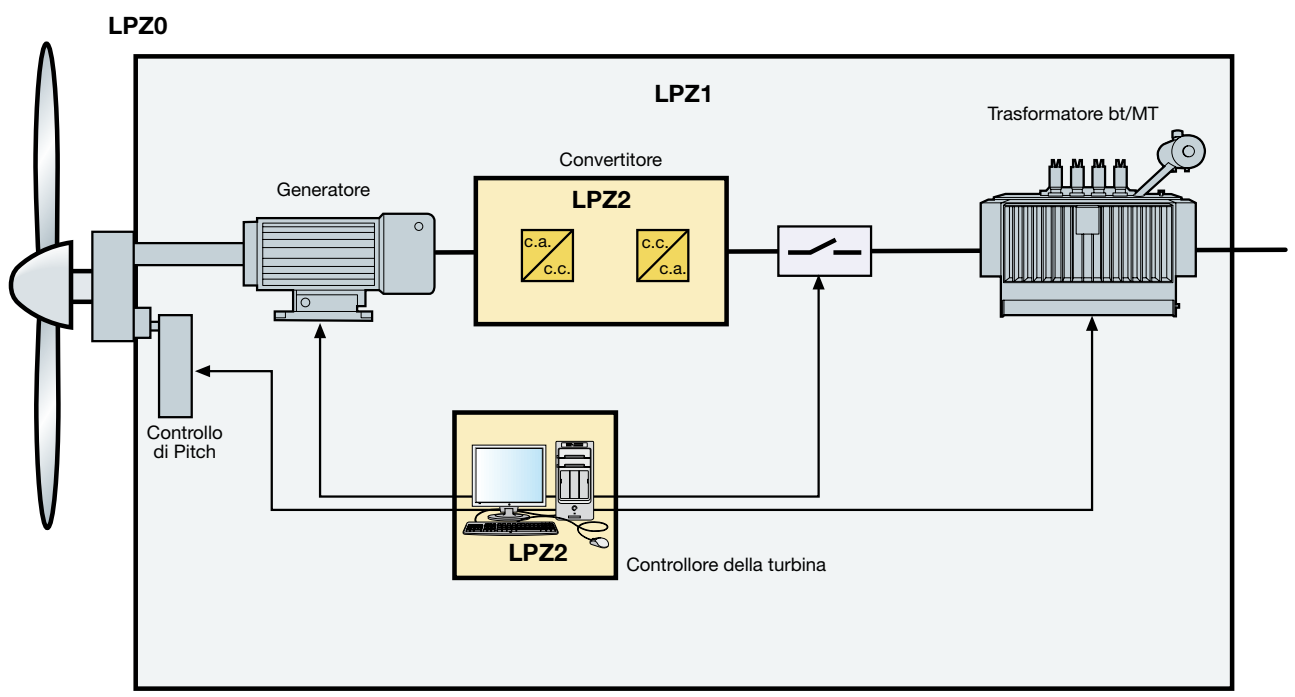


Figura 8.9



8.7 Utilizzo degli SPDs

Al fine di evitare danni ingenti da fulminazione che possono causare avaria dei vari componenti, all'interno di una data zona dovrebbe essere assicurato che nessun dispositivo sia esposto a correnti di fulmine ed a campi elettromagnetici indotti (con conseguente sovratensione di origine atmosferica) superiori ai propri livelli di sopportazione.

La protezione può essere raggiunta utilizzando cavi schermati, riducendo la spira prodotta dagli stessi e utilizzando SPDs.

In particolare l'installazione di opportuni SPDs protegge anche da sovratensioni di manovra per operazioni interne alla turbina o esterne nella rete elettrica a cui è allacciata. Tali sovratensioni che si verificano all'interno della turbina sono originate principalmente da:

- cortocircuiti nella rete;
- energia immagazzinata nei convertitori statici in caso di disconnessione;
- distacchi di carichi nei quadri di bassa tensione.

Oltre ai parametri di fulminazione, diversi parametri elettrici devono essere presi in considerazione per la scelta di un SPD appropriato:

- massima tensione (di linea e di fase) incluse le tolleranze dovute alla regolazione;
- massima frequenza;
- livello della corrente di cortocircuito;
- tensioni transitorie sovrainposte alla tensione di funzionamento.

Inoltre gli SPDs devono sopportare gli stress ambientali caratteristici del sito installativo, quali:

- temperatura ambiente;
- umidità;
- atmosfere corrosive;
- shock meccanici e vibrazionali.

La tipologia di SPDs che deve essere installata sulla linea entrante in ogni LPZ è la seguente (IEC 61400-24):

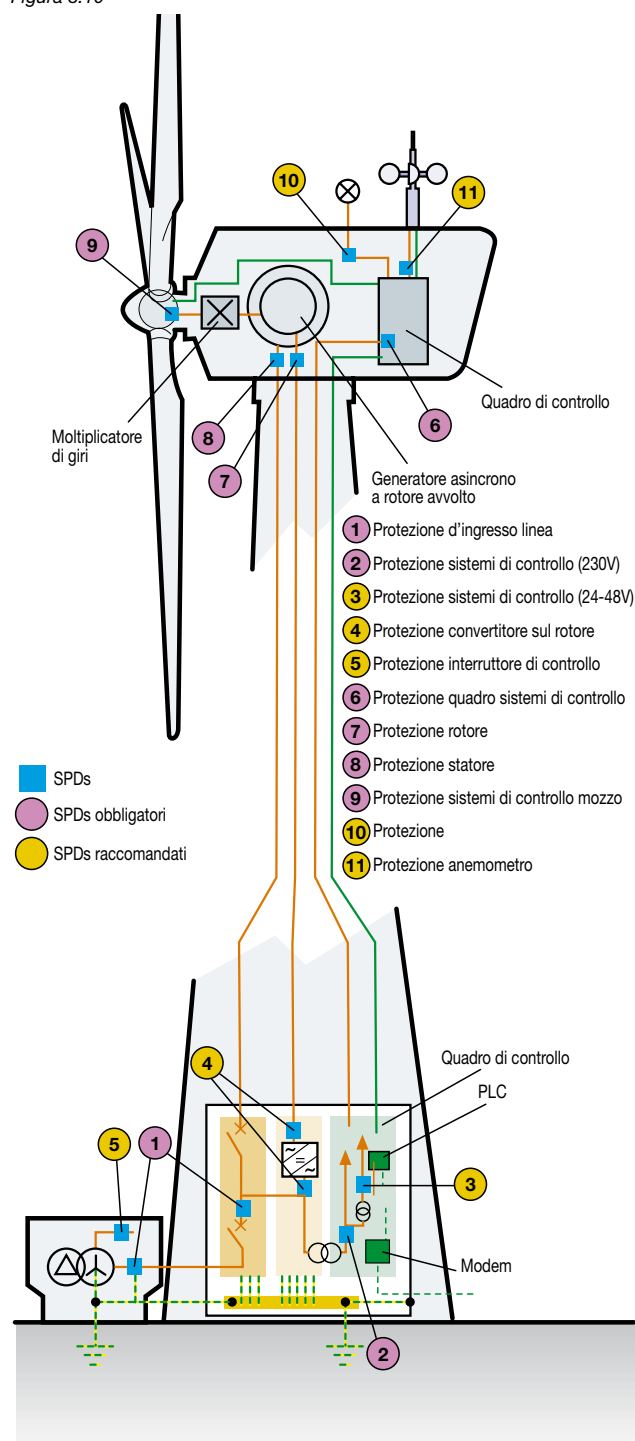
- *Tipo I* – il più vicino possibile al confine della LPZ 1;
- *Tipo II* – il più vicino possibile al confine della LPZ 2 o superiore e se necessario il più vicino possibile ai dispositivi da proteggere.

In base ai criteri di scelta di cui sopra, gli SPDs sono installati principalmente:

- nel sistema di generazione, sul circuito di potenza e di eccitazione;
- nel sistema di controllo dell'angolo di Pitch;
- nel sistema di controllo d'imbardata;
- nel sistema di controllo della turbina;
- nei sistemi ausiliari.

In figura 8.10 sono indicati nel dettaglio i punti d'installazione degli SPDs in un sistema doubly-fed in cui i dispositivi a valle del generatore sono posti alla base della torre.

Figura 8.10



I dati riguardanti la direzione e la velocità del vento (rilevati dall'anemometro) sono trasmessi al mozzo ed al sistema d'imbardata per un orientamento ottimale delle pale e della navicella.

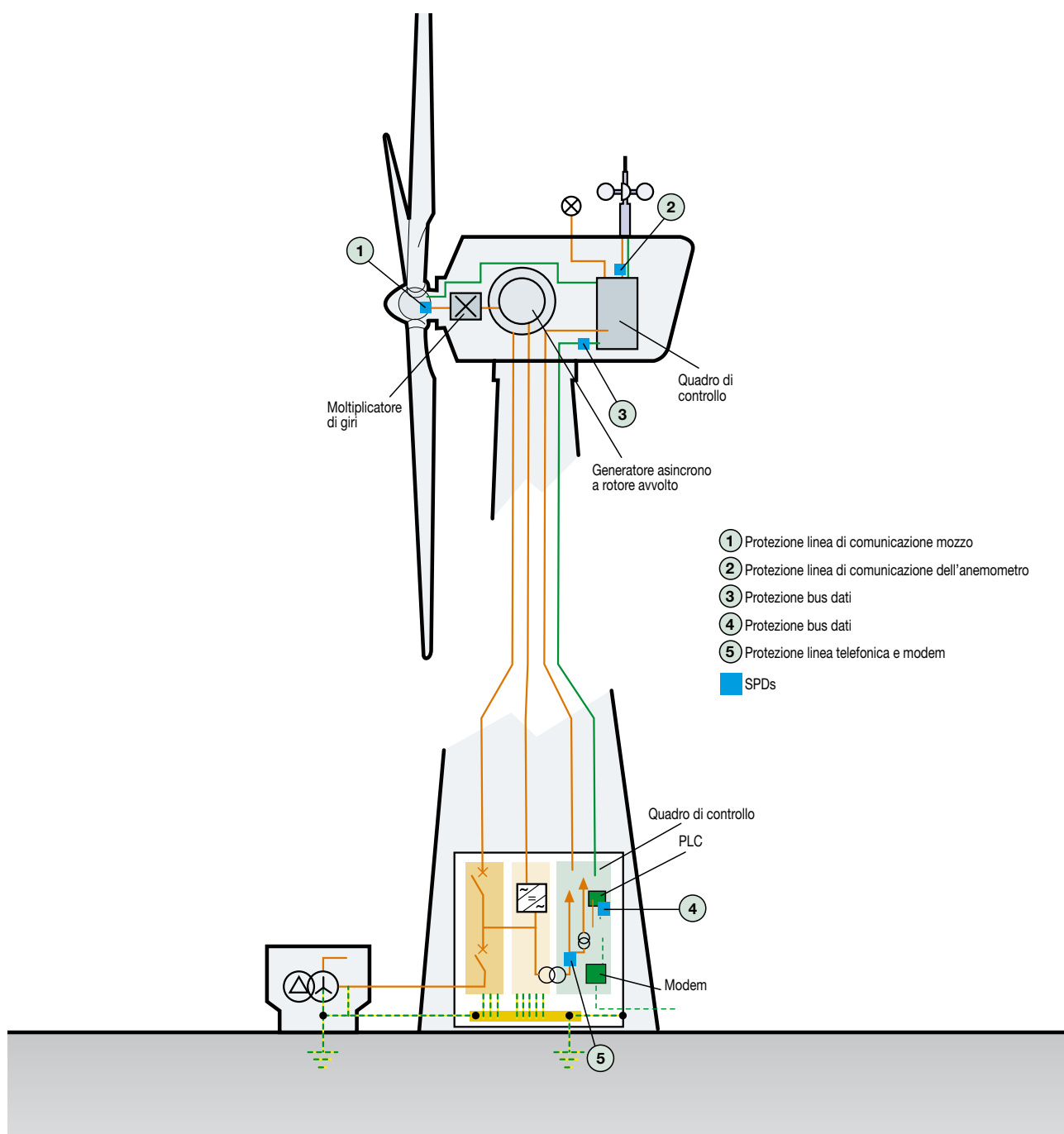
Pertanto le linee di comunicazione tra i sistemi automatici è bene che siano protette dalle sovratensioni con il posizionamento di SPDs idonei come indicato in figura 8.11. Per la protezione del sistema di controllo dell'angolo di Pitch, del sistema di controllo d'imbardata e dei sistemi

ausiliari sono in genere sufficienti SPD di Tipo II per la protezione dalle fulminazioni indirette.

Di seguito vengono invece fornite indicazioni generali del tipo di SPD da utilizzare nel circuito principale di potenza delle tre configurazioni:

- velocità fissa – generatore asincrono
- velocità variabile – doubly-fed
- velocità variabile – full converter

Figura 8.11



8.7.1 Velocità fissa – Generatore asincrono

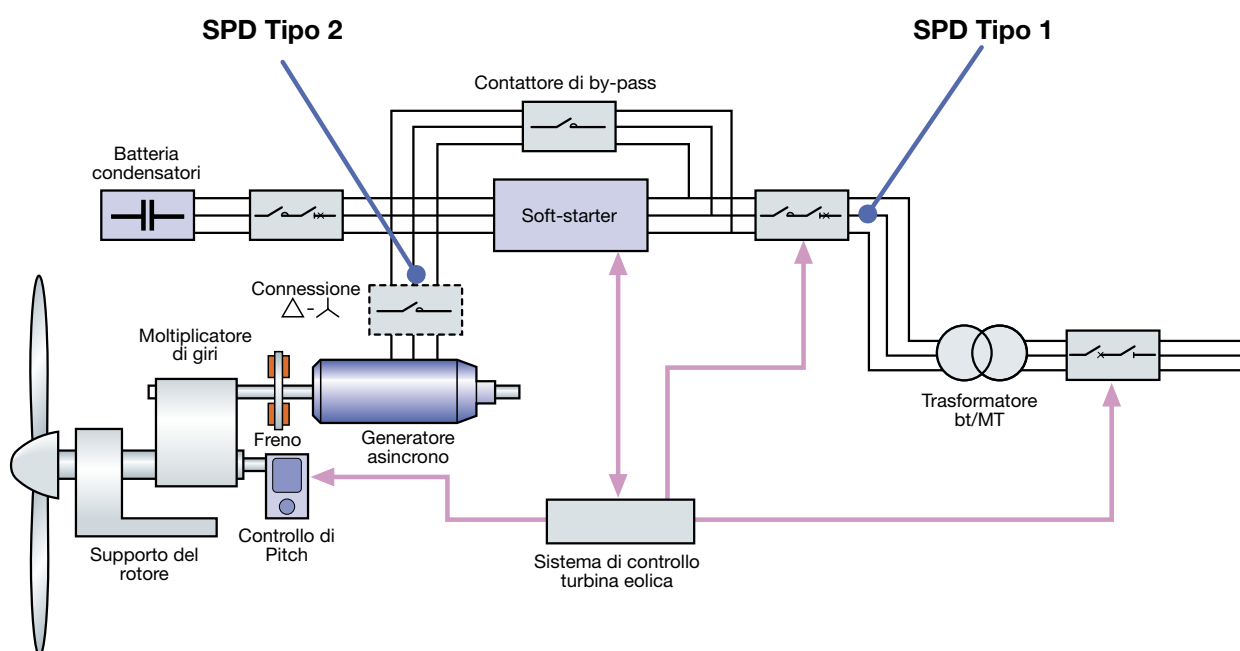
In tale configurazione, secondo lo schema di figura 8.12, è bene porre un SPD di tipo I nel quadro principale in ingresso alla turbina per la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica e dalle sovratensioni provenienti dalla rete.

Se l'SPD di tipo I non raggiunge autonomamente il livello di protezione effettivo U_{prot}^9 minore della tensione massi-

ma di tenuta dei dispositivi da proteggere o la distanza dalle apparecchiature da proteggere è maggiore di 10m, è bene prevedere un SPD di tipo II in prossimità del generatore per la protezione aggiuntiva degli avvolgimenti di statore.

⁹ U_{prot} è la somma del livello di protezione dello scaricatore U_p e della caduta di tensione dei collegamenti, che si può assumere pari a 1kV/m.

Figura 8.12



8.7.2 Velocità variabile – Doubly-fed

In tale configurazione, secondo lo schema di figura 8.13, è bene porre un SPD di tipo I nel quadro principale in ingresso alla turbina per la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica e dalle sovratensioni provenienti dalla rete. Se l'SPD di tipo I non raggiunge autonomamente il livello di protezione effettivo U_{prot} minore della tensione massima di tenuta dei dispositivi da proteggere o la distanza dalle apparecchiature da proteggere è maggiore di 10m, è bene prevedere un SPD di tipo II in prossimità del generatore per la protezione aggiuntiva degli avvolgimenti di statore ed uno in prossimità del convertitore sul rotore lato rete per una migliore protezione aggiuntiva. È bene inoltre porre tra il convertitore e gli avvolgimenti di rotore SPD di tipo II idonei per la protezione in presenza di sovratensioni transitorie sovrainposte alle tensioni dei controllo PWM (figura 8.14).

8.7.3 Velocità variabile – Full converter

In tale configurazione, secondo lo schema di figura 8.15, è bene porre un SPD di tipo I nel quadro principale in ingresso alla turbina per la protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica e dalle sovratensioni provenienti dalla rete.

Se l'SPD di tipo I non raggiunge autonomamente il livello di protezione effettivo U_{prot} minore della tensione massima di tenuta dei dispositivi da proteggere o la distanza dalle apparecchiature da proteggere è maggiore di 10m, è bene installare un SPD di tipo II in prossimità del convertitore lato rete per una migliore protezione aggiuntiva. È bene inoltre porre tra il convertitore e l'alternatore SPD di tipo II idonei per la protezione in presenza di sovratensioni transitorie sovrainposte alle tensioni dei controllo PWM (figura 8.14)

Figura 8.13

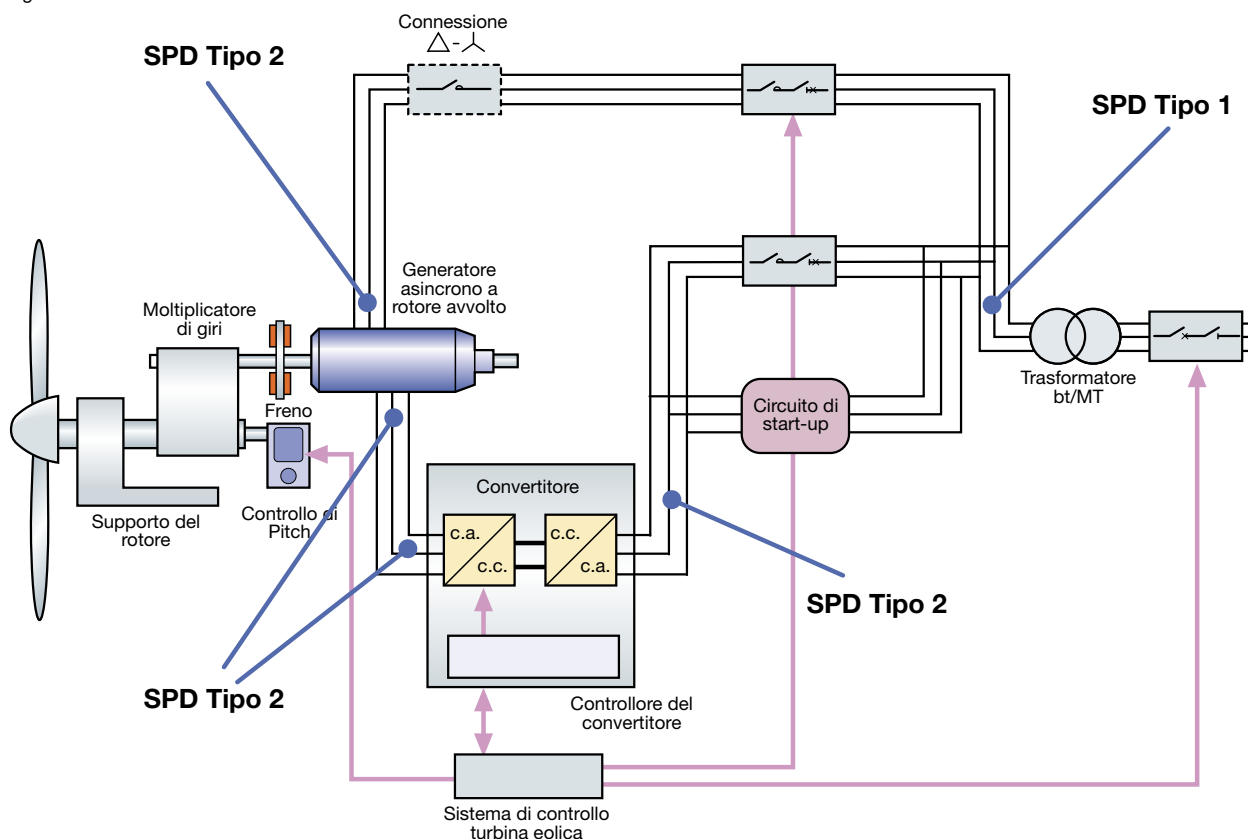


Figura 8.14

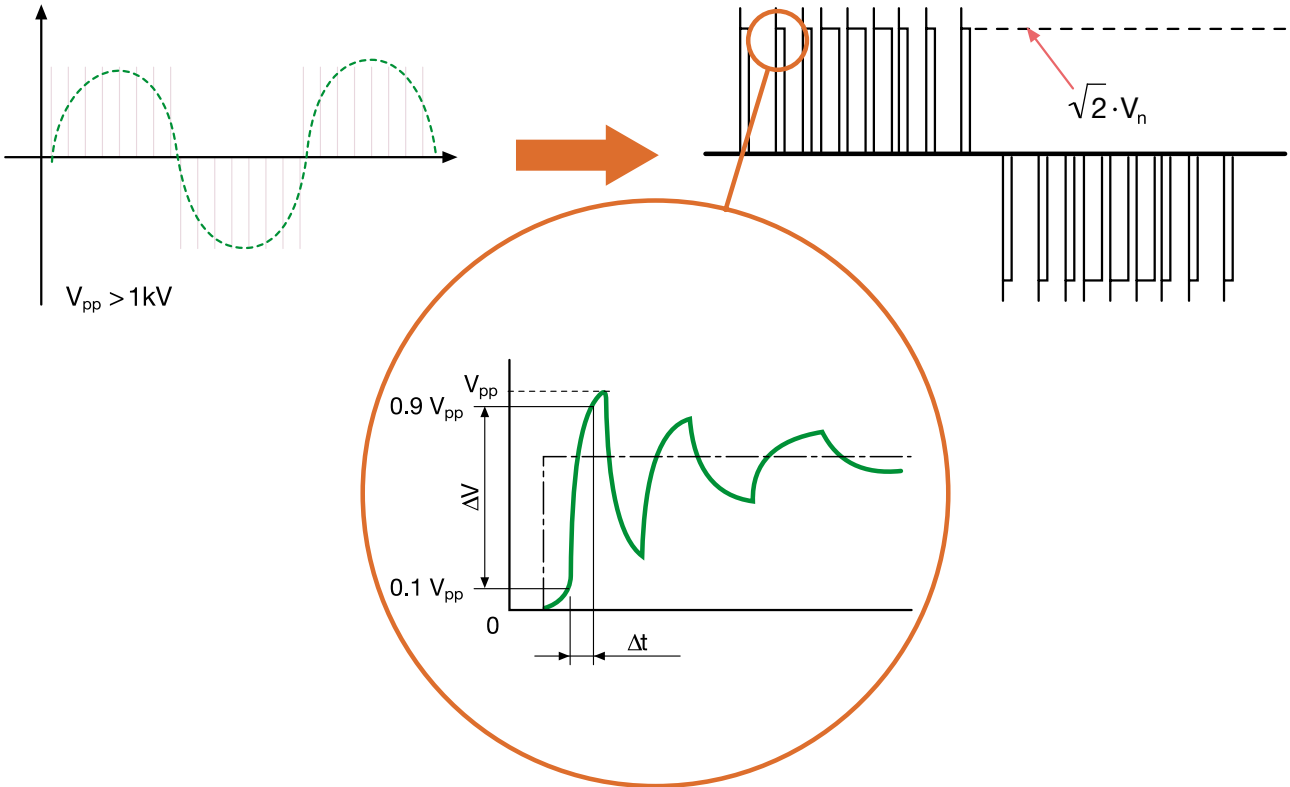
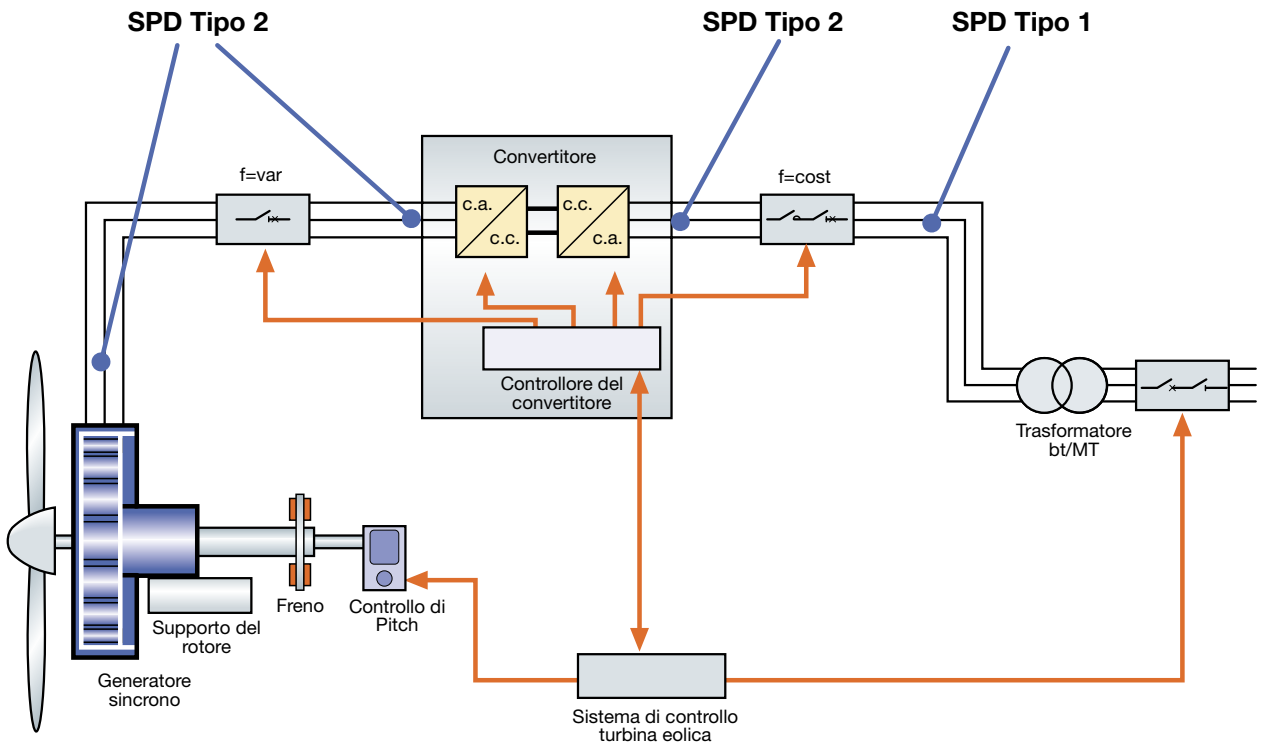


Figura 8.15



9 L'energia eolica nei sistemi elettrici di potenza

9.1 Centrali eoliche

Come esposto nel primo capitolo, le turbine eoliche possono operare come impianti di produzione allacciati alle reti elettriche di potenza, a sistemi elettrici isolati o anche singolarmente per l'alimentazione di un carico specifico. In particolare, il procedimento di integrazione degli impianti eolici nei sistemi di potenza comprende dapprima la scelta appropriata del sito d'installazione e, una volta effettuata la costruzione e la connessione alla rete, la gestione successiva della potenza immessa tenendo in considerazione la richiesta di potenza dei carichi di rete e l'aleatorietà e variabilità della risorsa vento. Difatti la connessione degli aerogeneratori ai sistemi elettrici di potenza può avere effetti localizzati sulla rete in termini di power-quality e, se la frazione dell'energia eolica immessa nel sistema elettrico diventa non trascurabile, gli effetti si possono manifestare su tutta la rete elettrica.

Le turbine eoliche possono essere installate in unità singole o raggruppate in centrali eoliche, note anche come "wind power plants".

Nella scelta del sito d'installazione usualmente l'obiettivo principale è di massimizzare il ritorno economico dell'investimento che si appronterebbe, cercando di minimizzare effetti quali l'inquinamento acustico e l'impatto visivo-ambientale.

Una volta scelto il sito d'installazione, l'esatta collocazione ed orientamento del singolo aerogeneratore o la disposizione delle diverse turbine eoliche nelle centrali eoliche è solitamente effettuato mediante programmi di simulazione al computer al fine di massimizzare l'estrazione di energia dal vento, tenendo sempre in considerazione i limiti precedenti e la configurazione morfologica del sito installativo.

In particolare, nell'installazione degli aerogeneratori nelle centrali eoliche, una delle problematiche tecniche rilevanti è quanto spazio lasciare tra le singole turbine per mantenere entro limiti accettabili la mutua interferenza aerodinamica. Infatti, l'estrazione di energia eolica effettuata dalle turbine poste sopravento determina una riduzione della velocità del vento disponibile per le turbine sottovento ed un possibile incremento della turbolenza.

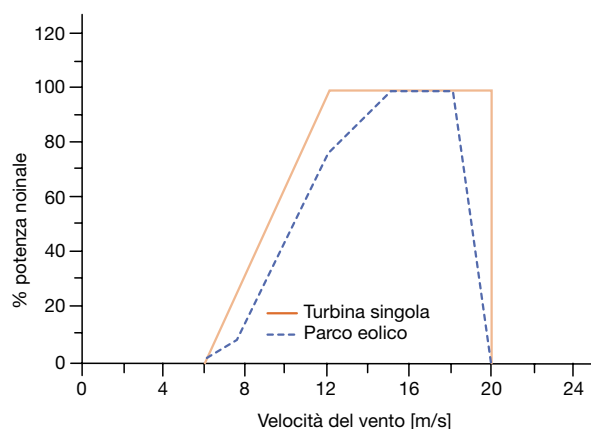
Ciò ha come conseguenza, non solo la riduzione dell'energia complessiva generata dalla centrale eolica¹, ma anche una fluttuazione marcata della potenza elettrica immessa in rete.

Oltre a ridurre l'energia eolica catturata, un'elevata turbolenza incrementa le velocità delle raffiche di vento con la conseguenza che i sistemi di controllo intervengono più frequentemente per arrestare la turbina, riducendo così ulteriormente la produzione energetica.

Inoltre la turbolenza incrementa la sollecitazione a fatica dei materiali costituenti gli aerogeneratori posti sottovento riducendone la vita attesa.

Analizzando la curva di potenza di una centrale eolica (figura 9.1), si può notare la differenza con la curva della singola turbina.

Figura 9.1



Quando il vento in ingresso alla centrale eolica raggiunge la velocità di cut-in, la prima linea di turbine inizia a produrre potenza elettrica.

Tale estrazione di energia dal vento riduce la velocità dello stesso in uscita dalla prima linea e pertanto le turbine retrostanti non possono operare.

Col crescere della velocità del vento in ingresso, aumenta il numero delle linee di turbine funzionanti fino a che tutte le turbine producono potenza seppur le turbine della prima linea producono maggior potenza per unità.

Inoltre, quando il vento in ingresso raggiunge la velocità per cui la prima linea di aerogeneratori produce la potenza elettrica nominale, le altre linee producono una potenza inferiore; ciò significa che per far produrre la potenza nominale a tutte le turbine, il vento in ingresso dovrebbe avere una velocità tanto maggiore di quella nominale, tanto più è elevato il numero di file di turbine.

Perciò, non solo l'energia totale prodotta da una centrale eolica è inferiore alla somma della produzione energetica delle singole turbine installate isolatamente, ma anche la curva di potenza complessiva di una centrale eolica in funzione della velocità del vento ha un andamento differente rispetto a quello di una turbina presa singolarmente².

Infine, specie quando l'area del sito d'installazione è limitata, uno studio preliminare di ottimizzazione deve essere effettuato per determinare il numero di turbine, la loro taglia e lo spazio reciproco al fine di massimizzare la produzione di energia da parte della centrale eolica.

¹ L'energia eolica complessivamente prodotta è inferiore alla somma dell'energia prodotta dalle singole turbine qualora fossero installate singolarmente.

² Nell'esempio in figura si assume che tutte le turbine funzionino correttamente; laddove alcune turbine fossero fuori servizio per guasto o manutenzione ordinaria, la curva effettiva di potenza della centrale eolica andrebbe spostata verso il basso.

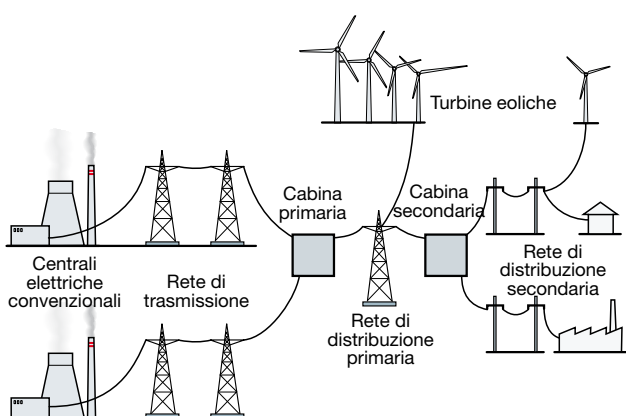
9.2 Effetti sulla rete delle turbine eoliche

Spesso nello studio delle turbine eoliche che immettono potenza in rete, si considera idealmente quest'ultima a potenza di cortocircuito infinita che non può quindi essere influenzata dalla connessione di carichi o generatori aggiuntivi.

In realtà ogni scostamento tra potenza generata ed assorbita determina una variazione della frequenza della tensione di rete e, tramite l'impedenza delle varie linee, causa una variazione della tensione dal valore nominale. Di conseguenza la rete è influenzata dalla connessione degli aerogeneratori tanto maggiormente quanto più elevato è il rapporto tra la potenza nominale della centrale eolica ed il livello di guasto del sistema nel punto di connessione.

Schematicamente e semplificando, una rete di potenza può essere suddivisa in quattro sezioni principali: generazione, trasmissione, distribuzione primaria e distribuzione secondaria (figura 9.2).

Figura 9.2



La funzione di generazione è storicamente effettuata da grossi generatori sincroni installati in centrali elettriche di grande potenza alimentate da fonti energetiche "tradizionali"³.

Tali generatori rispondono alle variazioni di carico, mantenendo la frequenza di rete costante ed ajustando se necessario la tensione di alimentazione. L'energia elettrica in queste grosse centrali è prodotta in media tensione e viene poi trasformata in alta ed altissima tensione per l'immissione in rete.

La trasmissione dell'energia è effettuata tramite grosse linee aeree o in cavo a tensione elevata al fine di ridurre le perdite di potenza.

³ Generalmente centrali termoelettriche alimentati da combustibili fossili o nucleare e centrali idroelettriche.

La distribuzione primaria in media tensione e secondaria in bassa tensione sono rispettivamente utilizzate per l'alimentazione di carichi di potenza decrescente multi o singolo utente.

Le reti di distribuzione sono spesso vicine ai punti di prelievo dell'energia elettrica e lontano dalle centrali di generazione, hanno un livello di guasto via via decrescente e sono quindi maggiormente influenzate dalle fluttuazioni lente o veloci di carico.

Gli impianti di generazione eolica vengono usualmente inseriti nel sistema elettrico di potenza allacciandoli nella sezione di distribuzione primaria o, nel caso di piccoli impianti, nella sezione di distribuzione secondaria.

I parchi eolici on-shore e off-shore di grandi dimensioni sono invece usualmente connessi alla rete in alta o altissima tensione. Un tipico schema di collegamento alla rete in alta tensione di un parco eolico on-shore è indicato in figura 9.3, mentre in figura 9.4 è indicato lo schema di connessione alla rete elettrica di un parco eolico off-shore mediante un cavo elettrico in alta tensione in corrente continua.

Figura 9.3

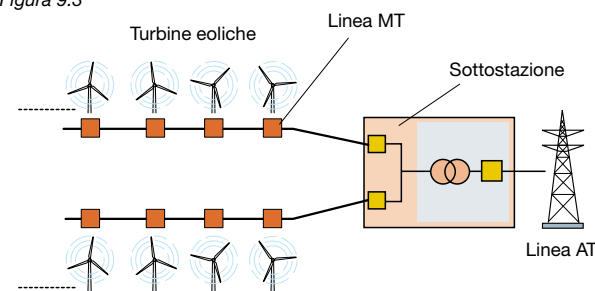
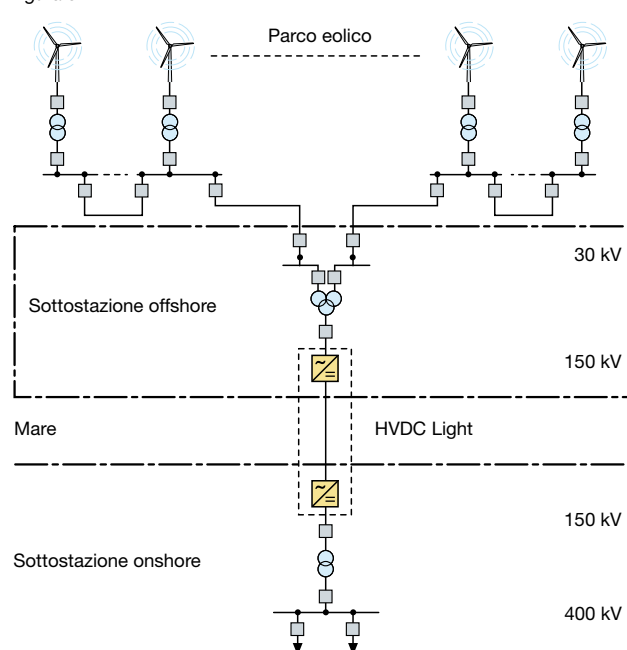


Figura 9.4



9.2.1 Variazione della frequenza

La frequenza di rete è controllata dal flusso di potenza attiva nel sistema elettrico. In ciascun generatore elettrico connesso alla rete vale la relazione:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_e \quad [9.1]$$

dove:

J è il momento d'inerzia del rotore;

Ω è la velocità angolare del rotore;

C_m è la coppia meccanica motrice applicata al rotore;

C_e è la coppia elettromagnetica di carico resistente.

Pertanto, qualora si verifichi uno squilibrio tra le due coppie, il rotore tenderà ad accelerare o decelerare, in modo proporzionale alla differenza delle coppie ed inversamente proporzionale al proprio momento d'inerzia. Poiché la potenza può essere espressa come il prodotto della coppia per la velocità angolare, l'espressione precedente in termini di potenze diviene:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{\Omega} \quad [9.2]$$

Essendo ciascun generatore connesso alla rete in sincronismo con tutti gli altri, l'equazione precedente può rappresentare il funzionamento dell'intero sistema.

Quindi, poiché la frequenza di rete è direttamente correlabile alla velocità angolare del rotore, tramite la relazione:

$$\Omega = \frac{\omega}{p} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f}{p} \quad [9.3]$$

dove:

ω è la pulsazione delle grandezze elettriche generate;

p è il numero di paia poli del generatore.

Lo squilibrio tra la potenza motrice immessa in rete come potenza elettrica complessiva generata e la somma delle potenze dei carichi allacciati determina una variazione della frequenza di rete. A seguito della variazione dei carichi, vengono quindi variate le potenze generate nelle centrali per mantenere la frequenza il più possibile costante ed entro limiti stabiliti. In particolare tanto più la frazione di potenza generata da una centrale di produzione rispetto alla potenza complessiva immessa in rete è alta, tanto più tale impianto di generazione è in grado di influenzare con il suo funzionamento la frequenza di rete.

9.2.2 Variazione della tensione

Nel caso invece della tensione, uno dei metodi di regolazione è la variazione dell'eccitazione dei generatori.

Con riferimento agli alternatori, variando il flusso magnetico di eccitazione, varia il valore efficace della tensione e la potenza reattiva generate; quindi varia anche il fattore di potenza dell'energia immessa in rete.

In particolare negli impianti eolici, poiché la linea di connessione di una centrale di produzione alla rete in MT presenta un'impedenza ohmico-induttiva al flusso di corrente⁴, si avrà una variazione della tensione tra i morsetti del generatore eolico e la tensione nel punto di allacciamento con la rete, espressa dalla formula:

$$\Delta V = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{V_r} \quad [9.4]$$

dove:

P è la potenza attiva complessiva generata dalla centrale eolica;

Q è la potenza reattiva complessiva generata dalla centrale eolica⁵;

r è la resistenza della linea di connessione;

x è la reattanza induttiva della linea di connessione;

V_r è la tensione di rete nel punto di connessione.

Come si può notare dalla relazione precedente, l'immissione in rete di potenza sia attiva che reattiva determina una variazione di tensione tra il punto di generazione ed il punto di connessione con la rete. Idealmente, se V_r rimanesse sempre costante al valore nominale (rete a potenza di corto circuito infinita), aumentando l'immissione di potenza, si avrebbe una sovratensione ai morsetti dei generatori della centrale eolica, tanto maggiore quanto più è elevata l'impedenza della linea di connessione.

Nella realtà tanto più il punto di connessione ha un livello di guasto non elevato, tanto più la tensione V_r può subire delle variazioni (in funzione della potenza transitante nel nodo di connessione) che si ripercuote sui carichi allacciati al medesimo nodo.

La norma EN 50160 definisce i livelli massimi della variazione quasi-stazionaria della tensione di rete misurata nei 10min:

- $\pm 10\%$ della tensione nominale U_n durante il 95% della settimana;
- per le reti in bassa tensione, tra -15% e $+10\%$ di U_n .

Nel caso delle turbine eoliche la variazione di tensione può essere limitata variando il fattore di potenza.

Difatti, una modesta riduzione di quest'ultimo dal valore unitario a 0.98 induttivo fa decrescere la massima variazione di tensione dell'1.5%.

⁴ Si trascurano i parametri trasversali come è consuetudine fare nella modellizzazione di linee elettriche corte ed ad a tensione non elevata.

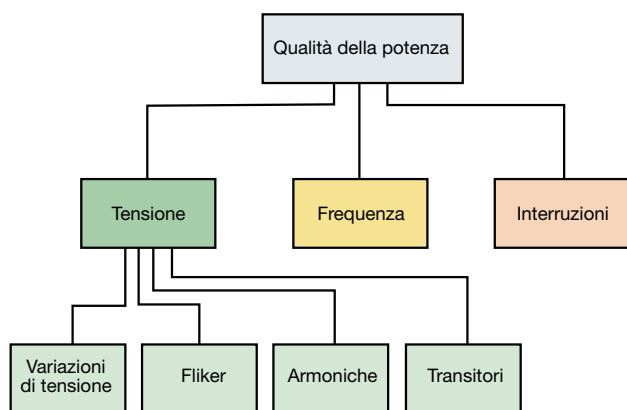
⁵ Qualora le turbine eoliche fossero a velocità fissa con generatore asincrono, la potenza reattiva sarebbe assorbita e quindi di valore negativo.

9.3 Qualità della potenza

L'iniezione di potenza elettrica nella rete può influenzare quindi la qualità della tensione di rete.

Poiché la qualità della tensione deve restare entro certi limiti per garantire la fornitura di energia elettrica agli utenti, la norma IEC 61400-21 fornisce le procedure per determinare le caratteristiche di "power quality" delle turbine eoliche (figura 9.5).

Figura 9.5



In accordo alla norma precedente i seguenti parametri sono determinanti per la caratterizzazione della qualità della potenza fornita dagli aerogeneratori:

- dati di targa (P_n , Q_n , U_n e I_n);
- potenza massima consentita P_{mc} (media in 10min);
- potenza massima misurata P_{600} (media in 600s), P_{60} (media in 60s) e $P_{0.2}$ (media in 0.2s);
- potenza reattiva Q (media in 10min);
- coefficiente di flicker $c(\Psi_k, v_a)$ in servizio continuo come funzione dell'angolo dell'impedenza di linea Ψ_k e della velocità media annuale del vento v_a ;
- numero massimo di manovre sulle turbine in periodo di 10min (N_{10}) e di due ore (N_{120});
- coefficiente di flicker a gradino $k_f(\Psi_k)$ e coefficiente di variazione della tensione $k_v(\Psi_k)$ funzioni dell'angolo Ψ_k per specificate operazioni di manovra della turbina;
- massimo valore delle armoniche di corrente I_k , fino alla 50-esima su un periodo di 10min, delle interarmoniche fino a 2kHz e delle componenti ad alta frequenza tra 2kHz e 9kHz⁶.

Nella tabella 9.1 vengono riassunte le principali influenze esercitate sulla rete da un aerogeneratore o da una centrale eolica e le relative cause.

Tabella 9.1

Parametro	Causa
Valore di tensione	Potenza prodotta
Fluttuazioni di tensione e flicker	Manovre Effetto ombra della torre Errore di pitching delle pale Errore d'imbardata Variazione repentina del vento
Armoniche	Inverter Raddrizzatori
Consumo di potenza reattiva	Componenti induttive o generatori asincroni
Picchi o buchi di tensione	Manovre

9.3.1 Massima potenza consentita

È il valor medio della potenza massima che la turbina eolica, dipendentemente dalla sua tecnologia, può fornire per il tempo specificato di 10 min. Per le turbine con un controllo attivo della potenza in uscita (angolo di Pitch, velocità variabile) solitamente si ha $P_{mc} = P_n$, mentre per le turbine con un controllo passivo (stallo, velocità fissa) usualmente si può avere una P_{mc} maggiore del 20% la potenza nominale P_n .

9.3.2 Massima potenza misurata

Le potenze massime misurate sono da tenere in considerazione nella scelta dei settaggi dei relè di protezione ed assumono rilevanza nel funzionamento delle turbine eoliche nelle reti isolate. Le turbine a velocità variabile forniscono generalmente $P_{0.2} = P_{60} = P_{600} = P_n$, mentre le turbine a velocità fissa $P_{0.2}$ è generalmente maggiore della potenza nominale P_n .

9.3.3 Potenza reattiva

La potenza reattiva di una turbina eolica deve essere specificata come il valore medio nei 10min in funzione della potenza attiva media generata nei 10min, per 0.10%...90%, 100% della potenza nominale P_n e in funzione di P_{mc} , P_{60} e $P_{0.2}$.

Gli aerogeneratori con motore asincrono connesso direttamente alla rete assorbono potenza reattiva in funzione della potenza generata.

La compensazione avviene usualmente mediante l'inserzione graduale di batteria di condensatori.

Le turbine eoliche che impiegano invece convertitori di frequenza sono solitamente in grado di controllare la potenza reattiva azzerandola, oppure assorbendola o erogandola a seconda delle esigenze della rete, pur nei limiti imposti dalla taglia del convertitore.

⁶ Per valori di potenza attiva generata pari a 0,10,20...,100% della potenza nominale P_n .

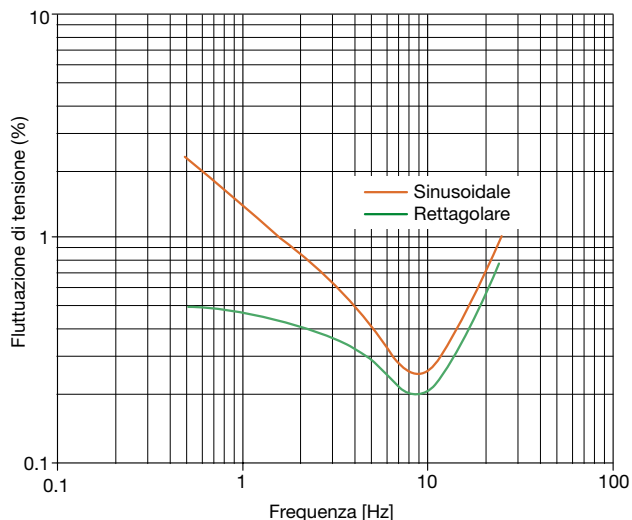
9.3.4 Coefficiente di flicker

La fluttuazione della potenza generata dalle turbine eoliche causa una fluttuazione della tensione di rete nel punto di immissione.

L'ampiezza delle fluttuazioni di tensione dipende non solo dall'ampiezza delle fluttuazioni di potenza, ma anche dall'impedenza (e quindi dal livello di guasto) della rete. Le fluttuazioni di tensione possono causare una fastidiosa variazione del flusso luminoso emesso dalle lampade, creando il cosiddetto fenomeno del flicker.

Come si può notare dalla figura 9.6, anche una piccola variazione percentuale della tensione può causare il fastidioso flicker⁷.

Figura 9.6



Il coefficiente di flicker è una misura del massimo flicker (99-esimo percentile) causato da una turbina durante il funzionamento continuo ed è espresso come:

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad [9.5]$$

dove:

P_{st} è il flicker causato dalla turbina eolica su una rete fittizia;

S_n è la potenza apparente nominale della turbina eolica;

S_k è la potenza apparente di cortocircuito della rete.

Il coefficiente di flicker deve essere fornito per specifici valori dell'angolo dell'impedenza di rete (30°, 50°, 70°, 85°) e della velocità media annuale del vento (6m/s, 7.5m/s, 8.5m/s, 10m/s).

Le turbine a velocità variabile possiedono solitamente un basso valore del coefficiente di flicker, le turbine a velocità fissa a controllo di stallo presentano un valore medio, mentre le turbine a velocità fissa a controllo dell'angolo di pitch hanno un valore più elevato.

Nelle turbine a velocità fissa il flicker è principalmente causato dalla scia dovuta alla torre.

Ogni volta che una pala del rotore passa dinnanzi alla torre, si riduce la potenza in uscita dalla turbina.

Questo effetto determina una variazione periodica della potenza con una frequenza dell'ordine di 1Hz e al conseguente fluttuazione della tensione.

Al contrario, le fluttuazioni di potenza dovute alla variazione della velocità del vento hanno una frequenza inferiore e sono pertanto meno rilevanti a fini del flicker.

Le turbine a velocità variabile hanno un coefficiente di flicker più basso perché le fluttuazioni periodiche di potenza dovute alla scia della torre vengono smorzate dall'aerogeneratore stesso.

Nelle centrali eoliche le fluttuazioni periodiche della potenza complessiva generata sono attenuate, poiché le fluttuazioni di potenza delle singole turbine non sono tra loro correlate.

Di conseguenza il flicker causato da una centrale di produzione eolica costituita da n turbine dello stesso tipo è \sqrt{n} volte il flicker causato dalla singola turbina.

9.3.5 Coefficiente di flicker a gradino

È un indice del flicker causato in conseguenza di una singola manovra dell'aerogeneratore ed è espresso come:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot P_{st} \cdot T_p^{0.31} \quad [9.6]$$

dove:

T_p è la durata della variazione di tensione dovuta alla manovra;

P_{st} è il flicker causato dalla turbina eolica su una rete fittizia.

Il coefficiente di flicker a gradino deve essere fornito per specifici valori dell'angolo dell'impedenza di rete (30°, 50°, 70°, 85°) e per specifici tipi di manovre.

Le turbine a velocità variabile possiedono solitamente un basso valore del coefficiente di flicker gradino, le turbine a velocità fissa a controllo dell'angolo di Pitch presentano un valore medio, mentre le turbine a velocità fissa a controllo di stallo hanno un valore più elevato.

⁷ L'occhio umano è più sensibile alle variazioni di tensione con frequenza di 8-10Hz.

9.3.6 Coefficiente di variazione della tensione

È un indice della variazione di tensione causata da una singola manovra dell'aerogeneratore ed è espresso come:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{V_{\max} - V_{\min}}{U_n} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad [9.7]$$

V_{\max} e V_{\min} sono rispettivamente la tensione di fase massima e minima in una rete fittizia durante la manovra;

U_n è la tensione di linea nominale del sistema.

Il coefficiente di variazione della tensione deve essere fornito per specifici valori dell'angolo dell'impedenza di rete (30°, 50°, 70°, 85°) e per specifici tipi di manovre (vedi paragrafo 6.2.1).

Le turbine a velocità variabile possiedono solitamente un basso valore di tale coefficiente, le turbine a velocità fissa a controllo dell'angolo di pitch presentano un valore medio, mentre le turbine a velocità fissa a controllo di stallo hanno un valore più elevato.

9.3.7 Operazioni di manovra

Ai fini dell'influenza sulla variazione della tensione, le seguenti tipologie di manovre sono rilevanti:

- avviamento della turbina eolica alla velocità del vento di cut-in;
- avviamento della turbina eolica alla velocità nominale del vento;
- caso peggiore di manovra tra generatori (nella configurazione con turbine con più di un generatore o un generatore con avvolgimenti multipli).

L'influenza sulla qualità di potenza dipende non solo dal numero di manovre ma anche dalla frequenza delle stesse. In particolare le variazioni di tensione durante le operazioni di manovra sono dovute alle correnti d'inserzione e le rispettive variazioni di potenza attiva e reattiva.

Durante l'avviamento, il generatore richiede potenza reattiva per la magnetizzazione dello statore.

Per le turbine a velocità fissa, il soft-starter limita la corrente d'inserzione dei generatori asincroni.

Pochi secondi dopo che il generatore è connesso, l'inserzione delle batterie di condensatori limita l'assorbimento di potenza reattiva durante il normale funzionamento.

Le veloci variazioni di potenza durante le operazioni di manovra causano inoltre flicker.

Questo effetto è limitato nelle turbine a velocità variabile, le quali, per la loro natura costruttiva, smorzano gli effetti

sulla qualità della potenza forniti dovuti alle operazioni di manovra.

Nelle centrali eoliche, vi sono usualmente solo una o poche turbine che si avviano o arrestano contemporaneamente, quindi per il calcolo della variazione di tensione di manovra è sufficiente considerare una turbina o un ristretto numero di turbine.

9.3.8 Armoniche

Le attuali turbine a velocità variabile sono equipaggiate con inverter a controllo PWM che impiegano interruttori statici IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) o IGCT (Integrated Gate Commutated Thyristor)⁸.

In particolare sono utilizzati due tipi di inverter a PWM:

- a frequenza di clock fissa;
- a frequenza di clock variabile.

Il primo tipo a frequenza fissa produce singole interarmoniche nel range della frequenza di clock e armoniche multiple di tale frequenza.

Il secondo tipo a frequenza variabile invece presenta un'ampia banda di interarmoniche e armoniche multiple che raggiungono il loro massimo alla frequenza di risonanza con la rete.

9.3.9 Controllo della frequenza

In un sistema elettrico di potenza, la frequenza è un indicatore dell'equilibrio o squilibrio tra la potenza attiva generata ed assorbita⁹, ivi incluse le perdite di trasmissione e distribuzione.

Nel normale funzionamento della rete, la frequenza dovrebbe essere molto prossima al valore nominale: ad esempio nei paesi europei essa usualmente varia tra 50±0.1Hz e molto raramente è al di fuori del range 49-50.3Hz.

Qualora vi sia uno squilibrio tra generazione e consumo (per il fuori servizio di una centrale di produzione o per l'aumento di carico), si fa ricorso ai controlli primario e secondario della frequenza al fine di ribilanciare il sistema e riportare la frequenza entro i valori stabiliti.

Se, per ipotesi, i carichi di rete assorbono più potenza di quanta ne venga generata, l'energia cinetica accumulata nei grossi alternatori delle centrali convenzionali viene utilizzata per mantenere il più possibile prossime la potenza generata e assorbita.

Ciò comporta una riduzione della velocità di rotazione degli alternatori e di conseguenza una diminuzione della frequenza.

⁸ Appartiene alla famiglia dei GTO.

⁹ Poiché l'energia elettrica non può essere immagazzinata su grande scala.

Nel normale funzionamento la potenza in uscita da una centrale eolica può variare fino al 15% della capacità installata in 15min, soprattutto durante e subito dopo le condizioni di vento estremo.

Ciò può portare ad uno squilibrio addizionale tra la potenza prodotta e consumata nel sistema elettrico.

Nei sistemi di potenza vi sono alcune unità di generazione¹⁰, denominate unità di regolazione primaria, dotate di dispositivi per il controllo della frequenza. Tali unità incrementano la loro produzione finché si ristabilisce l'equilibrio con la potenza totale consumata e si stabilizza il valore di frequenza.

L'intervallo di tempo di tale regolazione è di 1-30s.

Allo scopo di riportare la frequenza al suo valore nominale e rilasciare dall'uso le riserve di regolazione primaria, viene attuata la regolazione secondaria in un tempo di 10-15min fino ad un'ora con un incremento o decremento graduale della produzione complessiva.

Ciò significa che alcune unità di produzione del sistema elettrico (impianti con turbine a gas o idroelettrici che possono essere avviati rapidamente) sono utilizzate come impianti di riserva secondaria¹¹ che possono essere avviati qualora la frequenza sia troppo bassa.

Vi è inoltre una riserva a lungo termine (riserva terziaria o unit commitment) che interviene in tempi dell'ordine di ore o giorni e consiste nella previsione del diagramma di carico a medio-lungo termine e nella conseguente schedazione dell'impiego delle unità di produzione.

Benché le turbine eoliche utilizzino una fonte energetica differente da quelle delle centrali tradizionali e variabile, le centrali eoliche hanno comunque una capacità, seppur limitata, di partecipare alla regolazione primaria, attraverso un controllo del 3-5% della potenza in uscita dalla centrale eolica, ed alla regolazione secondaria.

In particolare, quando la frequenza supera il valore nominale oltre la tolleranza, il contributo alla regolazione secondaria può essere ottenuto fermando alcuni aerogeneratori della centrale eolica o utilizzando il controllo dell'angolo di Pitch. Inoltre, poiché il vento non può essere controllato, quando la frequenza è al valore nominale la potenza prodotta dalla centrale eolica può essere intenzionalmente mantenuta al di sotto della potenza nominale al fine di poter contribuire alla regolazione secondaria nel caso in cui la frequenza scenda al di sotto della tolleranza inferiore.

La risorsa eolica è tuttora non programmabile, ma sta divenendo sempre più prevedibile, con un margine d'incertezza ormai del 5% nell'intervallo di tempo di 72 ore. Incertezza che decresce ulteriormente riducendo l'intervallo di tempo, il che sta conducendo ad un miglioramento della capacità di gestione del contributo energetico degli impianti eolici al sistema elettrico.

¹⁰ Solitamente la quantità di potenza di riserva che deve essere disponibile per la regolazione primaria in un sistema di potenza è definita tenendo in considerazione la più grande centrale di produzione che può essere persa per singolo guasto.

¹¹ Solitamente la quantità di potenza di riserva che deve essere disponibile per la regolazione secondaria in un sistema di potenza è definita tenendo in considerazione la più grande centrale di produzione che può essere persa per singolo guasto e considerando un possibile errore nella previsione a breve termine del diagramma di carico. Pertanto in tal caso la riserva di potenza corrisponde a circa 1.5 volte la potenza della centrale più grande.

9.4 Effetti a breve e lungo termine

Gli effetti dell'energia eolica sulla rete elettrica dipendono dalla dimensione e dalla relativa flessibilità della rete stessa, nonché dal livello di penetrazione della produzione eolica nel sistema elettrico.

Gli effetti causati dagli aerogeneratori si possono suddividere in due categorie:

- *effetti a breve termine* - bilanciamento del sistema nella scala di tempo di funzionamento (minuti o ore);
- *effetti a lungo termine* - fornendo potenza sufficiente durante i picchi di carico.

9.4.1 Effetti a breve termine

La variabilità intrinseca della produzione eolica conduce ad una riprogrammazione della potenza prodotta dagli altri grossi impianti convenzionali e ad una variazione dei flussi di potenza nella rete di trasmissione.

Tuttavia, parte della fluttuazione della potenza eolica non è definibile a priori o può essere predetta in modo errato; pertanto deve essere prevista un'adeguata riserva.

Il sistema elettrico necessita di riserve di potenza sia per far fronte alle perturbazioni sulla rete, sia per seguire il diagramma di carico.

La riserva contro le perturbazioni è generalmente dimensionata in base alla più grande unità di produzione che può andare fuori servizio. Poiché la potenza eolica è costituita da unità di potenza limitata non è usualmente necessario incrementare tale potenza di riserva.

Invece la variazione della potenza eolica nell'arco dell'ora o per un tempo inferiore influenza la riserva di potenza utilizzata per il controllo della frequenza (inseguimento del diagramma di carico) qualora il livello di penetrazione della potenza eolica nel sistema elettrico è tale da incrementare sensibilmente le variazioni totali del sistema stesso. Indicativamente, con un livello di penetrazione del 10%, la richiesta di un'extra riserva di potenza è dell'ordine del 2-8% della potenza eolica complessivamente installata¹².

In particolare, le variazioni di potenza eolica nell'arco di tempo da pochi secondi a minuti (controllo primario della frequenza) hanno poco impatto sulla riserva di potenza, poiché le piccole variazioni dei vari impianti eolici dislocati su un vasto territorio non sono correlate tra loro e quindi

¹² Un incremento della riserva di potenza comporta ovviamente dei costi aggiuntivi, specie nella fase in cui la componente più economica della riserva è già impiegata (es. centrali idroelettriche) ed è quindi necessario ricorrere a riserve con costi d'esercizio più elevati (es. impianti turbogas).

tendono ad annullarsi reciprocamente.

Un altro effetto a breve termine della potenza eolica è l'aumento o la diminuzione delle perdite di trasmissione e distribuzione a seconda di dove siano collocati i siti di produzione eolica rispetto ai centri di carico. Inoltre una grande quantità di potenza eolica intermittente può causare una minore efficienza della generazione convenzionale dovuto al funzionamento delle centrali tradizionali al di fuori del regime ottimale.

Di conseguenza lo unit commitment ottimizzato è complicato dalla potenza intermittente fornita dalle centrali eoliche.

Qualora la potenza eolica intermittente prodotta ecceda la quantità che può essere gestita dalla rete mantenendo un adeguato controllo dinamico del sistema elettrico, parte della potenza eolica deve essere limitata.

Ciò dipende sostanzialmente dal livello di penetrazione e generalmente quando la potenza intermittente supera un livello di penetrazione del 10% si rende necessaria una limitazione.

9.4.2 Effetti a lungo termine

La natura intermittente dell'energia eolica potrebbe avere conseguenze sull'affidabilità del sistema elettrico, il quale deve poter fornire la potenza richiesta dai carichi allacciati alla rete con una bassa probabilità di guasto: usualmente l'affidabilità richiesta al sistema è dell'ordine di 1 blackout in 10-50 anni.

Per contribuire a mantener invariata l'affidabilità del sistema elettrico, l'eolico dovrebbe essere in grado di sostituire parte della capacità di produzione convenzionale, in particolare durante i picchi di carico.

Alcune fonti variabili di energia elettrica producono in

corrispondenza dei picchi di domanda: ad esempio la produzione fotovoltaica segue i carichi di "condizionamento"; se la produzione eolica diurna coincidesse con la richiesta dei carichi (esempio incremento di produzione al mattino e decremento di sera-notte), ciò avrebbe delle ripercussioni benefiche.

Pertanto, la dispersione della produzione eolica sul territorio e l'auspicabile correlazione positiva tra produzione eolica e richiesta di potenza possono determinare un incremento del valore dell'energia eolica nel sistema elettrico.

9.5 Requisiti dinamici delle turbine eoliche

L'incremento atteso della percentuale di potenza elettrica generata da fonte eolica sul totale della potenza immessa nei sistemi elettrici rende necessaria la definizione di nuovi requisiti per mantenere il più possibile elevato il livello di qualità della potenza fornita.

Particolare attenzione viene data al comportamento dinamico delle turbine eoliche in caso di guasto in rete, al fine di definire requisiti che aiutino a garantire stabilità e sicurezza del funzionamento della rete stessa.

Difatti, con la connessione delle centrali eoliche alla rete di trasmissione in alta ed altissima tensione, la disconnessione delle turbine eoliche facenti parti di tali centrali per un tempo indefinito, in conseguenza di un guasto in rete, potrebbe portare ad una situazione critica che potrebbe compromettere la stabilità del sistema elettrico, causando interruzioni a cascata.

Tabella 9.2

Effetti a breve termine	Effetti a lungo termine
Controllo della tensione mediante potenza reattiva Scala temporale: minuti	Affidabilità del sistema elettrico Scala temporale: uno o più anni
Controllo primario e secondario della frequenza mediante potenza attiva Scala temporale: da diversi minuti ad un'ora	
Efficienza sulla produzione delle centrali convenzionali termoelettriche ed idrauliche Scala temporale: 1-24h	
Efficienza sulla trasmissione e distribuzione Scala temporale: 1-24h	
Eccesso di energia prodotta immessa in rete Scala temporale: ore	

Per far fronte a ciò oggi è sempre più richiesto che le centrali eoliche siano in grado di reggere a eventuali disturbi della rete distributiva, garantendo il funzionamento del servizio e il supporto continuativo del sistema.

Pertanto, vista la crescente integrazione dell'energia eolica nel sistema di trasmissione interconnesso europeo, le turbine eoliche devono soddisfare i seguenti requisiti:

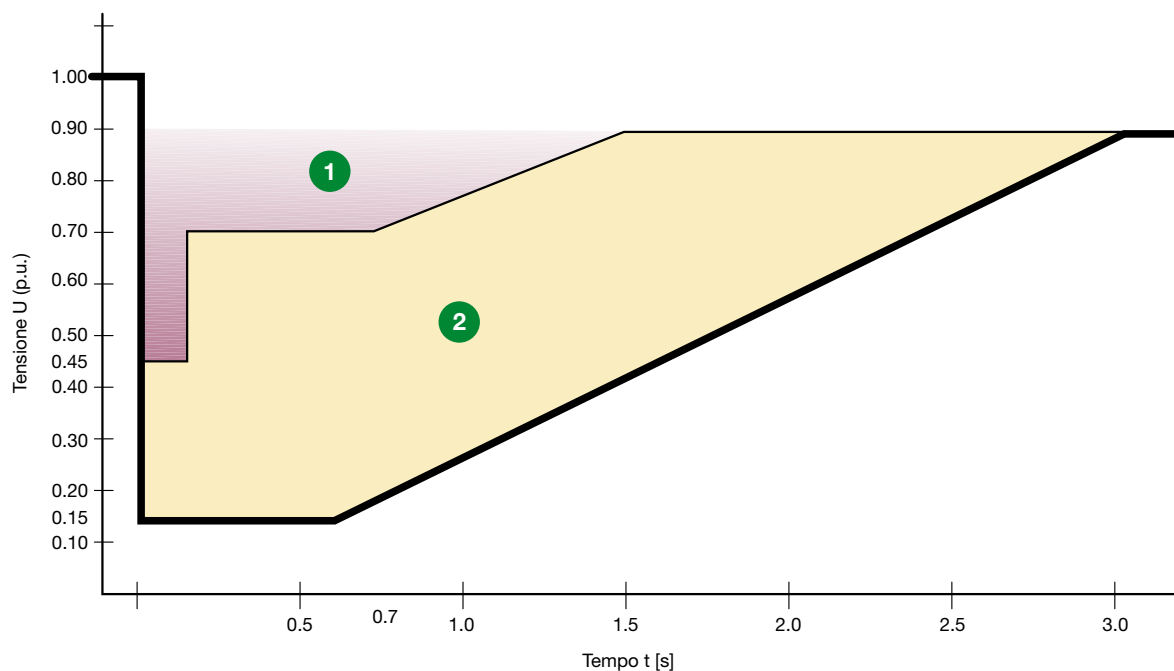
- nell'eventualità di cortocircuiti trifase in prossimità delle centrali di produzione eolica, non si devono avere, come regola generale, instabilità degli aerogeneratori e nemmeno disconnessione dalla rete per valori di tensione-tempo posti al di sopra della linea in grassetto indicata in figura 9.7 (AWEA):
 - in particolare nella zona 1, la capacità di produzione della potenza attiva deve riprendere dopo l'identificazione del guasto ed essere incrementata con un gradiente di almeno 20% per secondo della potenza nominale per secondo;
 - nella zona 2 è invece consentita una breve disconnessione delle turbine dalla rete a cui deve seguire tuttavia una rapida risincronizzazione dopo l'eliminazione del guasto ed il ritorno alle normali condizioni di produzione pre-guasto in modo che il fuori servizio duri al massimo 10s. Per ottenere ciò le turbine devono iniziare ad im-

mettere potenza attiva entro 2s dall'eliminazione del guasto con un gradiente di potenza attiva immessa pari almeno al 10% della potenza attiva nominale per secondo

- nell'eventualità di cortocircuiti lontano dalle centrali eoliche, le unità di generazione eolica non devono disconnettersi dal sistema elettrico per guasto che venga eliminato dalle protezioni di rete in un tempo fino a 5s;
- gli aerogeneratori devono supportare la tensione in caso di cortocircuiti trifase in rete. Il passaggio dal normale funzionamento al "supporto della tensione di rete" deve avvenire nel caso di un calo di tensione di più del 10% ed entro 20ms dal riconoscimento del guasto; tale passaggio si concretizza con l'immissione di corrente di tipo reattivo con un valore pari al 2% della corrente nominale per ogni percento di calo di tensione. Dopo 3s è consentito il ritorno al normale funzionamento.

Per poter soddisfare tali requisiti i nuovi convertitori di frequenza sono basati sulla tecnologia Low Voltage Ride Through (LVRT), o Fault Ride Through (FRT), che consente il funzionamento ininterrotto delle unità eoliche pur in presenza di disturbi in rete e supportando la stessa con l'immissione di potenza reattiva.

Figura 9.7



10 Offerta ABB per applicazioni eoliche

Di seguito vengono fornite le soluzioni che ABB offre per l'applicazione nelle diverse parti costituenti un aerogeneratore. Per maggiori dettagli sulle caratteristiche tecniche dei diversi prodotti si rimanda ai rispettivi cataloghi.

10.1 Electrical drivetrain – Velocità fissa – Circuito di potenza

10.1.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione del circuito di alimentazione dello statore del generatore ad induzione coordinati con i contattori per le operazioni di manovra.

In particolare possono essere impiegati interruttori aperti della serie Emax e scatolati della serie Tmax T e della

nuova serie SACE Tmax XT per la protezione dalle sovracorrenti dei dispositivi elettrici quali generatore, cavi e trasformatore.

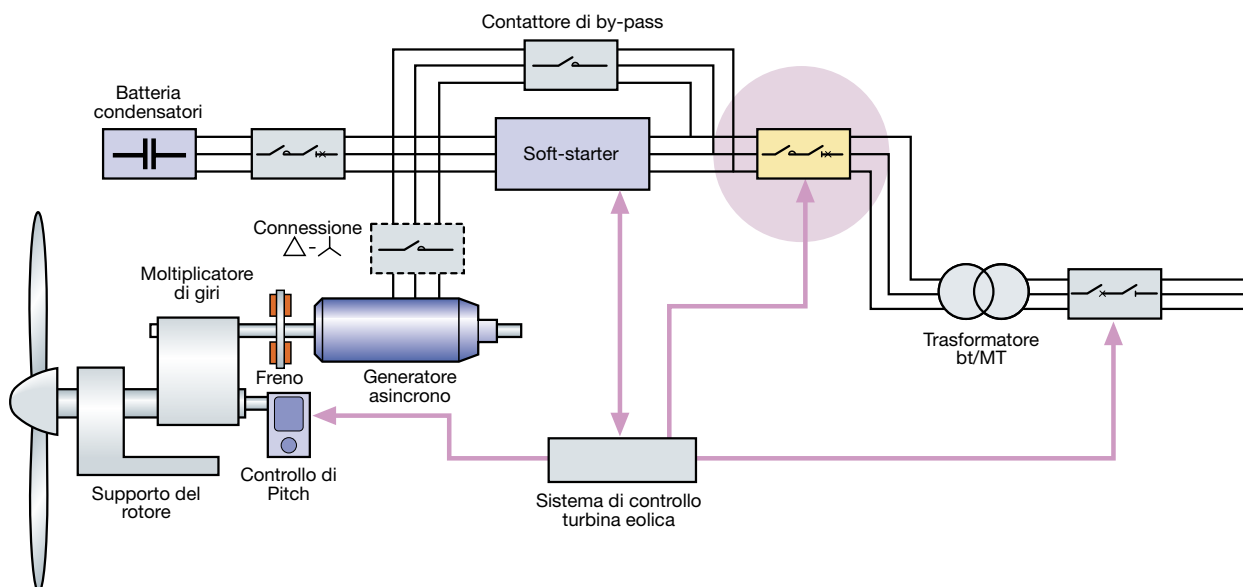
I sezionatori scatolati ed aperti possono essere impiegati per il sezionamento del generatore in caso di manutenzione.

Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$.

Gli interruttori automatici sono disponibili in accordo alle normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 6300A
- tensione nominale fino a 690V
- potere d'interruzione fino a 100kA

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.1.2 Contattori

Sono disponibili contattori AF per le operazioni di manovra coordinati con gli interruttori automatici per protezione dei circuiti.

Tali contattori possono essere impiegati anche nel circuito di alimentazione tramite Softstarter o nel collegamento stella-triangolo per ridurre la corrente di avviamento.

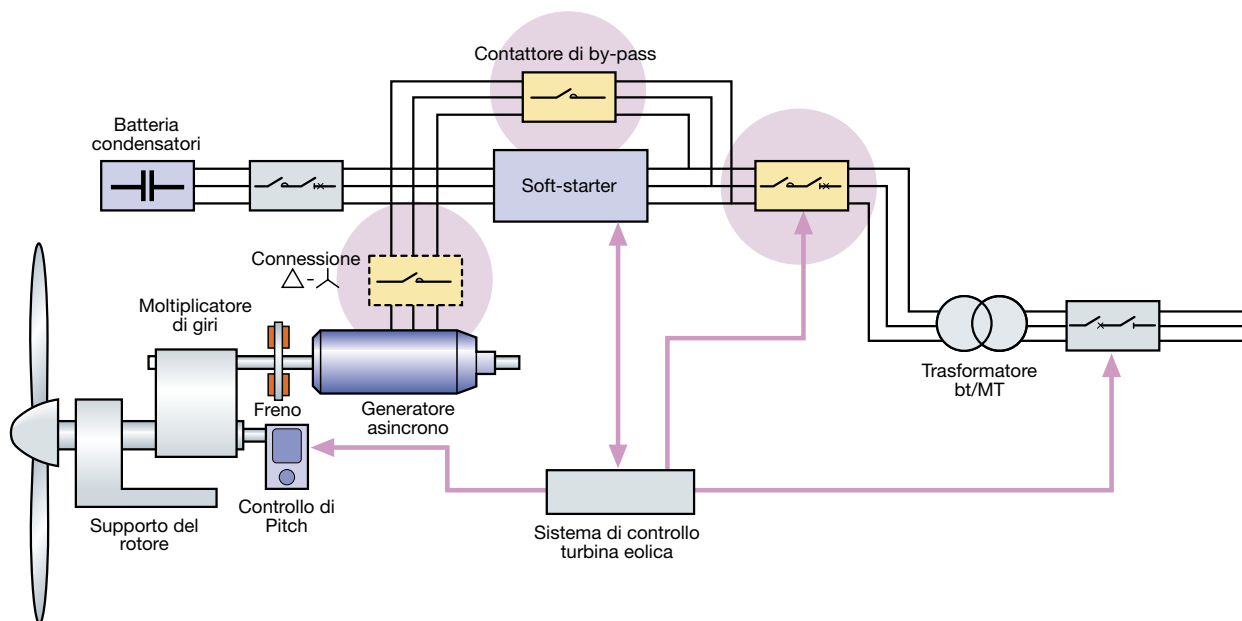
L'ampio range disponibile (da AF9 ad AF2050) consente di manovrare correnti di carico fino a 2050A in AC-1.

In particolare i contattori AF1250 e AF2050 sono stati progettati per l'utilizzo in applicazioni quali gli impianti eolici e si distinguono per:

- compattezza; AF1250 è il contattore da 1260A (AC-1) più compatto sul mercato, con gli stessi ingombri dei contattori AF580 e AF750; AF2050 ha gli stessi ingombri di AF1650 con corrente in AC-1 più elevata;
- la bobina a controllo elettronico e ad ampio range di tensione;
- la ricca accessoriabilità, poiché possono essere utilizzati tutti gli accessori per i contattori AF580, AF750, AF1350 e AF1650.

Se è richiesto il LVRT (Low Voltage Ride Through) senza UPS quale sostegno di back-up deve essere impiegata la versione speciale di contattori AF..T.

I contattori AF1350T e AF2050T hanno la funzione T (ritardo di tempo) integrata insieme con la bobina controllata elettronicamente.

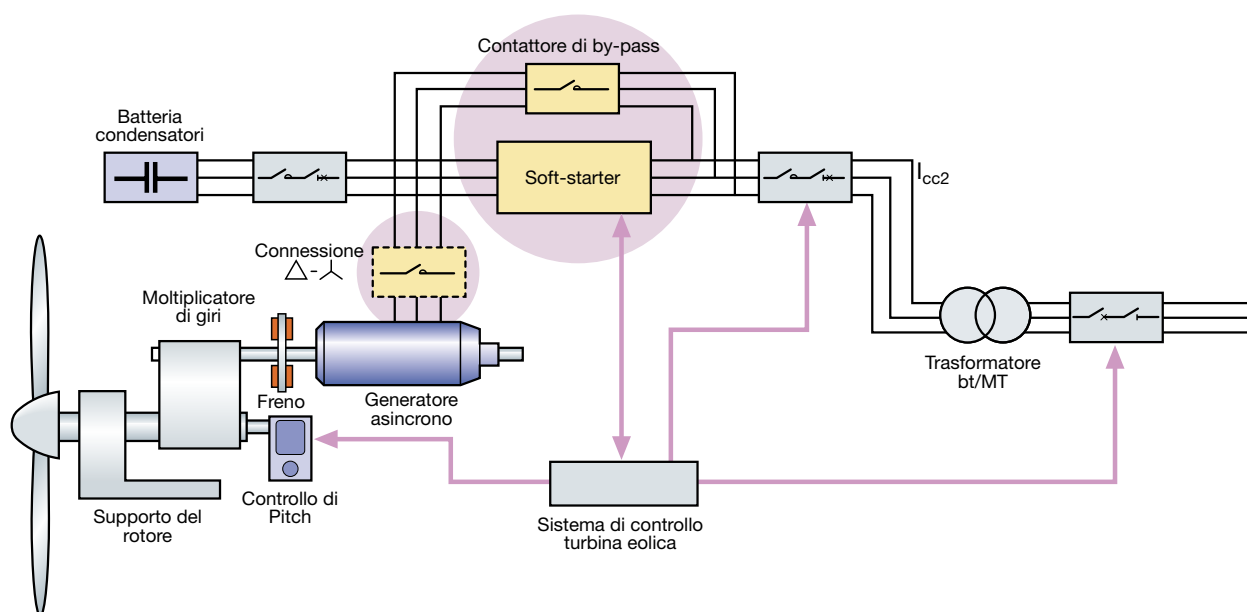


10.1.3 Soluzioni per ridurre la corrente d'avviamento

La manovra di connessione del generatore asincrono alla rete determina picchi di corrente di avviamento che è bene ridurre entro valori accettabili.

A tal fine possono essere impiegate due soluzioni:

- softstarter; in funzione della taglia degli aerogeneratori sono disponibili diversi range di softstarter:
 - PSS – corrente nominale 18A-300A (disponibili funzioni principali)
 - PST(B) – corrente nominale 30A-1050A (funzionalità avanzate)
- collegamento stella triangolo, mediante l'utilizzo di contattori in modo analogo all'avviamento dei motori asincroni per uso industriale



10.1.4 Scaricatori di sovratensione

Vengono utilizzati scaricatori di sovratensione di tipo 1 installati in prossimità dell'interruttore automatico principale per la protezione dalla fulminazioni dirette e di tipo 2 in prossimità del generatore per la protezione aggiuntiva dello stesso contro le fulminazioni indirette.

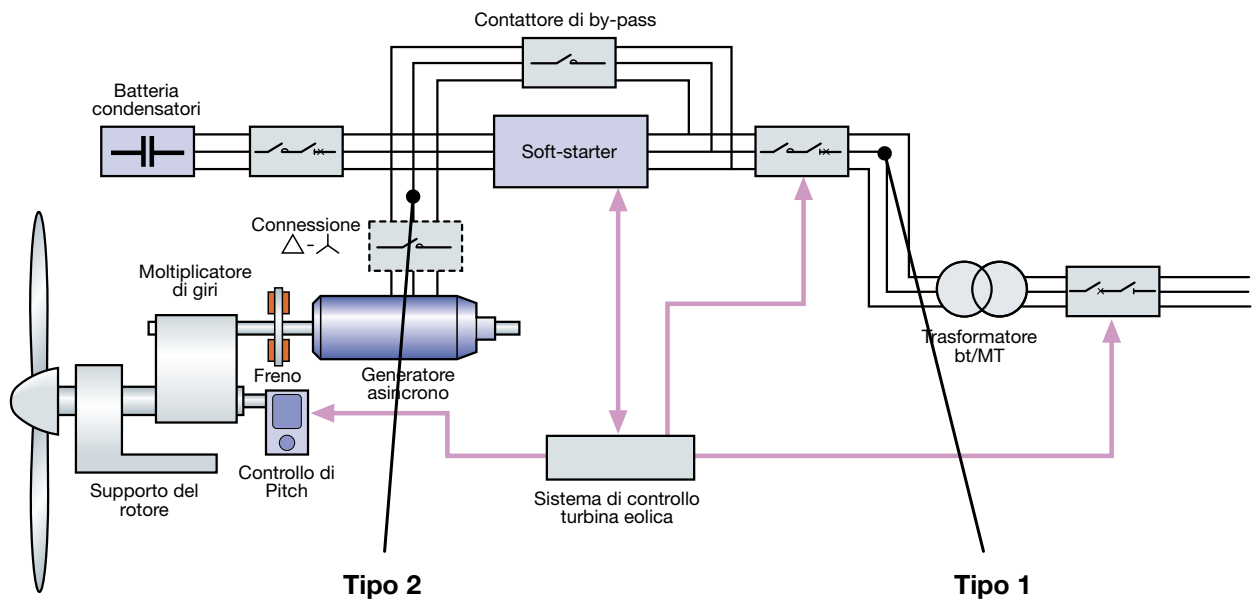
• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25\text{kA/fase (10/350)}$
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2\text{kV}$
- $I_{ri} = 50\text{kA}$



• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

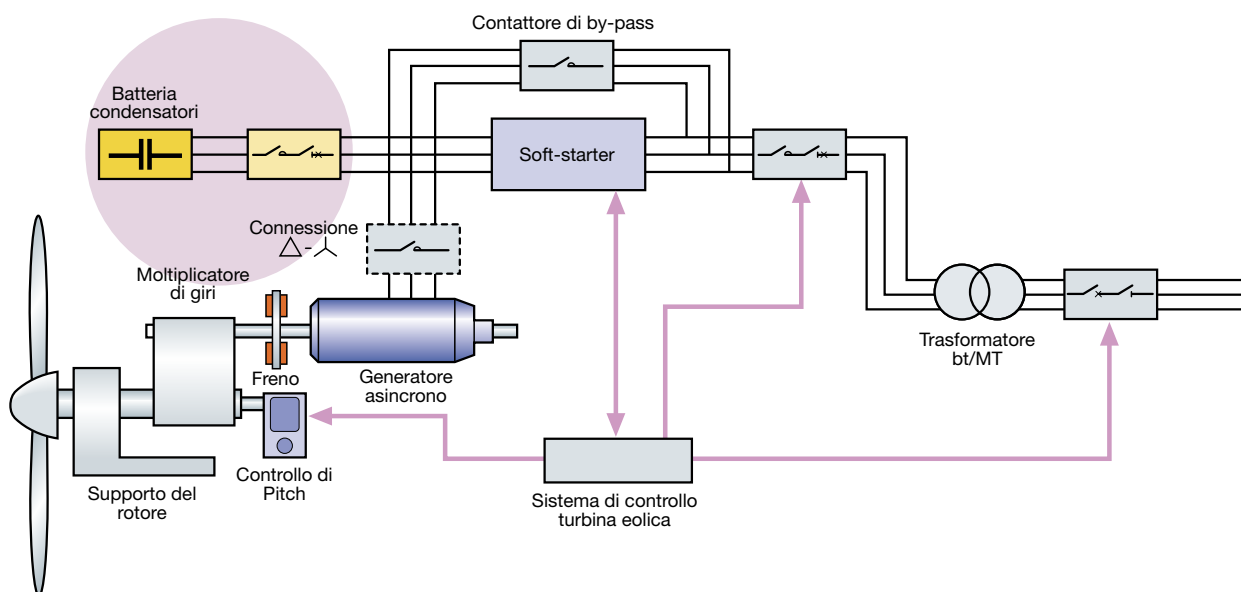
- $I_{max} = 40\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{imp} \geq 1.5\text{kA/fase (10/350)}$ in accordo alla IEC 61400-24
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2.9\text{ kV}$



10.1.5 Manovra e protezione condensatori

Per la scelta delle batterie di condensatori, dei contattori per la manovra e per gli interruttori automatici di

protezione far riferimento alle indicazioni contenute nel QT8 – *Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici.*



10.2 Electrical drivetrain – Velocità fissa – Circuito ausiliario principale

10.2.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione del circuito ausiliario principale dalle sovracorrenti. In particolare possono essere impiegati interruttori scatolati della serie Tmax T e della nuova serie SACE Tmax XT. Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a +70°C.

Gli interruttori automatici sono disponibili in accordo alle normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 320A
- tensione nominale fino a 690V
- potere d'interruzione fino a 100kA

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.3 Electrical drivetrain – Doubly-fed – Circuito di potenza

10.3.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione dei circuiti di alimentazione dello statore e del rotore del generatore ad induzione ad anelli.

Gli interruttori sono coordinati con i contattori per le operazioni di manovra.

In particolare possono essere impiegati interruttori aperti della serie Emax e scatolati della serie Tmax T e della nuova serie SACE Tmax XT per la protezione dalle sovracorrenti dei dispositivi elettrici quali generatore, cavi e trasformatore.

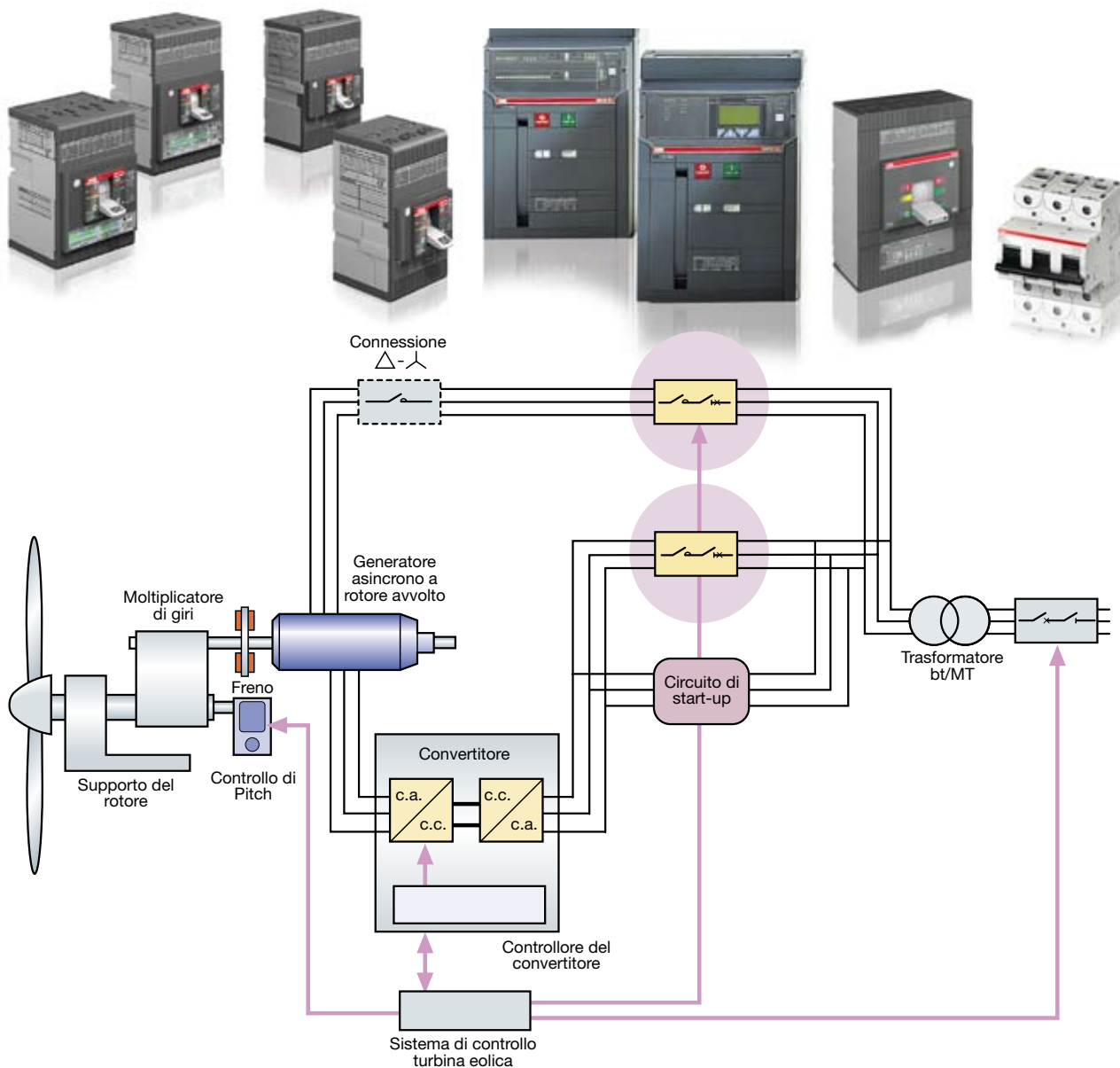
I sezionatori scatolati ed aperti possono essere impiegati per il sezionamento del generatore in caso di manutenzione.

Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$.

Gli interruttori automatici tipicamente utilizzati sono disponibili in accordo alle normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 6300A
- tensione nominale fino a 1150V
- potere d'interruzione fino a 100kA

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.3.2 Contattori

Sono disponibili contattori AF per le operazioni di manovra coordinati con gli interruttori automatici per protezione dei circuiti.

Tali contattori possono essere impiegati anche nel circuito di alimentazione tramite Softstarter o nel collegamento stella-triangolo per ridurre la corrente di avviamento.

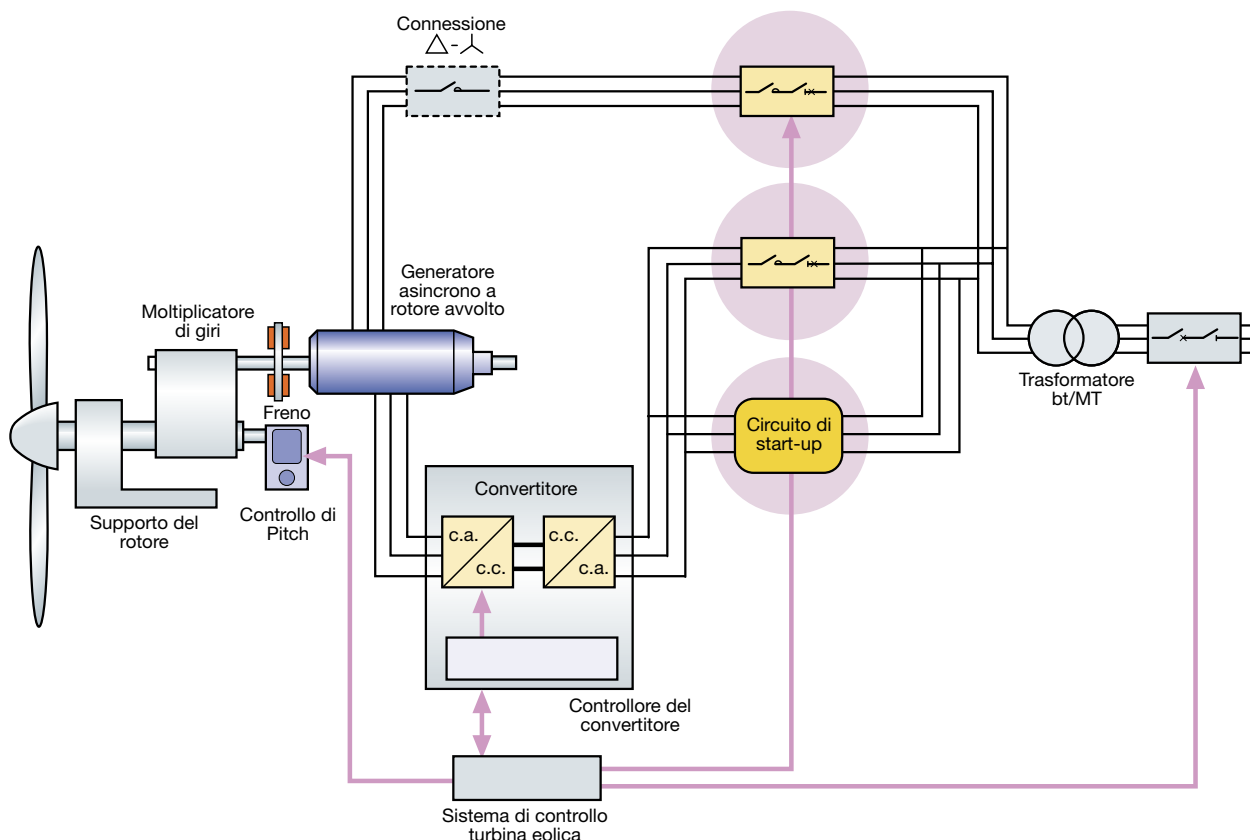
L'ampio range disponibile (da AF9 ad AF2050) consente di manovrare correnti di carico fino a 2050A in AC-1.

In particolare i contattori AF1250 e AF2050 sono stati progettati per l'utilizzo in applicazioni quali gli impianti

eolici e si distinguono per:

- compattezza; AF1250 è il contattore da 1260A (AC-1) più compatto sul mercato, con gli stessi ingombri dei contattori AF580 e AF750; AF2050 ha gli stessi ingombri di AF1650 con corrente in AC-1 più elevata;
- la bobina a controllo elettronico e ad ampio range di tensione;
- la ricca accessoriabilità, poiché possono essere utilizzati tutti gli accessori per i contattori AF580, AF750, AF1350 e AF1650.

Se è richiesto il LVRT (Low Voltage Ride Through) senza



UPS quale sostegno di back-up deve essere impiegata la versione speciale di contattori AF.T.

I contattori AF1350T e AF2050T hanno la funzione T (ritardo di tempo) integrata insieme con la bobina controllata elettronicamente.

Il contattore, posto sul circuito di statore, deputato alle operazioni di manovra della potenza maggiore è di conseguenza di taglia più elevata.

Poiché l'avviamento è effettuato attraverso il circuito di rotore, il collegamento stella-triangolo dello statore è inusuale.



Il contattore, posto sul circuito di rotore, è di taglia inferiore data la minor potenza che deve gestire.

Può essere installato sia sul lato generatore e sul lato rete del convertitore e, poiché il range di controllo del convertitore stesso è limitato, entrambe le configurazioni d'installazione possono essere trattate come applicazioni a frequenza costante.



Infine il contattore posto sul circuito di start-up, per l'avviamento del convertitore e la manovra dei condensatori è di taglia limitata.



10.3.3 Scaricatori di sovratensione

Vengono utilizzati scaricatori di sovratensione di tipo 1 installati in prossimità dell'interruttore automatico principale per la protezione dalla fulminazioni dirette e di tipo 2 in prossimità dello statore del generatore e lato rete del convertitore sul rotore per la protezione aggiuntiva contro le fulminazioni indirette.

Vengono inoltre installati scaricatori di tipo 2 adatti per sovratensioni transitorie sovrainposte alla tensione di comando lato generatore del convertitore sul rotore e in prossimità del rotore stesso.

• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25\text{kA/fase (10/350)}$
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2\text{kV}$
- $I_n = 50\text{kA}$



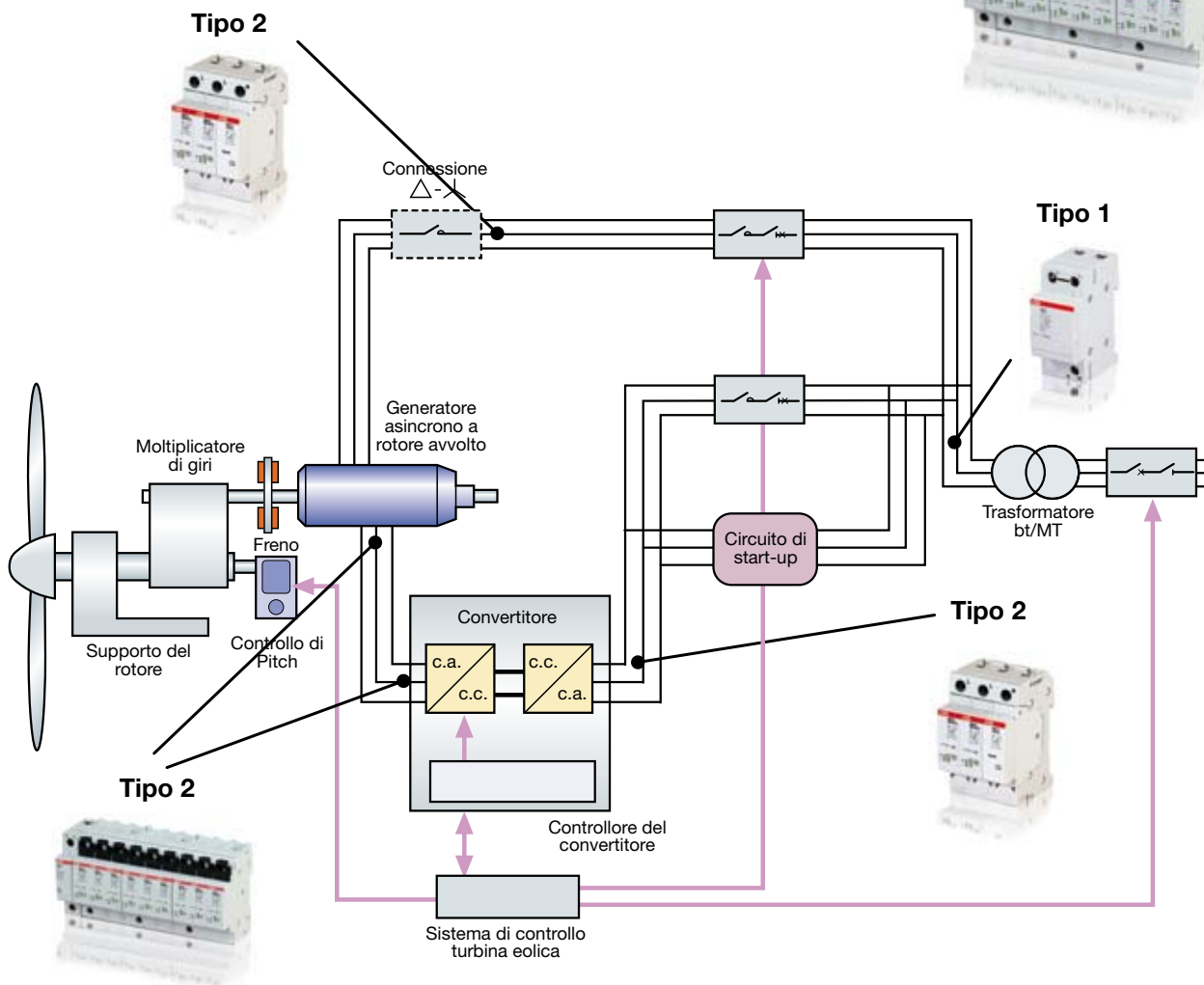
• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

- $I_{max} = 40\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{imp} \geq 1.5\text{kA/fase (10/350)}$ in accordo alla IEC 61400-24
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2.9\text{ kV}$



• Tipo 2 **OVR WT 3L 40 690 P TS**

- $I_n \geq 20\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{max} \geq 40\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{imp} \geq 2\text{kA/fase (10/350)}$ in accordo alla IEC 61400-24
- $U_n = 400/690\text{V (L-PE/L-L)}$
- $U_{rp} \geq 3000/3400\text{V (L-PE/L-L)}$



10.4 Electrical drivetrain – Doubly-fed – Circuito ausiliario principale

10.4.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione del circuito ausiliario principale dalla sovracorrenti. In particolare possono essere impiegati interruttori scatolati della serie Tmax T e della nuova serie SACE Tmax XT. Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$.

Gli interruttori automatici tipicamente utilizzati sono disponibili in accordo alle normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 630A
- tensione nominale fino a 690V
- potere d'interruzione fino a 100kA

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.5 Electrical drivetrain – Doubly-fed – Generatori asincroni

I generatori asincroni doubly-fed ABB consentono la generazione continua di potenza reattiva ed hanno un'alta efficienza che si traduce nella massimizzazione della produzione oraria di potenza.

La particolare progettazione del rotore prevede l'impiego di speciali anelli di supporto in fibra di carbonio a fine avvolgimento che resistono alle repentine e incontrollate sovra-velocità.

L'umentato isolamento del rotore permette l'utilizzo di un range più ampio di funzionamento del convertitore.

Tali generatori doubly-fed forniscono un'elevata power-quality grazie alla minimizzazione della distorsione armonica totale (THD) soprattutto attraverso la riduzione della 5^a e 7^a armonica.

Principali caratteristiche dei generatori doubly-fed ABB:

- potenza nominale fino a 5MW
- tensione nominale da 690 fino a 12000V
- tensione di isolamento del rotore 2.5kV
- fattore di potenza 0.9 induttivo – 1 – 0.9 capacitivo
- range di velocità da 700 a 2000 giri/min
- massima sovra-velocità fino a 3000 giri/min
- raffreddamento ad aria o ad acqua



10.6 Electrical drivetrain – Doubly-fed – Convertitori

I convertitori per la configurazione doubly-fed di ABB sincronizzano il generatore con la rete. Il monitoraggio (40000 volte/s) ed il controllo diretto della coppia di rotore consentono di avere valori di velocità e coppia idonei al funzionamento del generatore.

I modelli raffreddati a liquido vengono forniti in un involucro completamente chiuso al fine di incrementare la protezione dalle severe condizioni ambientali quali polvere, salsedine ed elevata umidità.

Principali caratteristiche dei convertitori doubly-fed ABB:

- potenza nominale da 0.85 a 3.8MW
- controllo diretto della coppia (DTC)
- controllo della potenza attiva e reattiva
- elettronica di potenza a IGBT condensatori integrati ed elettronica di controllo
- basso coefficiente di distorsione armonica totale (THD)
- raffreddamento ad aria o ad acqua
- i modelli a raffreddamento liquido hanno un involucro completamente isolato.



10.7 Electrical drivetrain – Full converter – Circuito di potenza

10.7.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione dei circuito lato rete del convertitore.

Per la sezione tra generatore e convertitore in cui si trovano grandezze elettriche a frequenza variabile, sono stati appositamente sviluppati nuovi interruttori della serie SACE Tmax VF e SACE Emax VF che rappresentano la soluzione ideale grazie a:

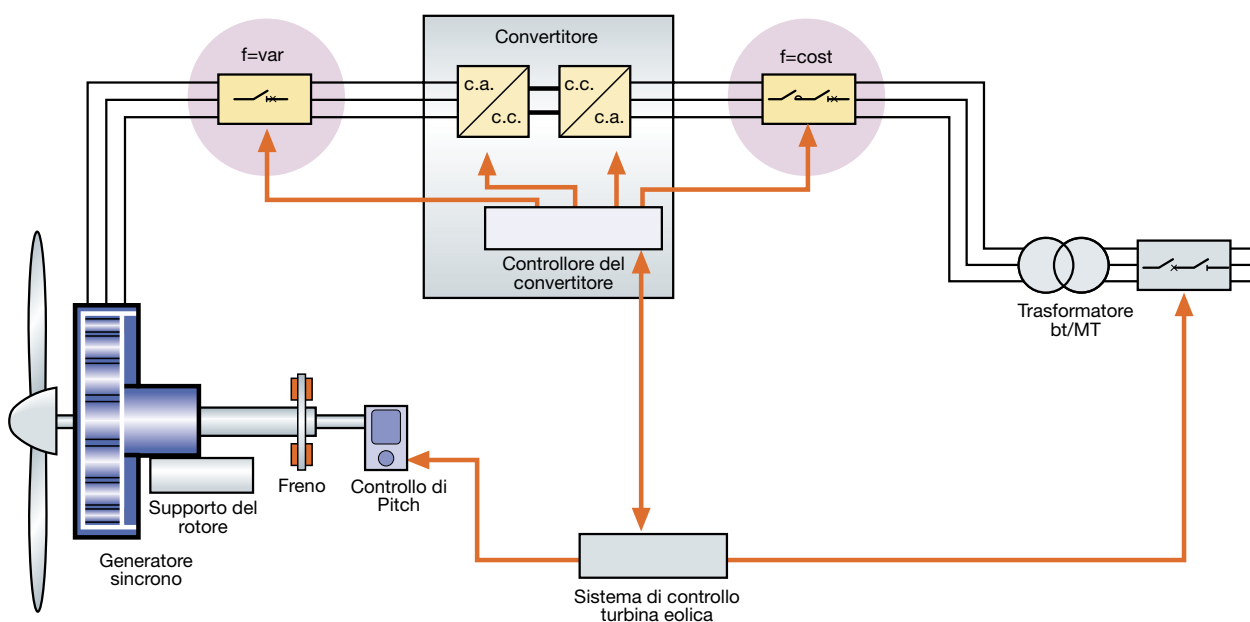
- nuovi relè elettronici e sensori di corrente ottimizzati in grado di assicurare un elevato livello di accuratezza e precisione delle protezioni anche quando la frequenza varia;
- camere d'arco e contatti principali sviluppati per raggiungere un elevato potere d'interruzione su tutto l'intervallo di frequenza;
- impiego di materiali ad alte prestazioni che consentono il funzionamento fino a 1000V;



Principali caratteristiche:

- corrente ininterrotta nominale da 800A a 5000A
- tensione nominale di esercizio di 1000V per Tmax VF e per Emax VF
- frequenza di funzionamento da 1 fino a 200Hz; disponibili 4 tipi di relè di protezione (i primi due per Tmax e gli altri due per Emax) in relazione alla corrente nominale ed all'intervallo di frequenza:
 - termomagnetico per bassa frequenza (1..60Hz) fino a 800A
 - PR222/VF per alta frequenza (20..200Hz) fino a 800A
 - PR122/VF per bassa frequenza (1..60Hz) fino a 2500A
 - PR111/VF per alta frequenza (20..200Hz) fino a 5000A
- potere d'interruzione elevati in tutto il range di frequenza
- temperatura di funzionamento da -25°C a +70°C; per installazioni in condizioni ambientali estreme è disponibile la versione speciale SACE LTT (Low Voltage Temperature) in grado di operare da -40°C a +70°C grazie ad una nuova generazione di lubrificanti ed a componenti elettronici e meccanici selezionati per il funzionamento a temperature molto basse.

Per la sezione tra convertitore e rete possono essere impiegati interruttori aperti della serie Emax e scatolati



della serie Tmax T e della nuova serie SACE Tmax XT per la protezione dalle sovracorrenti dei dispositivi elettrici quali generatore, cavi e trasformatore.

I sezionatori scatolati ed aperti possono essere impiegati per il sezionamento del generatore in caso di manutenzione.

Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a +70°C.

Gli interruttori automatici sono disponibili in accordo alle

normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 6300A
- tensione nominale fino a 1150V
- potere d'interruzione fino a 100kA @ 690V

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.7.2 Contattori

Sono disponibili contattori AF per le operazioni di manovra coordinati con gli interruttori automatici per protezione dei circuiti.

Tali contattori, in aggiunta all'interruttore automatico che garantisce il sezionamento e la protezione, possono essere installati su entrambi i lati del convertitore e funzionano quindi a frequenza fissa sul lato rete (50/60 Hz) ed a frequenza variabile sul lato generatore.

In particolare, per le manovre ad elevata frequenza, i contattori subiscono un declassamento con un fattore pari a 0.8 a 400 Hz (fattore pari a 1 a 150 Hz).

Per le basse frequenze invece i contattori non hanno derating. La manovra di elevate correnti nominali a bassa frequenza riduce teoricamente la vita utile dei contatti principali, ma normalmente ciò non necessita in tal caso di essere considerato.

L'ampio range disponibile (da AF9 ad AF2050) consente di manovrare correnti di carico fino a 2050A in AC-1.

In particolare i contattori AF1250 e AF2050 sono stati progettati per l'utilizzo in applicazioni quali gli impianti eolici e si distinguono per:

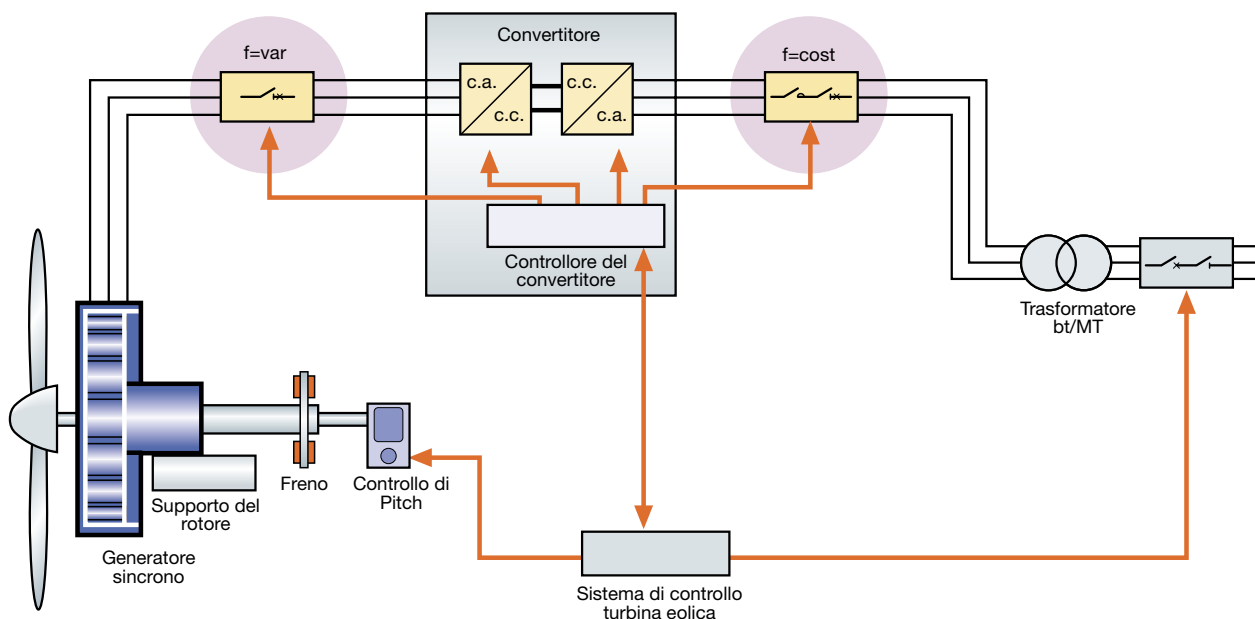
- compattezza; AF1250 è il contattore da 1260A (AC-1) più compatto sul mercato, con gli stessi

ingombri dei contattori AF580 e AF750; AF2050 ha gli stessi ingombri di AF1650 con corrente in AC-1 più elevata;

- la bobina a controllo elettronico e ad ampio range di tensione;
- la ricca accessoriabilità, poiché possono essere utilizzati tutti gli accessori per i contattori AF580, AF750, AF1350 e AF1650.

Se è richiesto il LVRT (Low Voltage Ride Through) senza UPS quale sostegno di back-up deve essere impiegata la versione speciale di contattori AF..T.

I contattori AF1350T e AF2050T hanno la funzione T (ritardo di tempo) integrata insieme con la bobina controllata elettronicamente.



10.7.3 Scaricatori di sovratensione

Vengono utilizzati scaricatori di sovratensione di tipo 1 installati in prossimità dell'interruttore automatico principale per la protezione dalla fulminazioni dirette e di tipo 2 lato rete del convertitore per la protezione aggiuntiva contro le fulminazioni indirette.

Vengono inoltre installati scaricatori di tipo 2 adatti per sovratensioni transitorie sovrainposte alla tensione di comando lato generatore del convertitore e in prossimità del generatore stesso.

• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25\text{kA/fase (10/350)}$
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2\text{kV}$
- $I_n = 50\text{kA}$



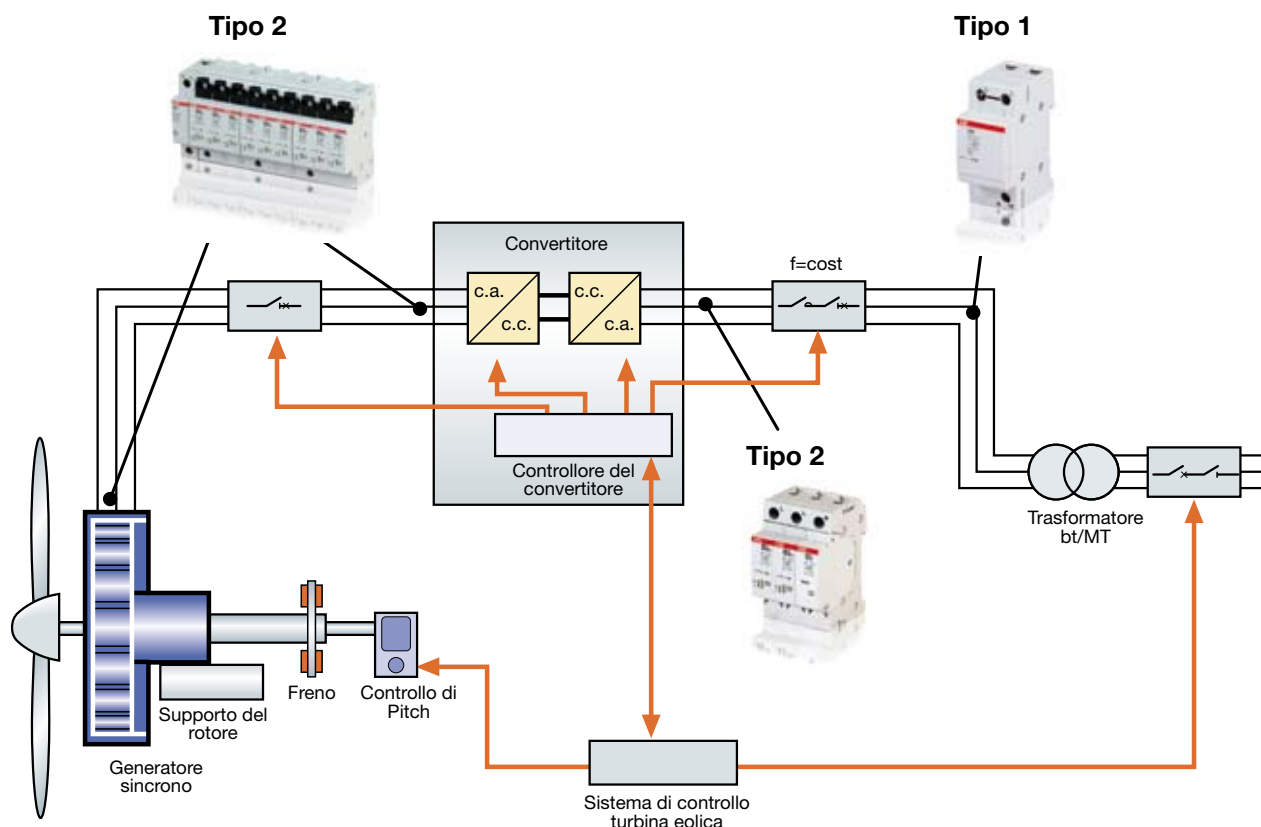
• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

- $I_{max} = 40\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{imp} \geq 1.5\text{kA/fase (10/350)}$ in accordo alla IEC 61400-24
- $U_n = 400/690\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_c = 440/750\text{V (L-PEN/L-L)}$
- $U_t = 690\text{V (L-PEN)}$
- $U_p = 2.9\text{ kV}$



• Tipo 2 **OVR WT 3L 40 690 P TS**

- $I_n \geq 20\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{max} \geq 40\text{kA/fase (8/20)}$
- $I_{imp} \geq 2\text{kA/fase (10/350)}$ in accordo alla IEC 61400-24
- $U_n = 400/690\text{V (L-PE/L-L)}$
- $U_{rp} \geq 3000/3400\text{V (L-PE/L-L)}$



10.8 Electrical drivetrain – Full converter – Circuito ausiliario principale

10.8.1 Interruttori automatici

Vengono impiegati interruttori automatici per la protezione del circuito ausiliario principale dalla sovracorrenti. In particolare possono essere impiegati interruttori scatoletti della serie Tmax T e della nuova serie SACE Tmax XT. Sono in fase di sviluppo versioni speciali per una temperatura di funzionamento da -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$.

Gli interruttori automatici sono disponibili in accordo alle normative IEC, UL e CCC e con le seguenti taglie:

- corrente nominale fino a 250A
- tensione nominale fino a 690V
- potere d'interruzione fino a 100kA

Per gli impianti eolici di potenza limitata possono essere impiegati interruttori automatici modulari della serie System Pro M Compact.



10.9 Electrical drivetrain – Full converter – Generatori

Per la configurazione full-converter sono disponibili generatori a magneti permanenti ad alta-media-bassa velocità adatti per aerogeneratori installati sia on-shore che off-shore. Per la configurazione ad alta velocità l'offerta ABB include anche i generatori asincroni.

10.9.1 Generatori a magneti permanenti

La collaudata tecnica di isolamento per alta tensione ed il sistema di impregnazione vuoto-pressione (VPI) consentono di massimizzare la vita utile del generatore e rendono elevata la capacità di resistenza al sovraccarico momentaneo. Tutti i generatori ABB offrono la massima efficienza a tutte le velocità ed in particolar modo alle basse velocità con una progettazione robusta e manutenzione ridotta.

L'abilità e l'esperienza di ABB nella progettazione e realizzazione di generatori a magneti permanenti consentono:

- di configurare il circuito magnetico idoneo per tutte e tre le tecnologie a bassa, media ed alta velocità
- di selezionare i magneti a neodimio disponibili sul mercato con le adeguate proprietà per ogni caso specifico
- il corretto dimensionamento ed il funzionamento a basse temperature che prevengono la demagnetizzazione anche durante le situazioni di guasto
- il fissaggio affidabile dei magneti, ottimizzato per tutti gli intervalli di velocità e per applicazioni che determinano stress meccanici

10.9.1.1 Generatori ad alta velocità

Questi tipi di generatori ABB a magneti permanenti forniscono elevata potenza fin dalle taglie più piccole, con un'elevata efficienza su tutto l'intervallo di velocità.

Principali caratteristiche:

- potenza nominale da 1 a 6MW
- tensione nominale da 690 a 3300V
- velocità nominale da 1000 a 2000 giri/min
- fissaggio dei magneti resistente a fatica



10.9.1.2 Generatori a media velocità

Questi generatori sono integrati con il moltiplicatore di giri per fornire un design compatto e dall'elevata efficienza su tutto l'intervallo di velocità.

È comunque disponibile anche la configurazione separata.

Principali caratteristiche:

- potenza nominale da 1 a 6MW
- tensione nominale da 690 a 3300V
- velocità nominale da 120 a 450 giri/min



10.9.1.3 Generatori a bassa velocità

Questi generatori formano una unità strutturalmente integrata con la turbina eolica.

Sono disponibili configurazioni a rotore interno o esterno con un'elevata efficienza su tutto l'intervallo di velocità.

Principali caratteristiche:

- potenza nominale da 1.5 a 3MW
- tensione nominale da 690 a 3300V
- velocità nominale da 14 a 30 giri/min



10.10 Electrical drivetrain – Full converter – Convertitori

I convertitori per la piena potenza separano il generatore dalla rete e forniscono il LVRT supportando la rete mediante il controllo della potenza attiva e reattiva.

Settano e monitorizzano la coppia e la velocità del generatore e proteggono dalle repentine variazioni dei parametri di rete che altrimenti si ripercuoterebbero in stress meccanici aggiuntivi sul drivetrain.

Tali convertitori sono adatti sia per installazioni on-shore che off-shore.

10.10.1 Convertitori a bassa tensione

Il controllo diretto della coppia (DTC) monitorizza la coppia del generatore 40000 volte al secondo consentendo un'efficiente controllo della velocità e della coppia del generatore per una fornitura di potenza di elevata qualità. Il raffreddamento a liquido trasferisce calore dal convertitore all'esterno della turbina permettendo al quadro contenitore di essere completamente chiuso, senza aperture che potrebbero quindi far entrare umidità, salsedine e polvere.

Convertitori con potenza superiore a 2MW offrono la possibilità di connessione in parallelo di sotto-convertitori per incrementare l'efficienza ed ottimizzare l'installazione della turbina.

Principali caratteristiche:

- potenza nominale da 0.8 a 6 MW
- raffreddamento a liquido
- contattore o interruttore lato rete per connessione/disconnessione
- elettronica di potenza a IGBT con integrati condensatori c.c. ed elettronica di controllo
- riduzione delle oscillazioni torsionali
- basso coefficiente di distorsione armonica totale (THD)
- installabile sia sulla navicella che alla base della torre



10.10.2 Convertitori a media tensione

Progettati per le turbine di grossa potenza e per l'installazione alla base della torre, i convertitori ABB a media tensione utilizzano transistori a tecnologia IGCT, la quale assicura una commutazione rapida e omogenea, con perdite intrinseche di conduzione ridotte. Principali caratteristiche:

- potenza nominale da 2.5 a 10MW
- tensione nominale 3.3kV
- raffreddamento a liquido
- tecnologia a IGCT
- algoritmo di controllo per l'eliminazione delle armoniche
- elevata efficienza
- unità di raffreddamento integrata
- interruttore di generatore integrato
- cavi di sezione più piccola e più leggeri
- installabili alla base della torre



10.11 Sistema di controllo angolo di Pitch

ABB offre diversi dispositivi per la manovra e la protezione degli attuatori che regolano l'angolo di Pitch delle pale.

10.11.1 Interruttori automatici scatola

Interruttori della serie Tmax T e SACE Tmax XT per la protezione dei motori con relè elettronico integrato appositamente studiato per tale applicazione, rispettivamente PR222MP e Ekip M, che inglobano le protezioni da:

- sovraccarico (L) con tempo d'intervento fissato scegliendo la classe d'intervento definita dalla norma IEC 60947-4-1
- blocco rotore (R) con soglia e tempo d'intervento regolabili
- cortocircuito istantaneo (I) con soglia regolabile e tempo d'intervento istantaneo
- sbilanciamento di fase (U) con soglia regolabile in ON o OFF.



10.11.2 Limitatori di cortocircuito

I limitatori di cortocircuito sono utilizzati per il coordinamento della protezione nelle applicazioni di comandi motore fino a 690V, consentendo la selettività e minimizzando lo spazio installativo quando impiegati come back-up a diversi motor starter. Limitano la corrente di cortocircuito fino all'intervento dei dispositivi a valle.

Sono disponibili due modelli:

- S800SCL-SR, caratteristiche tecniche:
 - corrente nominale: 32, 63, 100A
 - tensione nominale: 400, 690V
 - potere d'interruzione: fino a 100kA @ 440V
fino a 65kA @ 600V
fino a 50kA (65kA) @ 690V
 - accessori: adattatore Smisline

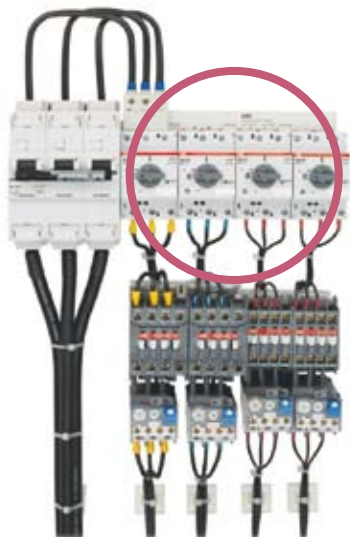
Numero di motor starters a valle: fino a 12..15 motori per ogni S800SCL-SR

- WT63, basato sulla tecnologia S700 incrementa il livello di cortocircuito degli MMS fino a 35kA @ 690V e consente un coordinamento di tipo 2 (start-up normale); principali caratteristiche tecniche:
 - massima taglia motore: 37kW @ 690V
 - massima corrente totale (AC-3): 50A/polo
 - massima corrente d'inserzione totale: 450A/polo
 - massima temperatura ambiente: 55°C



10.11.3 Manual motor starters

MS325, MO325 della generazione precedente ancora esistente



MS116, MS132 della nuova generazione con:

- elevate prestazioni di cortocircuito
- tensione d'isolamento di 690V
- funzione di sezionamento
- temperatura ambiente di funzionamento da -25° a +60°C (55°C per MS116)
- classe d'intervento 10
- sensibilità alla perdita di fase

In particolare l'MS116 ha 12 ranges di settaggio da 0.1 a 16A in cui:

- 0.1/10A @ 400V con Ics=50kA
- 16A @ 400V con Ics=16kA

Mentre l'MS132 ha 15 ranges di settaggio da 0.1 a 32 A in cui:

- 0.1/10A @ 400V con Ics=100kA
- 10/25A @ 400V con Ics=50kA
- 32A @ 400V con Ics=25kA

10.11.4 Contattori

ABB offre una gamma completa di contattori:

- Tipo A-, moderni ma sul mercato da diversi anni (Tipo A, AE, AL...)
- Tipo AF esistenti da alcuni anni, ma sviluppati recentemente per comandi di motori fino a 18.5kW; offrono i seguenti vantaggi:
 - tecnologia AF, meno sensibile alla variazione della tensione di comando (in AC o DC)
 - numero di versioni ridotte con il miglioramento conseguente della logistica e dello stoccaggio
 - ridotte dimensioni
 - versione AF.Z per il controllo tramite PLC grazie al ridotto consumo della bobina

Taglie: AF09 (4kW), AF12 (5.5kW), AF16 (7.5kW), AF26 (11kW), AF30 (15kW), AF38 (18.5 kW)



10.11.5 Relè di sovraccarico per protezione motori

Nuova generazione (TF/EF) per motori di potenza fino a 18.5kW che offre i seguenti vantaggi:

- perfetto accoppiamento con il contattore
- sensibilità alla perdita di fase
- reset automatico/manuale sigillabile
- funzione di test e stop

In particolare per i relè TF42:

- classe di avviamento 10
- temperatura di funzionamento da -25° a +60°C

Mentre per i relè elettronici EF19 e EF45:

- classe di avviamento 10E, 20E, 30E
- EF19 da 0.1 a 18.9A
- EF45 da 9 a 45A
- temperatura di funzionamento da -25° a +70°C



10.11.6 Sistema Smisline

Motor starter combinato in un'unica unità preclabata montata sul modulo Smisline rimovibile per il sistema a sbarre Smisline. I principali elementi di tale combinazione sono:

- motor starter MO325
- contattore
- relè termico elettronico
- modulo Smisline

Principali vantaggi:

- riduzione dello spazio d'installazione e del tempo di cablaggio
- segnalazioni integrate nel sistema via bus (LA, LB)
- unico codice d'ordinazione



10.11.7 Interruttori automatici modulari

Gli interruttori S200 e S800 includono le caratteristiche d'intervento D e K adatte per applicazioni di protezioni motori. Principali caratteristiche:

- soluzione compatta
- corrente nominale da 0.5 a 125A
- potere d'interruzione da 6 a 50kA (in funzione della tensione)

Per circuiti in corrente continua è disponibile la serie S280UC con le seguenti caratteristiche principali:

- tensione nominale: 220Vdc (1 polo), 440Vdc (2,3,4 poli)
- corrente nominale da 0.5 a 63A
- caratteristiche B, K, Z



10.11.8 Scaricatori di sovratensione

Per la protezione dalle fulminazioni indirette sono disponibili SPD di tipo 2 per circuiti trifase:

- OVR T2 3L 40 440 P TS per applicazioni a 400V
- OVR T2 3L 440/690 P TS per applicazioni a 690V
- OVR T2 3N 40 275 P TS (3P+N) per applicazioni a 230/400V con $I_{max}=40kA$ e $U_p=1.4kV$



Per la protezione di circuiti in corrente continua a 24/48Vdc possono essere impiegati SPD di tipo 2:

- OVR 2 15 75 s P TS con $I_{max}=15kA$ e $U_p=0.3/0.6kV$



Per la protezione dei circuiti dati possono essere utilizzati:

- OVR TC xx VP con $I_{max}=10kA$, $U_c=6/12/24/48/200V$ e possibilità di connessione con RJ11 e RJ45



10.11.9 Prodotti e relè elettronici

Alimentatori di potenza

- CP-E 24/20, CP-S 24/20, CP-C 24/20
- CP-E 24/10, CP-S 24/10, CP-C 24/10

Convertitori analogici

- CC-U RTD R (-40°C)

Relè di sicurezza

- C6700, C6701, C6702

Timer

- CT-MFE

Relè d'interfaccia

- CR-M, CR-P, R600 (2 c/o), R600 (1 c/o)

Relè di monitoraggio trifase

- CM-MPS

Relè di monitoraggio monofase

- CM-EPS.2 (dc), CM-ESS.M

Riscaldatori

Controllori

- relè logico CL-Range o AC 500 (eCo)

10.11.11 Prese modulari

Principali caratteristiche:

- terminali 16mm²
- otturatori di sicurezza



- viti Pozidriv®
- opzioni:
 - fusibile integrato
 - versioni colorate
 - indicatore luminoso integrato

10.11.10 Fusibili e portafusibili

Principali caratteristiche:

- AC-22B in accordo a IEC 60947-3
- corrente nominale: 20A e 32A
- tensione nominale: 400V e 690V
- fusibili tipo aM/gG



10.11.12 Motori

Come attuatori meccanici per il controllo dell'angolo di Pitch ABB propone motori:

- a 6 poli
- con potenza da 1.1 a 4kW, ma sono disponibili anche potenze maggiori



10.12 Sistema di controllo d'imbardata

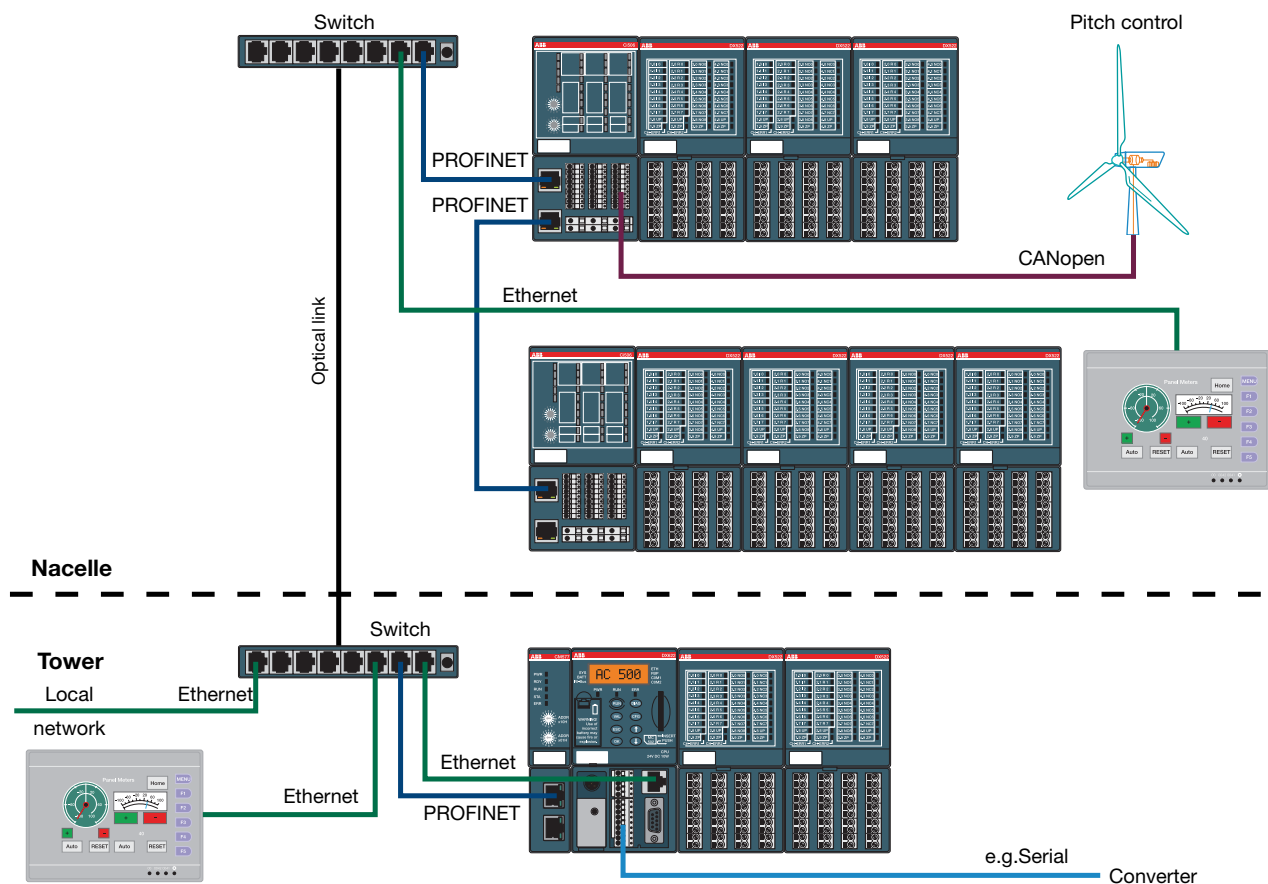
Il sistema di controllo d'imbardata consiste in diversi motor starters, generalmente da 3 a 10. L'offerta ABB è simile a quella del sistema di controllo dell'angolo di Pitch.

10.13 Controllo principale della turbina

10.13.1 Controllore

Il sistema di controllo ed il sistema di protezione assicurano che la turbina operi entro dei valori delle diverse grandezze fisiche definiti.

La soluzione con PLC AC500 è utilizzata per gestire il controllo globale dell'aerogeneratore, tipicamente per il settaggio delle velocità di riferimento, per l'allineamento della turbina in funzione della direzione del vento e per gestire le operazioni di avviamento e d'arresto.



10.13.2 Prodotti ausiliari

ABB offre inoltre una completa gamma di prodotti utilizzabili con il controllore principale:

- alimentatori di potenza: 2 x CP-C 24/10 or 24/20, CP-A RU, CP-A CM, CP-C MM + CP-B buffer module C 24/10; se richiesto di far intervenire l'interruttore utilizzare il tipo CP-C/S
- relè d'interfaccia e di monitoraggio: CR-P, CR-M, R600, R600 opto
- convertitori di segnali analogici (CC-E I/I)
- convertitori di dati seriali (ILPH)
- timer (CT-MFE)

10.13.3 Protezioni sovracorrenti

Per la protezione del controllore dalle sovracorrenti possono essere impiegati gli interruttori automatici modulari della serie:

- S200 per tensione alternata del circuito principale 230/400Vac
 - corrente nominale da 0.5 a 63A
 - caratteristiche d'intervento B, C, D, K, Z
- S280UC per tensione continua 220Vdc (1 polo) e 440Vdc (2,3,4 poli)
 - corrente nominale da 0.5 a 63A
 - caratteristiche d'intervento B, K, Z



10.13.4 Protezioni sovratensioni

Per la protezione dalle fulminazioni indirette sono disponibili SPD di tipo 2 per circuiti trifase:

- OVR T2 3N 40 275 P TS (3P+N) per applicazioni a 230/400V con $I_{max}=40kA$ e $U_p=1.4kV$



Per la protezione di circuiti in corrente continua a 24/48Vdc possono essere impiegati SPD di tipo 2:

- OVR 2 15 75 s P TS con $I_{max}=15kA$ e $U_p=0.3/0.6kV$



Per la protezione dei circuiti dati possono essere utilizzati:

- OVR TC xx VP con $I_{max}=10kA$, $U_c=6/12/24/48/200V$ e possibilità di connessione con RJ11 e RJ45



10.13.5 Fusibili e portafusibili

Principali caratteristiche:

- AC-22B in accordo a IEC 60947-3
- corrente nominale: 20A e 32A
- tensione nominale: 400V e 690V
- fusibili tipo aM/gG



10.13.6 Prese modulari

Principali caratteristiche:

- terminali 16mm²
- otturatori di sicurezza
- viti Pozidriv®
- opzioni:
 - fusibile integrato
 - versioni colorate
 - indicatore luminoso integrato



10.14 Sistemi idraulici e di raffreddamento

I sistemi della turbina sono supportati da pompe idrauliche e sistemi di raffreddamento utilizzati per lo smaltimento del calore dai dispositivi interni (generatore, moltiplicatore di giri, convertitore...) all'esterno della turbina. I sistemi idraulici possono essere inoltre utilizzati nei circuiti di sicurezza quali i sistemi di frenaggio. L'offerta ABB è simile a quella del sistema di controllo dell'angolo di Pitch.



Come attuatori per le pompe idrauliche sono disponibili motori da 2 a 8 poli con potenze da 0.06 a 55kW per tutte le tensioni usuali, mentre per i sistemi di raffreddamento sono disponibili motori da 2, 4, 6 poli con potenze da 0.75 a 7.5kW ed a due velocità con 2/4, 4/8, 4/6 poli.

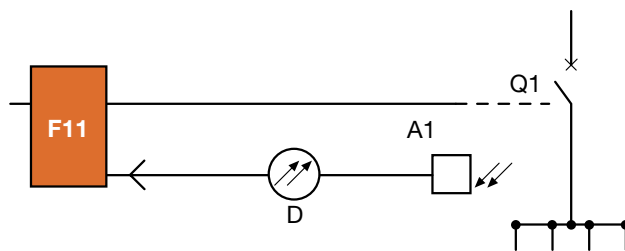


10.15 Sistema di rilevazione arco elettrico

Tale sistema è composto da un sensore ottico all'interno al quadro in grado di rilevare la radiazione luminosa creata dall'arco elettrico; tale sensore è collegato al controllore d'arco TVOC-2 che è a sua volta connesso all'interruttore automatico.

Principali vantaggi:

- incremento del livello di protezione rispetto al solo utilizzo dei sistemi di protezione basati sulle sovracorrenti.
- miglioramento della sicurezza del personale addetto ed incremento della produttività
- prevenzione dalle esplosioni da cortocircuito e disconnessione del circuito in pochi millisecondi



10.16 Controllori d'isolamento

Il circuito principale isolato da terra può essere monitorato per segnalare eventuali primi guasti a terra mediante l'impiego dei controllori d'isolamento ABB, i quali possono essere utilizzati per misurare direttamente la resistenza d'isolamento in sistemi isolati da terra in corrente alternata o continua con tensioni fino a 690Vc.a. e 1000Vc.c.

10.17 Connessione alla rete

Le turbine di grossa potenza dell'ordine del MW sono usualmente connesse in media tensione, mentre le turbine di taglia medio-piccola sono generalmente connesse alla rete in bassa tensione.

Per la connessione in media tensione, l'offerta ABB comprende trasformatori bt/MT e quadri con relativi interruttori MT.

10.17.1 Trasformatori bt/MT

I trasformatori ABB hanno un design compatto che consente loro di essere installati attraverso l'apertura della torre senza dover essere disassemblati. Sono studiati per ridurre le perdite e per operare in condizioni ambientali severe caratterizzate da elevate vibrazioni, salsedine, polvere ed umidità anche del 100%.

Principali caratteristiche:

- trasformatori a secco fino a 40 MVA e 72.5 kV
- trasformatori a liquido fino a 40 MVA e 72.5 kV
- classi E2, C2, F1
- soluzioni multipli di sistemi di raffreddamento forzato
- temperatura di isolamento fino a 180°C per i trasformatori a secco
- opzione di liquido di raffreddamento organico
- adatti per installazioni in turbine su terraferma o in mare

10.17.2 Quadri elettrici

SafeWind di ABB è un quadro compatto che rappresenta una soluzione adatta a tutti i livelli di tensione. Fornisce la protezione ed il sezionamento degli impianti eolici anche in condizioni ambientali severe.

È approvato sia IEC che GB cinese ed è l'unico prodotto approvato da GB per 40.5kV.

La larghezza limitata del quadro (420mm) adatta per un interruttore da 36kV consente l'installazione attraverso l'apertura della torre.

Principali caratteristiche:

- disponibilità di soluzioni per 12kV, 24kV, 36kV e 40.5kV

- combinazione dei moduli standardizzati per fornire flessibilità applicativa
- interruttore automatico e fusibile-sezionatore di protezione
- disponibilità di soluzioni avanzate per la protezione dall'arco elettrico
- adatti per installazioni in turbine su terraferma o in mare



Per la connessione in bassa tensione delle turbine medio piccole, l'offerta ABB comprende:

- relè d'interfaccia
- interruttori automatici
- sezionatori
- contattori
- contatori di energia

10.17.3 Relè d'interfaccia CM-UFS

Il relè di interfaccia CM-UFS, sia conforme alla Direttiva di ENEL Distribuzione per le connessioni alla rete elettrica, che alla DIN V VDE V 0126-1-1 risponde all'esigenza di sicurezza degli impianti e degli operatori in caso di guasti e malfunzionamenti della rete pubblica durante il regime di parallelo.

Principali caratteristiche:

- protezione di minima tensione
- protezione di massima tensione
- protezione di minima frequenza
- protezione di massima frequenza
- installazione su guida DIN, ingombro 22 mm
- collegamento configurabile del conduttore di neutro
- 3 LED per l'indicazione dello stato di funzionamento
- alimentazione dal circuito sotto controllo
- misura del vero valore RMS
- utilizzabile anche per controllo di impianti monofase
- 2 contatti in scambio (SPDT)
- installazione: guida DIN EN 60715 (35 mm) mediante dispositivo a scatto



Relè d'interfaccia CM-UFS.1

per i mercati che recepiscono la normativa tedesca VDE:

- massima tensione $[V_n] > 115\%$
- minima tensione $[V_n] < 80\%$
- massima frequenza $[Hz] > 50,2$
- minima frequenza $[Hz] < 47,5$
- valore medio $[V_n]$ 10 minuti $110 \div 115\%$ regolabile

Relè d'interfaccia CM-UFS.2

Specifico per il mercato italiano, conforme alla più recen-

te normativa ENEL Distribuzione (edizione 1° dicembre 2008):

- massima tensione $[V_n] > 120\%$
- minima tensione $[V_n] < 80\%$
- massima frequenza $[Hz] > 50,3$ o 51 a richiesta del personale ENEL
- minima frequenza $[Hz] < 49,7$ o 49 a richiesta del personale ENEL

10.17.4 Interruttori automatici modulari

Tali interruttori, con potere d'interruzione fino a 50kA, consentono di ridurre le dimensioni ed il peso del quadro d'installazione. Sono applicabili in un ampio range di temperatura e di altitudine. Sono inoltre disponibili un ampio intervallo di correnti nominali (da 10 a 125A) e diverse curve di intervento (caratteristiche B, C, D, K, Z).



10.17.5 Contatori d'energia Delta Max

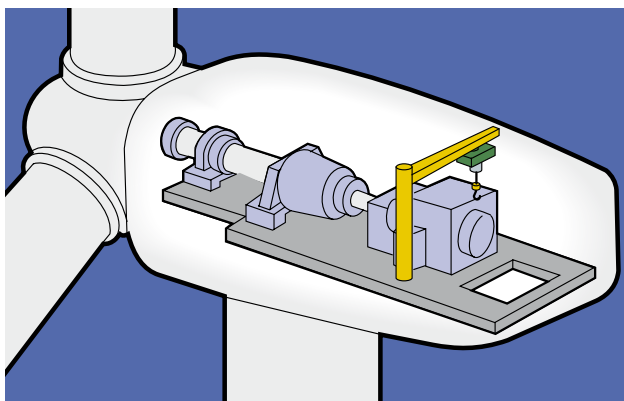
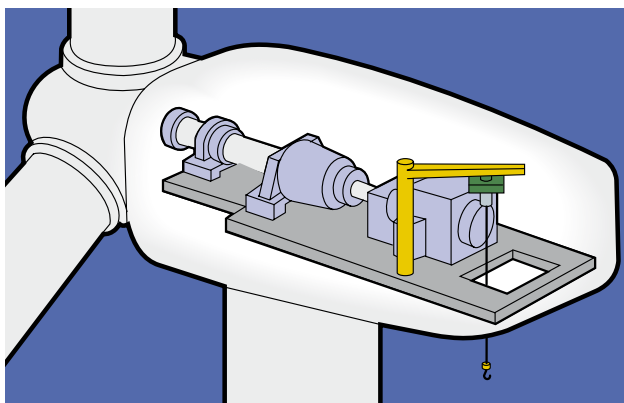
Tali contatori consentono:

- un pieno controllo dell'energia prodotta e consumata
- possibilità di comunicazione su lunga distanza
- possibilità di applicazione fino a 500Vac



10.18 Circuiti ausiliari

Ci sono diversi piccoli sistemi di supporto in una turbina, dai sistemi elevatori (ascensore, paranchi) utilizzati per la salita/discesa del personale o dei dispositivi nella navicella, alle ventole ed all'illuminazione elettrica interna. I prodotti ABB sono utilizzati anche in tali sistemi.



10.18.1 Interruttori automatici modulari S 500 HV

Adatti per la protezione dei circuiti di controllo: computer e sistemi bus. Sono interruttori automatici tripolari ad alte prestazioni aventi come principali caratteristiche:

- potere d'interruzione 1.5kA
- caratteristica d'intervento K, 0.21A 1000Vac

10.18.2 Interruttori differenziali

Gli interruttori differenziali F 500 sono gli unici adatti per un utilizzo a 690Vc.a. ed hanno l'interruttore automatico integrato per la protezione dalle sovracorrenti con caratteristica d'intervento C, corrente nominale 10A e corrente differenziale nominale 30 mA.



Sono disponibili anche gli interruttori magnetotermici-differenziali DS 200 aventi le seguenti caratteristiche principali:

- corrente nominale: da 6 a 32A
- potere d'interruzione: 4.5-6-10kA
- caratteristiche d'intervento: B, C, K
- sensibilità differenziale: da 10 a 300mA



ABB offre anche interruttori differenziali puri della serie F 200; caratteristiche principali:

- corrente nominale: da 16 a 125A
- tipo: AC, A, B
- sensibilità differenziale: da 10 a 500mA



Appendice A: Incentivi economici e valorizzazione dell'energia

A.1 Quote obbligate e meccanismi d'incentivazione

Il D.Lgs. 79/1999 ha introdotto l'obbligo, per i produttori ed importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nella rete elettrica nazionale, a partire dal 2002, una quota minima di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili mediante impianti entrati in esercizio dopo l'1/4/1999.

La quota percentuale è determinata sulla base delle produzioni ed importazioni¹ da fonti non rinnovabili dell'anno precedente, decurtate dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni, con una franchigia di 100 GWh per operatore.

Tale quota era fissata inizialmente al 2%, ma il D.Lgs. 387/2003 ha poi stabilito un incremento annuale progressivo dello 0.35% nel triennio 2004-2006.

Inoltre la Legge Finanziaria 2008 ha ulteriormente incrementato dello 0.75% annuale per il periodo 2007-2012. Successivi decreti ministeriali stabiliranno gli incrementi per gli anni successivi al 2012 (tabella A.1).

I soggetti che devono adempiere all'obbligo, possono anche farlo acquistando da altri produttori dei titoli, denominati Certificati Verdi (CV), comprovanti la produzione dell'equivalente quota da fonti rinnovabili. Si viene così a creare un mercato, in cui la domanda è data dai soggetti

sottoposti all'obbligo e l'offerta è costituita dai produttori di energia da fonti rinnovabili ed aventi diritto ai CV.

Difatti, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili, il D.Lgs. 79/1999 ha introdotto il meccanismo dei Certificati Verdi (CV). Tuttavia prima della Legge Finanziaria 2008 tali incentivi erano titoli concessi in misura proporzionale all'energia prodotta per un periodo di 12 anni² ed indistintamente per le diverse fonti rinnovabili.

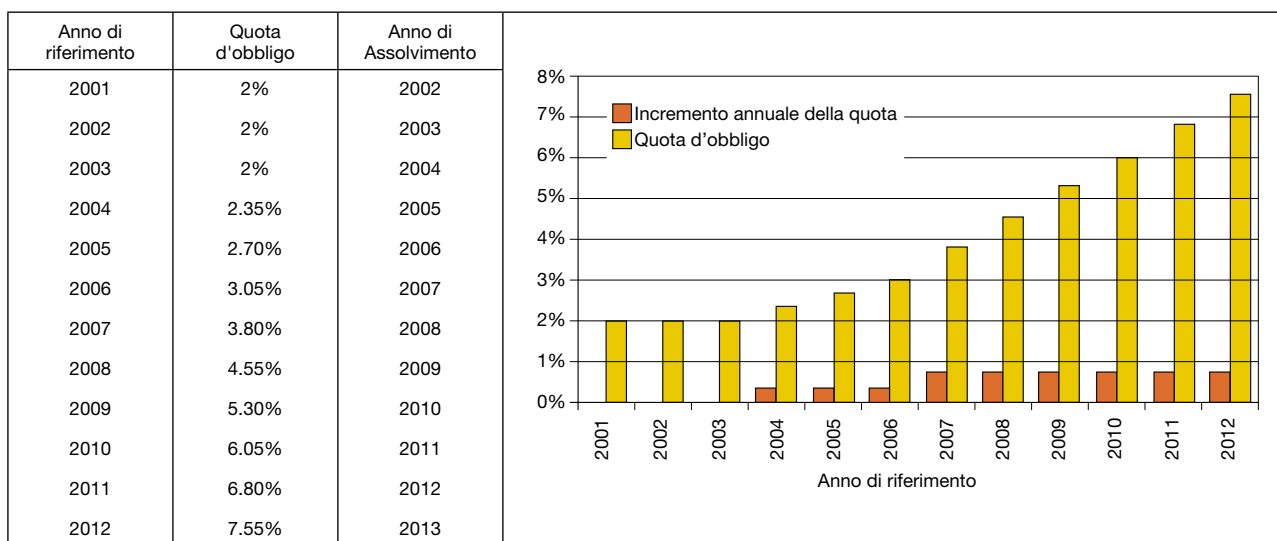
Il ricavo derivante dalla vendita dei CV, in un mercato in cui è presente una certa domanda obbligata, determina l'incentivo alla produzione di energia da fonti rinnovabili. Oltre alla vendita dei CV, un'ulteriore fonte di ricavo è fornita dalla valorizzazione dell'energia immessa in rete e diventa l'unica fonte al termine del periodo d'incentivazione (tabella A.2).

Tabella A.2 – Ricavi per impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31/12/2007

Periodo di esercizio	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 12 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (industrialmente per diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato ¹ oppure Scambio sul posto ²
Dopo	–	

¹ Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili
² Di potenza non superiore a 20 kW

Tabella A.1 – Incremento annuale della "Quota d'obbligo" introdotta dal D.Lgs 79/1999



¹ Gli importatori di energia elettrica possono richiedere l'esenzione dall'obbligo per la quota parte di energia prodotta da fonti rinnovabili e certificata tale.

² Inizialmente i CV venivano riconosciuti per un periodo di 8 anni. Successivamente il D.Lgs. 152/2006 ha esteso il periodo a 12 anni.

La Finanziaria del 2008 ha introdotto delle modifiche al meccanismo sopra descritto, per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007. I principali cambiamenti riguardanti l'incentivazione tramite CV sono due:

- il periodo d'incentivazione è prolungato a 15 anni
- il numero di CV attribuiti viene differenziato a seconda della fonte rinnovabile.

Inoltre, per gli impianti più piccoli viene introdotto un nuovo sistema d'incentivazione a cui è possibile accedere in alternativa al sistema dei CV; di fatto per i piccoli impianti viene concessa la facoltà di optare per delle tariffe di ritiro dell'energia immessa in rete, anch'esse erogate per un periodo di 15 anni e differenziate per fonte rinnovabile.

Tali tariffe vengono chiamate onnicomprensive, dato che includono sia la componente incentivante sull'energia prodotta, sia la componente di vendita dell'energia immessa in rete (tabella A.3).

Inoltre, secondo la Finanziaria 2008, come modificato poi dalla L.99/2009, la produzione di energia elettrica da impianti eolici, entrati in esercizio successivamente al 30/06/2009, ha diritto di accesso ai certificati verdi o alle tariffe onnicomprensive a condizione che tali impianti non beneficino di altri incentivi pubblici di natura nazionale, regionale, locale o comunitaria in conto energia, in conto capitale o in conto interessi con capitalizzazione anticipata, assegnati dopo il 31/12/2007.

A.2 Certificati Verdi

Sono titoli comprovanti la produzione di energia da fonti rinnovabili. Inizialmente la loro taglia era fissata in 100MWh, ma è stata progressivamente abbassata fino ad 1MWh con la finanziaria del 2008.

I Certificati Verdi (CV) vengono rilasciati in funzione dell'energia netta prodotta dall'impianto (E_a)³, la quale tuttavia non costituisce sempre il termine di riferimento per la determinazione del numero di CV, poiché esistono diversi tipi di interventi impiantistici (nuova costruzione, potenziamento, rifacimento parziale o totale...⁴) che danno diritto all'incentivazione di tutta o parte dell'energia netta prodotta.

Per gli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2007, l'energia corrispondente al numero dei CV riconosciuti (E_{cv}) coincide con l'energia riconosciuta come incentivabile (E_i) per tutto il periodo di incentivazione (12 anni), ossia:

$$E_{cv} = E_i \quad \text{con } E_i \text{ funzione della categoria di intervento e di } E_a$$

La Finanziaria del 2008 ha introdotto una differenziazione dell'entità d'incentivazione, per gli impianti entrati in esercizio dal 01/01/2008, sulla base, oltre del tipo di intervento realizzato e dell'energia netta prodotta, del tipo di fonte rinnovabile.

³ È l'energia misurata all'uscita del gruppo di generazione, diminuita dell'energia assorbita dagli ausiliari, delle perdite nei trasformatori e delle perdite di linea fino al punto di parallelo con la rete

⁴ Per una descrizione dettagliata delle diverse categorie d'intervento cui corrisponde una diversa formula che lega l'energia riconosciuta come incentivabile E_i all'energia netta prodotta E_a , far riferimento alla Guida sugli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili emanata dal GSE.

Tabella A.3 – Ricavi per impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31/12/2007

Periodo di incentivo	A) Qualsiasi taglia di potenza		B) Solo per gli impianti più piccoli (in alternativa allo schema A)	
	Incentivo	Valorizzazione energia	Incentivo	Valorizzazione energia
Primi 15 anni	Vendita CV attribuiti all'energia prodotta (in misura distinta per le diverse fonti)	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato ² oppure Scambio sul posto ³	Tariffe onnicomprensive di ritiro dell'energia immessa in rete (distinte per le diverse fonti)	
Dopo	-		-	Autoconsumo e Libero mercato oppure Ritiro dedicato oppure Scambio sul posto ³

¹ Di potenza non superiore a 1 MW (200 kW per gli impianti eolici on-shore)
² Di potenza non superiore a 10 MVA o di potenza qualsiasi nel caso di fonti rinnovabili non programmabili
³ Di potenza non superiore a 200 kW

Pertanto i CV vengono attribuiti moltiplicando l'energia incentivabile (E_i) per un coefficiente K dipendente dalla fonte rinnovabile impiegata:

$$E_{cv} = K \cdot E_i$$

Il coefficiente K vale 1 per gli impianti eolici on-shore e 1,5 per gli impianti eolici off-shore.

I CV hanno validità triennale, ossia quelli rilasciati in un dato anno possono essere utilizzati per ottemperare all'obbligo del D.Lgs 79/1999 relativo ai successivi due anni.

La valorizzazione economica dei CV costituisce l'incentivo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, esclusa quella fotovoltaica, per la quale l'incentivazione è effettuata mediante il Conto Energia.

Definendo P_{cv} il prezzo [€/MWh] dei CV venduti, il valore dell'incentivazione I_{cv} [€] è espresso da:

$$I_{cv} = P_{cv} \cdot E_{cv}$$

Il prezzo dei CV si concretizza in base alla legge della domanda-offerta. Le transazioni dei CV possono avvenire sul mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) o mediante contratti bilaterali.

La Finanziaria 2008 ha introdotto una nuova modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE: a partire dal 2008 essi sono collocati sul mercato ad un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente⁵.

L'applicazione di questa nuova modalità di calcolo ha dato luogo a valori di offerta dei CV del GSE pari a 112.88 €/MWh per l'anno 2008, 88.66 €/MWh per l'anno 2009 e 112.82 €/MWh per l'anno 2010.

Il prezzo dei certificati verdi del GSE rappresenta un prezzo massimo per l'intero mercato.

Mentre fino al 2005, a causa della scarsità di offerta, i certificati venivano scambiati a un prezzo prossimo a quello del GSE, dall'anno 2006 l'offerta di CV dei produttori qualificati ha superato la corrispondente richiesta necessaria alla copertura dell'obbligo; tale situazione ha provocato una diminuzione dei prezzi di vendita dei certificati verdi.

Onde evitare l'eccessiva perdita di valore dei CV in situazioni di eccesso di offerta, sono state introdotte due disposizioni normative.

La prima, contenuta nella Legge Finanziaria 2008, prevede che su richiesta dei produttori, il GSE ritiri i CV in scadenza nell'anno a un prezzo pari al prezzo medio registrato l'anno precedente, relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno cui essi si riferiscono, effettuate sia sulla borsa del GME sia mediante contrattazioni bilaterali.

La seconda disposizione, introdotta dal D.M. 18/12/2008, stabilisce che, nel triennio 2009-2011, su richiesta dei detentori, il GSE ritiri i CV rilasciati per le produzioni relative agli anni fino al 2010. Il prezzo di ritiro dei predetti

certificati è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene presentata la richiesta di ritiro. Nel 2010 il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE in attuazione di tale disposizione è pari a 88.91 €/MWh al netto di IVA, corrispondente al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di tutti i certificati registrate dal GME nel triennio 2007-2009.

I CV possono essere richiesti:

- a consuntivo, in base all'energia netta effettivamente prodotta dall'impianto nell'anno precedente rispetto a quello di emissione;
- a preventivo, in base alla producibilità netta attesa dell'impianto.

Il GSE, dopo la verifica dell'attendibilità dei dati forniti dai produttori, emette a consuntivo, entro trenta giorni dalla ricezione della richiesta, i certificati verdi spettanti, arrotondando la produzione netta di energia al MWh con criterio commerciale.

Nel caso in cui un impianto al quale siano stati rilasciati certificati verdi a preventivo, non produca effettivamente energia in quantità pari o superiore ai CV ottenuti e il produttore non sia in grado di restituire quelli in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo certificati verdi relativi alle produzioni di eventuali altri impianti, nella titolarità del medesimo produttore per lo stesso anno. In mancanza di certificati sufficienti per l'anno di riferimento, il GSE può effettuare la compensazione anche sulla produzione dell'anno successivo a quello nel quale si è generato il debito.

In mancanza di tale ulteriore possibilità di compensazione, il GSE si avvale della fidejussione bancaria a suo favore.

Invece, nel caso in cui l'effettiva produzione dell'impianto sia superiore alla producibilità attesa, il GSE emette a favore del produttore, all'atto della compensazione, i rimanenti certificati spettanti.

A partire dal 2008, entro giugno di ciascun anno, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i CV in scadenza nell'anno ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere l'obbligo.

A tal fine il prezzo medio annuale è quello relativo alle contrattazioni di tutti i CV, indipendentemente dall'anno di riferimento, scambiati l'anno precedente sulla borsa del GME o con contratti bilaterali. Inoltre, al fine di garantire una graduale transizione dal vecchio ai nuovi meccanismi incentivanti e non penalizzare gli investimenti già avviati, nel triennio 2009-2011, entro il mese di giugno, il GSE ritira, su richiesta dei detentori, i certificati verdi rilasciati per le produzioni, riferite agli anni 2006-2010. Il prezzo di ritiro è pari al prezzo medio di mercato del triennio precedente.

Il Decreto legislativo del 3 marzo 2011 n.28 ha disposto che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni degli anni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo. Il prezzo di ritiro è pari al 78% del prezzo della Legge Finanziaria 2008.

⁵ Tale prezzo è definito dall'AEEG, entro il 31 gennaio di ogni anno.

A.3 Tariffe onnicomprensive

La legge finanziaria 2008 ha introdotto un nuovo sistema d'incentivazione (disciplinato poi dal DM 18-12-2008 e dalla delibera AEEG ARG/elt 1/09) che è usufruibile in alternativa ai certificati verdi, per impianti a fonti rinnovabili (escluso il solare) entrati in servizio dopo il 31-12-2007 ed aventi potenza nominale non superiore a 200kW nel caso degli impianti eolici.

A tali impianti vengono riconosciute le tariffe onnicomprensive per un periodo di 15 anni.

Fino al termine del periodo di incentivazione, le tariffe onnicomprensive costituiscono l'unica fonte di remunerazione; al termine di tale periodo permane comunque la possibilità di valorizzare l'energia prodotta (vendita dell'energia immessa in rete o scambio sul posto).

Inoltre, mentre i certificati verdi sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta E_a e quindi premiano anche l'eventuale energia auto consumata, le tariffe onnicomprensive sono erogate in funzione della sola quota parte di energia immessa in rete E_r ⁶.

Anche per le tariffe onnicomprensive, in base al tipo d'intervento impiantistico effettuato cambia l'entità d'incentivazione. In particolare, cambia la quota di energia netta immessa in rete (E_r) che può essere incentivata in base al tipo d'intervento: è su tale quota di energia incentivata E_i che vengono erogate le tariffe.

Per gli impianti eolici di taglia inferiore a 200kW dalla tabella allegata alla Legge Finanziaria 2008, così come modificata dalla Legge 99 del 23/07/2009, si ricava una tariffa incentivante onnicomprensiva di 300 €/kWh.

Il Decreto legislativo del 3 marzo 2011 n.28 ha disposto che le tariffe onnicomprensive restino costanti per l'intero periodo di diritto e restino ferme al valore sopra indicato per tutti gli impianti che entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

Il diritto di opzione tra i certificati verdi e la tariffa onnicomprensiva è esercitato all'atto della richiesta di qualifica dell'impianto⁷ presentata al GSE.

È consentito, prima della fine del periodo d'incentivazione, un solo passaggio da un sistema incentivante all'altro; in tal caso la durata del periodo di diritto al nuovo sistema incentivante è ridotta del periodo già fruito con il precedente sistema.

⁶ Qualora un impianto di produzione eolica prelevi dalla rete l'energia elettrica necessaria per l'alimentazione dei servizi ausiliari, l'energia incentivata mediante la tariffa onnicomprensiva non è tutta quella effettivamente immessa in rete, ma è quest'ultima decurtata dei prelievi suddetti.

⁷ La qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR) attesta il possesso dei requisiti previsti dalla normativa per il riconoscimento degli incentivi.

A.4 Valorizzazione dell'energia immessa in rete

A.4.1 Ritiro dedicato

Il ritiro dedicato da parte del GSE rappresenta una modalità semplificata a disposizione dei produttori per collocare sul mercato dell'energia immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita in borsa. È prevista la possibilità di accesso al ritiro dedicato per impianti eolici di qualsiasi potenza.

Per l'accesso il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0.5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino ad un massimo di € 3500 all'anno per impianto.

Per un impianto di potenza attiva nominale superiore a 50 kW il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure attualmente pari a 3,72 €/mese per impianto.

Per gli impianti di produzione connessi in bassa o media tensione il GSE riconosce al produttore il corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica attualmente pari a 0.00388 €/kWh.

Per l'energia elettrica immessa in rete, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto.

Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti (delibera AEEG 280/2007) aggiornati periodicamente all'AEEG. I prezzi minimi garantiti vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi 2 milioni di kWh di energia elettrica immessa in rete su base annua.

Nel caso in cui al termine di ciascun anno solare la valorizzazione a prezzi minimi garantiti dovesse risultare inferiore a quella ottenibile a prezzi di mercato, il GSE riconoscerà al produttore il relativo conguaglio.

I valori dei prezzi minimi garantiti aggiornati per l'anno 2010 sono i seguenti:

- fino a 500.000 kWh annui, 101,8 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 85,8 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 75,0 €/MWh.

Il ritiro dedicato è una vendita "indiretta" dell'energia consigliabile per gli impianti che immettono in rete una

quantità di energia superiore al proprio fabbisogno. Si può peraltro notare la generale maggiore redditività dei prezzi minimi garantiti rispetto ai prezzi di mercato. Infine il ritiro dedicato è di maggior semplicità gestionale rispetto alla vendita dell'energia in borsa.

A.4.2 Scambio sul posto

Il servizio di scambio sul posto è regolato su base economica dal GSE in forma di contributo legato alla valorizzazione a prezzi di mercato dell'energia scambiata con la rete. Possono accedere allo scambio sul posto gli impianti eolici di potenza fino a 20 kW se entrati in esercizio prima del 31/12/2007 e fino a 200 kW entrati in esercizio dopo tale data.

Il GSE riconosce un contributo a favore dell'utente dello scambio, che si configura come ristoro di una parte degli oneri sostenuti per il prelievo di energia elettrica dalla rete. Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annua solare, viene presa in considerazione:

- la quantità di energia elettrica scambiata con la rete (l'ammontare minimo tra energia immessa e prelevata dalla rete nel periodo di riferimento);
- il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- il valore in Euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete, suddiviso in onere energia e onere servizi (trasporto e dispacciamento dell'energia elettrica).

In particolare il contributo in conto scambio erogato dal GSE all'utente dello scambio sul posto prevede :

- una quota energia, ossia il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in Euro dell'energia elettrica immessa in rete;
- una quota servizi, ossia il ristoro dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete.

Nel caso in cui il controvalore dell'energia immessa in rete risultasse superiore all'onere energia, il saldo viene registrato a credito dell'utente che può utilizzarlo per compensare l'onere energia degli anni successivi oppure chiederne la liquidazione economica.

Il contributo in conto scambio viene calcolato dal GSE trimestralmente in acconto e viene corrisposto quando l'importo supera la soglia minima di 100 €.

Su base annuale viene calcolato e corrisposto il conguaglio del contributo maturato in corso d'anno, senza l'applicazione di alcuna soglia minima per il pagamento.

Il GSE, inoltre, eroga un contributo pari a 50 € per ogni kW di potenza dell'impianto entro i trenta giorni successivi al termine del trimestre in cui è avvenuta la stipula della convenzione per lo scambio sul posto. Il predetto contributo viene gradualmente riassorbito con i successivi acconti e conguagli.

In generale, lo scambio sul posto è vantaggioso qualora, annualmente, la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete si compensi totalmente con l'onere energia; inoltre, per la totalità dell'energia elettrica scambiata con la rete, l'utente dello scambio vede rimborsati dal GSE i costi sostenuti per l'utilizzo della rete e, per i soli utenti titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili, degli oneri generali di sistema.

Appendice B: Connessione alla rete e misura dell'energia

Prendendo in considerazione impianti eolici di dimensioni medio-grandi connessi a reti in media o alta tensione, verranno di seguito fornite indicazioni sui criteri di allacciamento. In particolare per la connessione alle reti di distribuzione in media tensione delle turbine vale quanto indicato nel capitolo 4 del Quaderno di Applicazione Tecnica N.10 "Impianti fotovoltaici" e verranno qui proposte delle indicazioni aggiuntive.

B.1 Connessione alla rete MT

La potenza complessiva di generazione che è possibile connettere alla rete MT afferente a ciascuna Cabina Primaria (AT/MT) senza introdurre modifiche alla stessa è limitata dalla probabilità che si verifichino inversioni del flusso di potenza rispetto al normale transito dall'Alta alla media Tensione.

Qualora tale transito risulti invertito per un tempo maggiore del 5% del tempo complessivo annuo di funzionamento, è necessario equipaggiare la Cabina Primaria e le linee AT ad essa afferenti con dispositivi di protezione e controllo idonei al flusso di potenza bidirezionale.

Per la trasformazione MT/bt devono essere utilizzati trasformatori trifasi con collegamento a triangolo sul primario o, per esigenze particolari, con collegamenti diversi previo accordo con il Distributore.

B.1.1 Limiti sulla taglia dei trasformatori

Il Distributore comunica il limite della potenza massima del singolo trasformatore e/o di più trasformatori in parallelo sulla stessa sbarra bt che l'Utente può installare al fine di evitare l'intervento delle protezioni sulla linea MT che lo alimenta in caso di cortocircuito sulle sbarre bt. Tale limite non deve essere generalmente inferiore a 2000kVA (reti a 20kV) e 1600kVA (reti a 15kV).

Limiti inferiori possono essere definiti dal Distributore nel caso di strutture particolari della rete MT esistente. L'Utente può installare taglie maggiori, purché, per effetto delle impedenze interposte tra il punto di consegna ed il lato bt dei trasformatori, la corrente di guasto al secondario del trasformatore sia limitata ad un valore equivalente a quello ottenuto considerando la sola limitazione dovuta ai trasformatori di taglia limite di cui sopra. Nei casi in cui l'Utente disponga di un impianto non compatibile con le limitazioni suddette, può essere valutata la connessione mediante linea MT in antenna, con regolazioni ad hoc delle protezioni.

B.1.2 Limiti sulla connessione contemporanea dei trasformatori

Al fine di limitare la corrente d'inserzione, l'Utente non può installare trasformatori per una potenza complessiva

superiore a tre volte i limiti sopra indicati per ciascun livello di tensione, anche se con sbarre bt separate. In caso contrario si devono prevedere nell'impianto degli opportuni dispositivi che non consentano la contemporanea energizzazione dei trasformatori che determinano il superamento delle limitazioni indicate. Tali dispositivi devono intervenire in casi di mancanza di tensione superiore a 5s e provvedere alla riconnessione dei trasformatori secondo potenze complessive non superiori ai limiti indicati, con tempi di riconnessione intervallati di almeno 1s.

B.1.3 Dispositivo Generale (DG)

In generale, per il comando di apertura del Dispositivo Generale (DG) per azione della Protezione Generale (PG) deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione o in alternativa una bobina di apertura a lancio di corrente, purché la PG sia dotata di un opportuno sistema di controllo e registrazione per consentire le eventuali verifiche (data logger). Nella tabella B.1 son indicate le regolazioni minime per le varie funzioni di protezione della PG per Utenti con potenza non superiore a 3MVA. Per potenze superiori l'Utente può concordare con il Distributore delle regolazioni differenti, in funzione delle esigenze di servizio e delle caratteristiche della rete di distribuzione.

B.1.4 Protezioni di Interfaccia (PDI)

Oltre alle protezioni indicate nel QT10 sugli Impianti Fotovoltaici, per gli impianti in grado di sostenere la tensione di rete (generatori sincroni, asincroni autoeccitati, inverter funzionanti come generatori di tensione) con potenza complessiva $\geq 400\text{kVA}$ è prevista, su richiesta del Distributore, la protezione di massima tensione omopolare V_0 lato MT con valore 15% e con un ritardo intenzionale di 25s (CEI 0-16 Fogli di interpretazione) ed è necessario provvedere un rinalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il rinalzo consiste nel riportare il comando di scatto del relè d'interfaccia ad un altro dispositivo d'interruzione ed è costituito da un circuito, condizionato dalla posizione di chiuso del DDI, che agisce sul dispositivo generale o di generatore, con un ritardo massimo di 1s. il Temporizzatore è attivato dal circuito di scatto della PDI.

È allo studio la protezione contro la perdita di rete, da concordare tra il Distributore e l'Utente in funzione delle caratteristiche della rete alla quale viene allacciato l'impianto di produzione.

Qualora le condizioni della rete lo richiedano (esempio per potenze prodotte superiori a 1MVA), il Distributore può richiedere l'installazione di un sistema di telescatto che garantisca l'apertura del Dispositivo di Interfaccia per mancato intervento delle protezioni.

Per potenze di generazione indicativamente superiori a 3MVA, l'Utente è allacciato ad una linea MT ad antenna e in alternativa al telescatto può essere implementata una logica in Cabina Primaria a cui afferisce la linea MT che faccia aprire l'interruttore di linea, in assenza dell'intervento delle protezioni del Distributore, al verificarsi di determinate condizioni (esempio mancanza rete AT, scatto trasformatore AT/MT).

Sia il telescatto che la logica in Cabina Primaria sono realizzati e mantenuti in esercizio dal Distributore e in entrambi i casi non è necessaria l'installazione dell'eventuale protezione contro la perdita di rete.

B.2 Connessione alla rete AT

La continua crescita dell'eolico sta evidenziando alcune problematiche legate all'infrastruttura della rete. In particolare alcune linee in alta tensione hanno mostrato una capacità di trasporto non sufficiente per il dispacciamento di tutta l'energia prodotta (in regimi elevati di ventosità) dagli impianti eolici attualmente connessi alla rete di trasmissione. Ciò conduce a congestioni di rete che si traducono nell'intervento del Gestore per ridurre la potenza immessa da tali impianti (mancata produzione che può superare il 20%).

L'Autorità ha recentemente provveduto a riformare il sistema d'indennizzo per l'energia producibile ma non prodotta a causa delle limitazioni, affidando al GSE il compito di definire un sistema di stima della mancata-

produzione. Occorrerà tuttavia intervenire potenziando la rete per non peggiorare la situazione in conseguenza di un'ulteriore installazione di nuovi impianti. Per la connessione alla rete in AT gli impianti devono soddisfare i requisiti seguenti.

B.2.1 Protezioni contro i guasti esterni

Gli impianti eolici connessi a reti pubbliche con tensione nominale maggiore di 30kV devono essere dotati di protezioni sensibili ai guasti esterni, il cui intervento deve essere coordinato con le altre protezioni di rete e le cui tarature sono stabilite dal Gestore di rete (CEI 11-32 V3).

Le protezioni contro i guasti esterni comandano l'apertura dell'interruttore/i generale/i ed in caso di mancata apertura degli stessi devono intervenire come rincalzo gli interruttori di generatore o altri eventuali interruttori interposti, i quali saranno opportunamente coordinati per garantire la corretta selettività.

Le protezioni che comandano l'interruttore/i generale/i sono:

- massima e minima frequenza;
- massima e minima tensione lato AT;
- massima tensione omopolare lato AT.

Invece le protezioni che comandano gli interruttori di generatore sono:

- massima e minima frequenza;
- massima e minima tensione.

Tabella B1

		REGOLAZIONI		
		Prima soglia	Seconda soglia	Terza soglia
PROTEZIONI	Massima I di fase ¹ 50 e 51	Attivazione opzionale Valore e tempo d'intervento da concordare con Distributore	Valore: 250A Tempo di estinzione: 500ms	Valore: 600A Tempo di estinzione: 120ms
	Massima I omopolare (neutro isolato) 51N	Solo in assenza della 67N Valore: 2A ² Tempo di estinzione: 170ms	Solo in presenza della 67N Valore: 140% I ₀ ³ Tempo di estinzione: 170ms	-
	Massima I omopolare (neutro compensato) ⁴ 51N	Solo in assenza della 67N Valore: 2A ² Tempo di estinzione: 450ms	Sempre presente anche con 67N Valore: 140% I ₀ ⁵ Tempo di estinzione: 170ms	-
	Direzionale di terra ¹ 67N	Con neutro isolato I ₀ : 2A U ₀ : 2V Settore d'intervento (ritardo di I ₀ rispetto a U ₀): 60°-120° Tempo di estinzione: 170ms	Con neutro compensato I ₀ : 2A U ₀ : 5V Settore d'intervento (ritardo di I ₀ rispetto a U ₀): 60°-250° Tempo di estinzione: 450ms	-

¹ Valori riferiti alle tensioni di 15-20kV; si devono prevedere valori analoghi per altri valori di tensione.

² Sono possibili valori minori, comunque non inferiori a 1A, nel caso di reti con estensione particolarmente limitata.

³ Valore della corrente di guasto monofase a terra comunicata dal Distributore.

⁴ Per Utenti che non necessitano della 67N, può essere impiegata solo la prima soglia con valore a 2A e tempo di estinzione del guasto di 170ms.

⁵ Tipicamente 70A per reti a 20kV e 56A per reti a 15kV.

B.2.2 Protezioni contro i guasti interni

I guasti interni agli impianti eolici, che potrebbero avere ripercussioni su altri impianti allacciati alla rete, devono essere eliminati in modo rapido e selettivo. Le tarature delle protezioni sono concordate con il Gestore di rete (CEI 11-32 V3).

Per il lato AT del trasformatore MT/AT le protezioni comandano l'interruttore del relativo trasformatore e sono:

- massima corrente;
- differenziale di trasformatore.

Mentre, per il lato MT, le protezioni devono essere idonee sia contro i guasti tra le fasi che fase-terra.

B.2.3 Servizi richiesti

I servizi che possono essere richiesti ad un impianto eolico in relazione alla sua ubicazione al fine di mantenere l'affidabilità e la sicurezza della rete sono i seguenti:

- limitazione dei disturbi prodotti;
- inserimento graduale della potenza immessa in rete;
- distacco o riduzione della potenza immessa in rete;
- insensibilità agli abbassamenti di tensione;
- regolazione della potenza attiva;
- regolazione della potenza reattiva.

B.2.3.1 Limitazione dei disturbi prodotti

Il Titolare dell'impianto eolico è tenuto all'installazione di macchinari e componenti che conducano a valori di emissioni di armoniche e dissimmetria di tensioni valutati positivamente dal Gestore della rete di connessione in sede progettuale.

B.2.3.2 Inserimento graduale della potenza immessa in rete

Il gradiente positivo di erogazione della potenza efficiente istantanea⁶ non deve essere superiore al 20% della potenza efficiente al minuto, oppure ad altri gradienti concordati con il Gestore della rete; tale gradiente deve essere osservato durante l'avviamento dell'impianto eolico compatibilmente con la fonte eolica. Gli aerogeneratori non devono entrare in servizio se la frequenza di rete è superiore a 50.3 Hz.

B.2.3.3 Distacco o riduzione della potenza immessa in rete

L'impianto eolico deve essere dotato di uno dei seguenti sistemi:

- sistema di controllo della produzione, in grado di modificare, sia automaticamente che manualmente, la potenza immessa in rete su comando a distanza dai centri di telecontrollo del Titolare dell'impianto;
- sistema di distacco automatico a distanza, in grado di operare il distacco istantaneo, totale o parziale, dell'impianto eolico dalla rete su comando a distanza anche da un soggetto diverso dal Titolare.

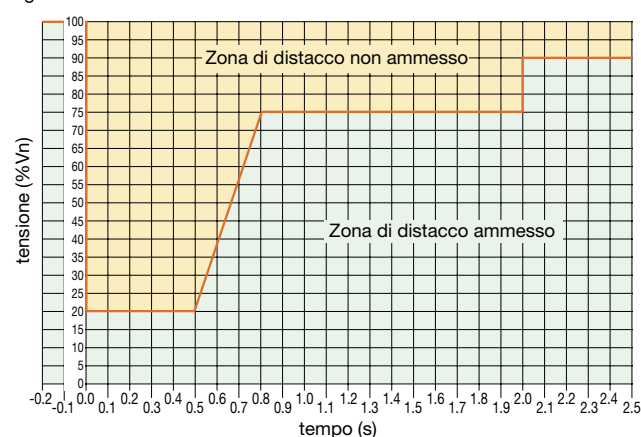
B.2.3.4 Insensibilità agli abbassamenti di tensione

L'impianto eolico deve essere in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni all'impianto correttamente eliminati dalle protezioni di rete.

I valori della durata e del valore della riduzione di tensione, tipici dei guasti in rete, che devono essere tollerati dall'impianto eolico ai morsetti dei generatori senza disconnettersi dalla rete sono riportati in figura B.1 (CEI 11-32 V3).

È ammessa una riduzione della potenza efficiente istantanea immessa in rete durante il tempo di eliminazione del guasto, ma, al ristabilirsi delle condizioni normali di funzionamento, la potenza efficiente istantanea immessa in rete dovrà ritornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, compatibilmente con le condizioni di vento del momento.

Figura B1



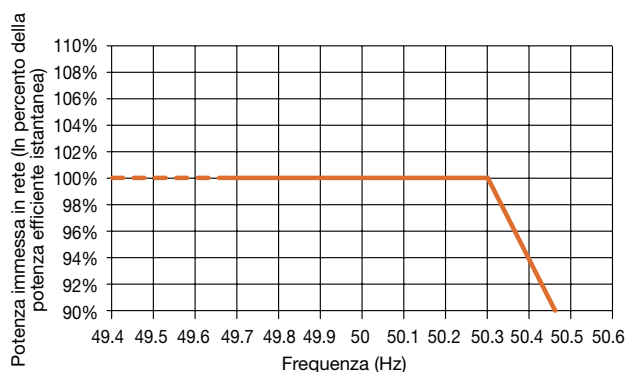
⁶ La potenza efficiente istantanea di un impianto eolico è la somma delle potenze efficienti istantanee, espresse in MW, dei singoli aerogeneratori, ossia la somma delle potenze attive erogate dagli aerogeneratori in funzione delle condizioni meteorologiche istantanee.

B.2.3.5 Regolazione della potenza attiva

L'impianto eolico deve essere dotato di un sistema di regolazione automatico che, dipendentemente dalle potenzialità correnti della disponibilità eolica, consenta di (figura B.2):

- immettere in rete la potenza efficiente istantanea per frequenze comprese tra 47,5 e 50,3 Hz;
- ridurre la potenza efficiente istantanea in funzione dell'entità di errore di frequenza positivo⁷, con uno statismo compreso tra il 2% ed il 5%, per frequenze superiori a 50,3 Hz e fino al valore di 51,5 Hz.

Figura B.2



B.2.3.6 Regolazione della potenza reattiva

Il sistema di regolazione del singolo aerogeneratore controlla la potenza reattiva ai morsetti del generatore in modo che il fattore di potenza sia regolabile tra 0,95 in anticipo e 0,95 in ritardo. Il fattore di potenza può essere mantenuto fisso ad un valore scelto in accordo tra Gestore della rete e Titolare.

B.3 Misura dell'energia

B.3.1 Misura dell'energia prodotta

Secondo quanto definito con la Delibera AEEG 88/2007 (integrata con la Delibera AEEG 150/2008) "Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione", il responsabile del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW è il gestore di rete, mentre per impianti di potenza superiore a 20 kW il responsabile è il produttore, il quale ha la facoltà di avvalersi del gestore di rete pur mantenendo la responsabilità di tale servizio.

Il posizionamento degli strumenti di misura è concordato con il produttore sulla base di scelte razionali e rispettando i seguenti requisiti per gli impianti eolici:

- il più possibile vicino ai morsetti del generatore e comunque a valle dei servizi ausiliari;
- all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà secondo quanto indicato del produttore;
- assicurare al gestore di rete lo svolgimento dei propri obblighi;
- avere in dotazione opportuni dispositivi antifrode;
- essere in grado di rilevare l'energia prodotta su base oraria;
- avere in dotazione dispositivi per l'interrogazione e acquisizione per via telematica delle misure da parte del gestore di rete.

B.3.2 Misura dell'energia immessa e prelevata dalla rete

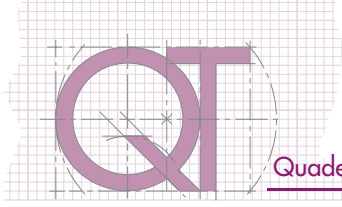
Il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica – TIT" (delibera AEEG 348/2007) definisce la responsabilità del servizio di misura⁸ come segue:

- per i punti di immissione⁹ il responsabile dell'installazione e manutenzione dei misuratori è il soggetto titolare dell'impianto; per i punti di prelievo il responsabile è l'impresa distributrice;
- per i punti di immissione il responsabile delle attività di raccolta, registrazione e validazione delle misure è il gestore di rete; per i punti di prelievo il responsabile è l'impresa distributrice.

⁷ Il sistema automatico può anche distaccare in successione i vari generatori, singolarmente o a gruppi.

⁸ Il servizio di misura si espleta nelle attività di installazione e manutenzione delle apparecchiature e di raccolta, registrazione e validazione delle misure.

⁹ Un punto di connessione viene considerato punto di immissione quando è asservito ad un impianto di produzione e i prelievi di energia dalla rete sono finalizzati esclusivamente alla produzione di energia; in tutti gli altri casi il punto di connessione viene considerato punto di prelievo.



Nel caso di impianti di produzione di energia elettrica installati in un punto di connessione tramite il quale vi sono prelievi imputabili ad utenze diverse dagli ausiliari di centrale, nel punto di connessione dovrà essere installato da parte dell'impresa distributrice competente un unico misuratore bidirezionale.

La medesima impresa distributrice sarà responsabile della manutenzione del misuratore, nonché della raccolta, validazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa e prelevata.

I misuratori relativi ad impianti di produzione di energia elettrica connessi a reti in altissima, alta e media tensione, devono:

- consentire la rilevazione e la registrazione, per ciascuna ora, della potenza prelevata e dell'energia elettrica attiva e reattiva immesse e prelevate nei punti di immissione e di prelievo;

- essere provvisti di un sistema di segnalazione automatica di eventuali irregolarità del proprio funzionamento;
- consentire al soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui è installato il misuratore l'accesso alle rilevazioni e alle registrazioni;
- essere predisposti per l'installazione, su richiesta del soggetto nella cui disponibilità si trova il sito in cui i misuratori medesimi sono installati e a spese di quest'ultimo, di dispositivi per il monitoraggio delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica.

Nel caso di punti di connessione utilizzati esclusivamente per immettere energia elettrica e per prelevare l'energia elettrica necessaria ad alimentare i servizi ausiliari (punti di immissione "puri") è fatto obbligo ai produttori di installare i misuratori bidirezionali previsti dalla delibera AEEG 292/2006. In caso contrario tale obbligo ricade sull'impresa distributrice.

Appendice C: Impianti di terra

C.1 Dimensionamento

Per le turbine eoliche allacciate alla rete MT, ai fini del dimensionamento dell'impianto di terra, il Distributore comunica all'Utente il valore della corrente di guasto monofase a terra (I_f) ed il tempo di eliminazione del guasto stesso.

Nella progettazione del dispersore di terra si può tenere in considerazione il valore della corrente di terra (I_e) ridotta rispetto a quella di guasto di fase a terra (I_f) per effetto dello schermo metallico dei cavi (CEI 11-1): a titolo conservativo si può assumere un fattore di riduzione pari a 0.7 (CEI 0-16).

Nel caso di reti a neutro isolato, la corrente I_f comunicata all'Utente deve essere maggiorata del 10% dal Distributore rispetto al valore di corrente calcolato o misurato con un minimo di 20A di maggiorazione.

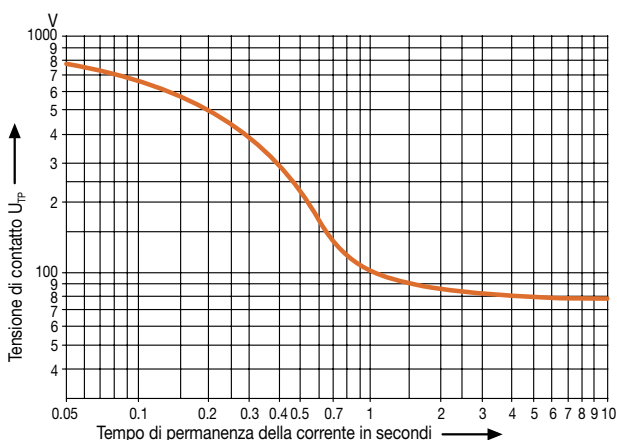
L'impianto di terra deve essere comunque dimensionato per essere idoneo ad entrambe le seguenti condizioni (CEI 0-16):

- corrente di guasto a terra e tempo di eliminazione del guasto comunicati dal Distributore;
- corrente di guasto a terra di 40A a 15kV (50A a 20kV) e tempo di eliminazione del guasto molto maggiore di 10s.

Dimensionando l'impianto di terra con riferimento alle tensioni di contatto¹ si fa riferimento ai limiti di tensione U_{Tp} indicati nella figura C.1² e per la corrispondente durata del guasto si tiene conto del funzionamento dei dispositivi di protezione.

Tali valori di tensione di contatto ammissibili sono considerati soddisfatti se il valore della tensione totale di terra, determinato con misure o calcoli, non supera del 50% il valore della tensione di contatto di figura C.1 e dei valori calcolati in tabella C.1 (CEI 11-1).

Figura C.1



¹ Le tensioni di contatto sono in generale più elevate delle tensioni di passo e poiché queste ultime hanno inoltre valori ammissibili maggiori (da piede a piede), si può supporre che usualmente non si manifestano tensioni di passo pericolose.

² La curva rappresenta la tensione che può essere applicata al corpo umano, da mano nuda a piedi nudi (alla distanza di 1m dalla proiezione verticale della massa) limitatamente al tempo indicato. Se la durata della corrente di guasto a terra è molto superiore di quanto indicato nel grafico, si può assumere come tensione di contatto limite il valore di 75V.

Tabella C.1

Durata del guasto t_f [s]	Tensione di contatto ammissibile U_{Tp} [V]
10	80
1.1	100
0.72	125
0.64	150
0.49	220
0.39	300
0.29	400
0.20	500
0.14	600
0.08	700
0.04	800

Il neutro di bassa tensione può essere messo a terra sull'impianto di terra di sistemi di media tensione per formare un impianto di terra comune, se durante un guasto a terra nell'impianto di media tensione nella parte di bassa tensione non si manifestano tensioni di contatto pericolose: a tal fine è sufficiente che la tensione totale dell'impianto comune di terra U_e non superi nei sistemi TN il valore della tensione di contatto limite U_{Tp} (CEI 11-1).

C.2 Esempio pratico

Valori comunicati dal gestore:

- corrente di guasto a terra $I_f=50A$;
- durata del guasto $t_f \geq 10s$.

Dalla tabella C.1 si ottiene una $U_{Tp}=80V$. Secondo la prescrizione della CEI 0-16 si può assumere una $I_e = 0.7 \cdot I_f = 0.7 \cdot 50 = 35A$.

Pertanto il valore limite della resistenza di terra è pari a:

$$R_e = \frac{U_{Tp}}{I_e} = \frac{80}{35} = 2.3\Omega \quad [C.1]$$

Supponendo la rete di terra magliata si può utilizzare la formula seguente per il calcolo della resistenza di terra (CEI 11-1 Allegato K):

$$R_e = \frac{\rho_e}{2D} \quad [C.2]$$

dove:

- ρ_e è la resistività del terreno [Ωm];
- D è il diametro di un cerchio con area pari a quella del dispersore a maglia [m].

Di conseguenza, nel caso in esame, con una $R_e=2.3\Omega$ e supponendo un terreno argilloso ($\rho_e=200\Omega m$) il diametro della rete magliata deve essere di:

$$D = \frac{\rho_e}{2R_e} = \frac{200}{2 \cdot 2.3} = 43.5m \quad [C.3]$$

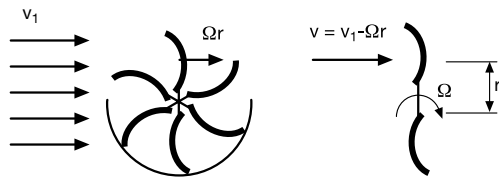
Se la rete magliata è realizzata con dispersori a corda di rame nudo la sezione minima è di 25 mm² (CEI 11-1 Allegato A).

Appendice D: Turbine a resistenza vs turbine a portanza

Nelle turbine a resistenza la forza motrice che fa ruotare l'asse della turbina è la forza aerodinamica di resistenza risultante F_r , la quale è funzione del coefficiente di resistenza C_b e della velocità relativa del vento $v = v_1 - v_t = v_1 - \Omega \cdot r$ rispetto alla superficie del rotore (vedi figura D.1) secondo la relazione [3.32] riportata di seguito:

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot (v_1 - \Omega \cdot r)^2 \quad [D.1]$$

Figura D.1



La potenza meccanica estratta dal vento e trasmessa al rotore è il prodotto della forza complessiva di resistenza F_r per la velocità periferica equivalente della superficie del rotore v_t nel punto di applicazione della forza:

$$P = F_r \cdot v_t = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot (v_1 - \Omega \cdot r)^2 \cdot \Omega \cdot r \quad [D.2]$$

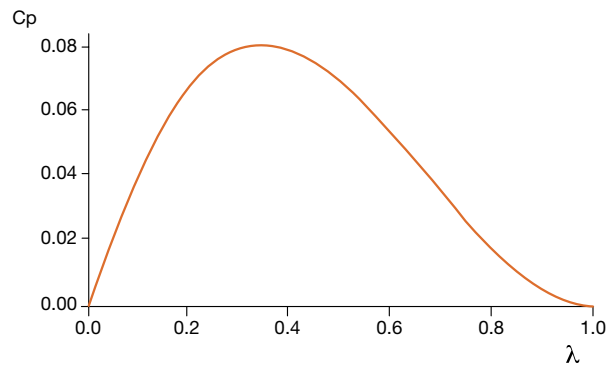
$$= \frac{1}{2} \cdot [C_b \cdot \lambda \cdot (1 - \lambda)^2] \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

Il coefficiente di potenza $C_p = C_b \cdot \lambda \cdot (1 - \lambda)^2$ (rappresentato nel grafico in figura D.2 in funzione del coefficiente λ che rappresenta il TSR) è nullo, oltre che per $\lambda=0$ (rotore fermo) anche per il valore limite $\lambda=1$ (velocità di rotazione delle pale pari alla velocità del vento con conseguente annullamento della forza di resistenza).

Il valore massimo del coefficiente di potenza è raggiunto per $\lambda=1/3$ ed è pari a 0.08.

Come si può notare il valore massimo teoricamente raggiungibile da C_p nelle turbine a resistenza è decisamente inferiore a quello raggiungibile nelle turbine a portanza soggette al limite di Betz ($C_{pmax}=0.59$): ciò rappresenta il principale limite, in termini di efficienza di estrazione di potenza dal vento, delle turbine a resistenza rispetto a quelle a portanza.

Figura D.2



Tale limitazione dipende sia dal minor valore del coefficiente di resistenza C_b rispetto a quello di portanza C_a in condizioni non di stallo (vedi figura 3.8), sia dal principio costruttivo delle turbine a resistenza, in cui la velocità relativa del vento v rispetto alla superficie delle pale è sempre inferiore alla velocità assoluta del vento v_1 (figura D.1):

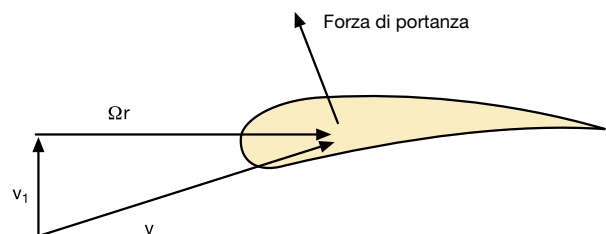
$$v = v_1 - \Omega \cdot r = v_1 \cdot (1 - \lambda) \quad \text{con } \lambda < 1 \quad [D.2]$$

Nelle turbine a portanza invece la velocità relativa del flusso d'aria che lambisce le pale è sempre superiore alla velocità assoluta del vento (figura D.3):

$$v = \sqrt{v_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} = v_1 \cdot \sqrt{1 + \lambda^2} \quad \text{con } \lambda \text{ fino a } 10-12 \quad [D.3]$$

Poiché la forza motrice di portanza F_p è funzione sia del coefficiente C_a che della velocità relativa v (vedi la [3.31]), si ha che nelle turbine a portanza la forza motrice sviluppata è significativamente maggiore di quella che si crea nelle turbine a resistenza, il che si traduce in una maggiore coppia motrice resa all'albero del rotore e quindi in una maggiore efficienza di estrazione di potenza dal vento.

Figura D.3



Quaderni di Applicazione Tecnica

QT1

La selettività in bassa tensione con interruttori ABB

Low voltage selectivity with ABB circuit-breakers

QT7

**Il motore asincrono trifase
Generalità ed offerta ABB per il coordinamento delle protezioni**

Three-phase asynchronous motors
Generalities and ABB proposals for the coordination of protective devices

QT2

Cabine MT/BT teoria ed esempi di calcolo

MV/LV transformer substations: theory and examples of short-circuit calculation

QT8

Rifasamento e filtraggio delle armoniche negli impianti elettrici

Power factor correction and harmonic filtering in electrical plants

QT3

Sistemi di distribuzione e protezione contro i contatti indiretti ed i guasti di terra

Distribution systems and protection against indirect contact and earth fault

QT9

La comunicazione via Bus con gli interruttori ABB

Bus communication with ABB circuit-breakers

QT4

Gli interruttori ABB nei quadri di bassa tensione

ABB circuit-breakers inside LV switchboards

QT10

Impianti fotovoltaici

Photovoltaic plants

QT5

Interruttori ABB per applicazioni in corrente continua

ABB circuit-breakers for direct current applications

QT11

Guida alla realizzazione di un quadro elettrico secondo le Norme CEI EN 61439 Parte 1 e Parte 2

Guidelines to the construction of a low-voltage switchgear and controlgear assembly complying with the Standards IEC 61439 Part 1 and Part 2

QT6

Quadri per bassa tensione a tenuta d'arco interno

Arc-proof low voltage switchgear and controlgear assemblies

QT12

Generalità sui sistemi navali e sulle installazioni di bordo

Generalities on naval systems and installations on board

QT13

Impianti eolici

Wind power plants

Contatti

ABB SACE

Una divisione di ABB S.p.A.

Interruttori B.T.

Via Baioni, 35

24123 Bergamo

Tel.: 035 395 111

Fax: 035 395306-433

bol.it.abb.com

www.abb.com

Dati e immagini non sono vincolanti. Ci riserviamo il diritto di apportare modifiche in funzione dello sviluppo tecnico dei prodotti.

Copyright 2011 ABB. All right reserved.

1SDC007112G0901 - 06/2011 - 3.000