



Università degli studi di Padova

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di tecnica e gestione dei sistemi industriali

Tesi di laurea Triennale

IMPIANTI EOLICI: TECNOLOGIA E SVILUPPO

Relatori: Ch.mo Prof. Mirto Mozzon
Ch.mo Prof. Rino A. Michelin

Laureando: Valentini Andrea

Anno Accademico: 2011 – 2012

INDICE

1. Introduzione	7
1.1. L'energia eolica.....	7
1.2. L'Europa 2020-20	8
1.3. Il ruolo dell'eolico	9
2. Gli impianti eolici	11
2.1. Cenni storici.....	11
2.2. Diffusione.....	13
2.2.1. La situazione in Italia	15
2.2.2. Prospettive a livello nazionale ed internazionale	15
2.3. Caratteristiche generali, tipologia e classificazione	17
3. La risorsa vento	21
3.1. Il vento: generazione e caratteristiche.....	21
3.2. L'energia del vento e la sua conversione	25
3.3. Parametri caratteristici del vento	30
4. Gli aerogeneratori	37
4.1. Tecnologia e componenti.....	37
4.1.1. Il rotore	39
4.1.2. Le pale.....	40
4.1.3. Il sistema di generazione	41
4.1.4. La torre di sostegno	42
4.1.5. I sistemi di controllo	42
4.1.6. I sistemi di protezione	43
4.2. Sviluppi tecnologici futuri.....	43
4.2.1. Il rotore e le pale	44
4.2.2. La torre di sostegno	44
4.2.3. Il sistema di generazione	45

4.2.4. I sistemi di controllo	45
4.3. Gli impianti <i>offshore</i>	46
4.3.1. La tecnologia degli impianti <i>offshore</i>	46
4.4. Gli impianti minieolici	48
4.4.1. Turbine ad asse orizzontale.....	49
4.4.2. Turbine ad asse verticale	51
4.4.3. Analisi di fattibilità e applicazioni dei sistemi minieolici	52
4.4.4. Impatto ambientale del minieolico	54
4.5. Integrazione nella rete di distribuzione	55
4.5.1. Connessione alla rete.....	57
5. Sviluppo di un progetto eolico	59
5.1. Fasi di sviluppo di un impianto eolico	59
5.1.1. Reperimento di siti idonei ed analisi preliminare	59
5.1.2. Studi di prefattibilità tecnica, economica ed ambientale.....	60
5.1.3. Rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte	60
5.1.4. Studio ed analisi delle caratteristiche anemologiche.....	61
5.1.5. Analisi di micrositing	63
5.1.6. Progettazione tecnica preliminare.....	65
5.2. Progettazione definitiva del parco eolico e costruzione.....	66
5.2.1. Fondazioni.....	66
5.2.2. Analisi di stabilità dei pendii.....	67
5.2.3. Valutazione dell'azione sismica	67
5.2.4. Piazzole.....	68
5.2.5. Viabilità esterna ed interna	68
5.2.6. Componenti elettriche.....	68
5.3. Costruzione e collaudo	69
5.3.1. Collaudo	71
5.4. Aspetti ambientali degli impianti eolici	72
5.4.1. L'Analisi del Ciclo di Vita (LCA)	73

5.4.2. Gli impatti dell'eolico	74
5.5. Analisi economica e finanziaria	78
5.5.1. Analisi economica	78
5.5.2. Analisi finanziaria e meccanismi di supporto ed incentivazione.....	80
6. Conclusioni	83
Bibliografia.....	85
Sitografia.....	86

1.INTRODUZIONE

1.1.L'energia eolica

Secondo le ultime indagini, il settore eolico italiano annovera oltre 4500 aerogeneratori per una potenza complessiva superiore ai 5000 MW in continua crescita per potenza installata e per numero di addetti, con previsioni di 16200 MW installati entro l'anno 2020, pari a circa il 7% del consumo interno previsto per quell'epoca in Italia, a dispetto della recessione globale.

Il successo di questa forma di sfruttamento e generazione di energia fondamentale è dovuto alla larga disponibilità di tecnologie e prodotti affidabili, alla convenienza economica, inclusa la possibilità di poter produrre indipendentemente da crisi economiche e politiche (contrariamente a molte fonti oggi utilizzate) e del senso etico che suscitano tutte le fonti rinnovabili per il rispetto ambientale.

Esistono oggi grandi campi eolici installati a terra (*on-shore*) e in mare aperto al largo delle coste (*off-shore*), con aerogeneratori di taglia superiore ai 3 MW e con diametro del rotore superiore a 100 m installati sia a terra sia nel mare aperto.

Non ultimi i soli piccoli impianti di produzione denominati mini e micro eolici, nel passato relegati a funzioni di alimentazione di soccorso per abitazioni isolate o di aeromotori, che oggi presentano taglie fino a 200 kW, possono soddisfare molte utenze domestiche e piccole di tipo industriali, godendo di tutti gli incentivi vigenti.

Come per tutti gli strumenti basati sullo sfruttamento di fonti rinnovabili, la produzione di energia è dipendente dalla disponibilità della fonte energetica, in questo caso, il vento; pertanto le caratteristiche e l'ubicazione geografica dell'impianto determinano la continuità della produzione.

Queste soluzioni sono anche vincenti nei confronti delle altre principali rinnovabili: infatti, se paragonate a un impianto fotovoltaico, a pari sito, presentano un costo di realizzazione e un'occupazione della superficie inferiore; considerato inoltre che possono operare indipendentemente dalla presenza della luce, hanno una produzione di energia maggiore, portando così il punto di pareggio dell'investimento anche alla metà del tempo. Inoltre si dimostrano vantaggiose nei confronti dell'idroelettrico, che necessita d'importanti infrastrutture, quali corsi o invasi e concessioni per lo sfruttamento dell'acqua, o del geotermico, limitato a pochi siti al mondo, oppure ancora delle biomasse, soggette al variare del costo del combustibile e al continuo controllo e abbattimento delle emissioni gassose.

1.2.L'Europa 2020-20

L'Unione europea ha svolto un ruolo di primo piano nell'elaborazione dei due grandi trattati internazionali sui cambiamenti climatici: la Convenzione quadro delle Nazioni unite del 1992 e il relativo Protocollo di Kyoto, approvato nel 1997.

Nonostante si tratti di due risultati importanti, le recenti prove scientifiche dimostrano che urge un'azione globale molto più ampia e rapida per evitare che l'effetto serra raggiunga livelli irreversibili. A titolo di esempio, la temperatura media globale è già aumentata di 0,8°C rispetto all'era preindustriale.

Alla conferenza ONU del dicembre 2009 sui cambiamenti climatici, l'Unione europea ha offerto il proprio sostegno all'accordo di Copenaghen, considerato il primo passo verso un trattato globale giuridicamente vincolante in grado di sostituire il Protocollo di Kyoto nel 2013.

Nel 2008 l'Europa ha assunto l'impegno incondizionato di ridurre le emissioni entro il 2020 di almeno il 20% rispetto ai livelli del 1990 e sta già attuando norme vincolanti al fine di:

- ridurre i gas a effetto serra del 20%;
- ridurre i consumi energetici del 20% attraverso un aumento dell'efficienza energetica;
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo mediante l'utilizzo delle energie rinnovabili.

Quest'azione è mirata a indirizzare l'Europa verso un futuro sostenibile sviluppando un'economia a basse emissioni di CO₂ improntata all'efficienza energetica, rafforzando la sostenibilità e la sicurezza degli approvvigionamenti, contribuendo nel contempo a promuovere lo sviluppo economico e l'occupazione e a limitare i costi energetici per le famiglie e le imprese.

Al vertice di Copenaghen, la comunità scientifica e le personalità politiche hanno riconosciuto che il surriscaldamento del pianeta non deve superare i 2 °C; per rimanere al di sotto di questa soglia, le emissioni globali devono stabilizzarsi prima del 2020, per poi essere almeno dimezzate rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050, per continuare anche in seguito a diminuire.

L'Unione europea ha reiterato la propria disponibilità ad abbattere le emissioni anche del 30%, a condizione che gli altri paesi industrializzati assumano un impegno analogo, inclusi i paesi in via di sviluppo che beneficeranno di un contributo. Riducendo i consumi energetici del 20% entro il 2020, l'UE punta ad abbattere le emissioni di quasi 800 milioni di tonnellate l'anno, con un risparmio di circa 100 miliardi di euro. L'iniziativa prevede di coinvolgere e tra settori maggiormente responsabili, in altre parole edilizia, trasporto e industria.

I numerosi vantaggi offerti dalle fonti energetiche rinnovabili sono ormai ampiamente riconosciuti: contribuiscono, infatti, a contrastare i cambiamenti climatici, offrono un approvvigionamento energetico sicuro e soddisfano interessi economici di lungo termine. Da ciò consegue l'impegno dell'UE a diversificare ulteriormente il proprio mix energetico, portando al 20% la quota delle fonti rinnovabili e puntando all'utilizzo dei biocarburanti e di altre energie rinnovabili nel settore dei trasporti entro il 2020.

Infatti, privilegiando le fonti rinnovabili sarà possibile ridurre su base annua il consumo di combustibili fossili di 200-300 milioni di tonnellate e le emissioni di CO₂ di ben 600-900 milioni di tonnellate, riducendo inoltre progressivamente la dipendenza dalle forniture esterne e le esposizioni alle fluttuazioni dei prezzi dei combustibili fossili.

In quest'ottica anche i settori dell'alta tecnologia potranno cogliere le nuove opportunità economiche attraverso lo sviluppo di tecnologie a basse o a zero emissioni basate su fonti energetiche rinnovabili come l'energia eolica, solare o idroelettrica e la biomassa.

Sarà compito di ciascun paese promuovere lo sviluppo e il consumo di fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, il riscaldamento, il condizionamento dell'aria e i trasporti. Per questi ultimi, in particolare, è previsto in tutti paesi un tasso di utilizzo dei biocarburanti e altri carburanti derivanti da fonti rinnovabili pari al 10% che dovranno essere prodotti in maniera sostenibile, per non pregiudicare la produzione alimentare e la biodiversità e non causare fenomeni di deforestazione.

1.3. Il ruolo dell'eolico

Poiché le centrali eoliche costituiscono dei veri e propri impianti industriali, la loro collocazione in aree pregevoli dal punto di vista ambientale risulta del tutto inconciliabile con la vocazione spiccatamente naturalistica di questi territori. Inoltre va notato che proprio perché vengono, nella maggior parte dei casi, realizzate in aree isolate, spesso è necessario costruire anche infrastrutture di servizio, quali strade e linee elettriche, che ne aumentano ulteriormente l'impatto sull'ambiente.

Tuttavia bisogna sottolineare come l'utilizzo dell'energia eolica consenta d'altro canto di evitare l'immissione nell'atmosfera delle sostanze inquinanti e dei gas serra prodotti dalle centrali di generazione convenzionali.

L'Unione europea ha calcolato che, per raggiungere gli obiettivi del 2020, l'energia eolica dovrà rappresentare almeno il 12% del potenziale produttivo di energia. L'eolico rappresenta una fonte di energia rinnovabile a emissioni zero e impiega, a differenza di altre fonti di energia, un combustibile gratuito. Secondo la European Wind Association, nel 2009 la potenza eolica italiana rappresenta il 6,7% della potenza installata nell'Unione europea a 15 membri e il 3,1% di quella mondiale.

Tra il 2004 e il 2009 la crescita complessiva è stata del 335% in Italia, del 114% nell'Unione Europea e del 233% nel mondo. Nell'Europa dei 27 la potenza eolica installata a fine 2009 era pari a 74815 MW, seguita dalla Spagna con 19149 MW e da Italia e Francia, nelle quali la potenza installata è rispettivamente pari a 4898 e 4492 MW. Questi quattro paesi rappresentano il 74% dei 73.242 MW installati all'interno dell'Europa dei 15. È interessante notare come il solo eolico in Danimarca copre il 20% dei consumi, mentre in Italia l'eolico copre solo l'1,7%, nonostante una capacità produttiva superiore. La superiorità produttiva danese, agevolata anche dall'abbondanza di vento sul proprio territorio, incluso quello al largo delle coste, ha permesso la nascita del più grande costruttore al mondo di aerogeneratori e la costituzione di un'importante filiera locale. Gli impianti eolici in Europa sono posseduti per il 25% da aziende municipalizzate, per il 35% da produttori di energia, mentre il 40% è in mano, sotto varie forme, a investitori. Al momento, il potenziale produttivo eolico mondiale è stimato in oltre 100 GW, nella maggior parte installate in Europa, seguita a distanza da Stati Uniti, India e Cina. Le previsioni prevedono un aumento in volumi doppi entro il 2020, distribuito proporzionalmente all'esistente, con una crescita più spiccata da parte degli Stati Uniti e un'enorme diffusione d'impianti *offshore* nel Mare del Nord, interconnessi tra loro, a servire Regno Unito, Norvegia, Danimarca e Olanda.

Figura 1.1: Parco eolico di Pontedera (PI)



2.GLI IMPIANTI EOLICI

Tra le varie fonti rinnovabili che sono oggi sfruttabili per la generazione di energia elettrica (il solare, le biomasse, il geotermico, l'idroelettrico, le maree, ...), quella che si è scelta di trattare in questo studio è l'energia eolica. L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia. Attualmente viene per lo più convertita in energia elettrica tramite una centrale eolica, mentre in passato l'energia del vento veniva utilizzata immediatamente sul posto come energia motrice per applicazioni industriali e pre-industriali. Prima tra tutte le energie rinnovabili per il rapporto costo/produzione, è stata anche la prima fonte energetica rinnovabile usata dall'uomo.

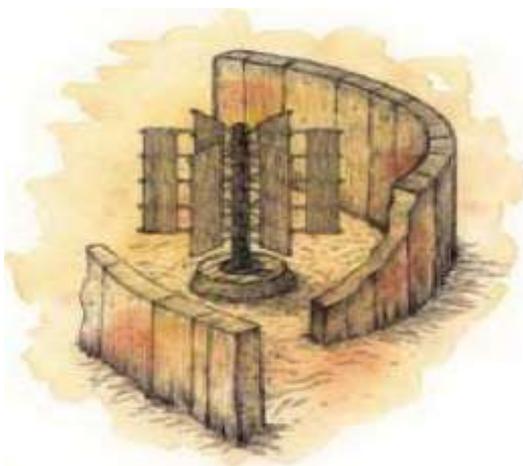
2.1.Cenni storici

I mulini a vento sono utilizzati da almeno 3000 anni, principalmente per la macinatura del grano e per il pompaggio dell'acqua. Uno dei primi impianti eolici conosciuti è la macchina del matematico Erone di Alessandria (10-70 d.C.).

Comunque, il primo esempio di mulini a vento utilizzati a scala industriale per la macinatura dei cereali e la produzione dello zucchero sono le macchine ad asse verticale costruite nel VII secolo d.C. a Sistan (nell'attuale Iran).

La prima notizia certa di un esemplare di mulino a vento in Europa riferisce di un esemplare costruito a Weedley nello Yorkshire nel 1185. A partire dal XII secolo, i mulini a vento ad asse orizzontale divengono parte integrante dell'economia rurale. Nel 1400 in Europa sono in funzione migliaia di mulini a vento. E' da segnalare in particolare la loro diffusione in Olanda per il drenaggio delle acque. Nel continente americano la comparsa dei mulini a vento risale al 1600 grazie alla colonizzazione degli europei.

Figura 2.1: Un antico mulino a vento e un mulino a vento dell'isola di Mothia (Marsala).



I primi esempi di turbine eoliche per la generazione di elettricità risalgono al 1887 in Scozia e al 1888 a Cleveland negli Stati Uniti. A partire dal 1891 si registrano i primi importanti studi europei sulla generazione di energia elettrica dal vento.

Per la maggior parte del XX secolo l'utilizzo dell'energia eolica è concentrato in particolare su sistemi di carica di batterie per l'alimentazione di utenze isolate solitamente caratterizzati da rotor a due o tre pale e sistemi per il pompaggio delle acque per usi irrigui caratterizzati dal ricorso a rotor con un maggior numero di pale.

In Danimarca, nei primi anni del 1900 sono installate circa 30000 turbine presso aziende agricole ed abitazioni per la produzione di energia elettrica. Nel 1918, 120 aziende elettriche locali hanno installato almeno una turbina eolica, con potenze intorno ai 20-35 kW per un totale di 3 MW di potenza complessiva e per una produzione di circa il 3% dell'energia elettrica prodotta nel paese nel periodo di picco nel 1930 e il 1940 si contano oltre 6 milioni di mulini a vento in aree rurali.

L'interesse ed il forte sviluppo della generazione di energia elettrica da fonte eolica hanno trovato impulso a partire dal primo shock petrolifero del 1973. L'improvviso aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi ha, infatti, stimolato una serie di programmi di ricerca e sviluppo finanziati dai vari governi che hanno portato alla realizzazione di alcuni prototipi di tipologie e taglie di potenza differenti, molti dei quali hanno portato a scarsi risultati con il conseguente abbandono del progetto.

Al termine di questa fase di sviluppo è da partire dagli anni 80, si è affermato l'utilizzo industriale dell'energia eolica grazie alla diffusione delle Wind-farms in Danimarca e negli Stati Uniti. In particolare in California, come risultato di una combinazione favorevole di leggi federali, d'incentivi e dell'introduzione del concetto di costi evitati da parte della California Energy Commission (1982), si registra una rapida crescita del mercato: al 1995 risultano installati oltre 1700 MW, più della metà dopo il 1985 quando la tassazione fu ridotta al 15%. Tale situazione ha avuto come risultato, da una parte, la crescita indiscriminata di impianti eolici in alcune aree della California caratterizzati dall'installazione di turbine mal progettate e dal basso rendimento e, dall'altra, la possibilità per i produttori europei di esportare grandi quantità di macchine e, contemporaneamente, testare nuove e più efficienti soluzioni tecnologiche.

A partire dagli anni 90, i maggiori sviluppi si sono verificati in Europa. Dal punto di vista tecnologico, i risultati più significativi sono stati l'ingresso dei produttori tedeschi e l'introduzione di soluzioni tecnologiche all'avanguardia. Tra questi si evidenziano il sistema trasmissione diretta proposto dalla tedesca Enercon, i nuovi sistema di controllo a velocità variabile ed i nuovi materiali per la costruzione delle pale. Oltre a queste innovazioni, la più importante innovazione degli ultimi anni è stata senza dubbio lo

sviluppo di macchine sempre più grandi che ha portato alle attuali turbine eoliche di grande taglia in commercio.

Attualmente, l'energia eolica, con oltre 150 GW installati al termine del 2009 a livello mondiale, ricopre un ruolo fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi internazionali di sostituzione sempre crescente delle fonti fossili e di riduzione delle emissioni climalteranti.

2.2. Diffusione

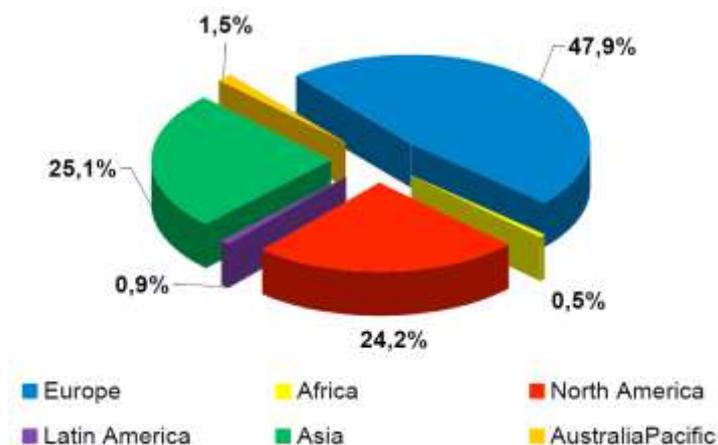
La potenza eolica installata ha raggiunto, su scala mondiale, al termine del 2009, un totale di 158 GW contro i 121 GW dell'anno precedente per una crescita del 30,5%, la più alta dal 2001. Prosegue quindi l'andamento che vede la potenza mondiale raddoppiare ogni tre anni. Al primo posto si trovano gli Stati Uniti con una potenza eolica di circa 35,1 GW, seguiti dalla Cina con una potenza eolica totale di circa 25,8 GW e dalla Germania con un totale di circa 25,7 GW di potenza installata.

In Danimarca, con una potenza eolica installata di circa 3,5 GW, si ottiene una produzione di energia elettrica superiore al 20% del fabbisogno nazionale.

L'unione europea continua ad essere leader mondiale in termini di potenza installata complessiva ed una delle aree geografiche con i più forti tassi di diffusione sviluppo della tecnologia eolica, con oltre 76,2 GW di potenza installati.

La produzione mondiale è stata pari a 340 TWh, equivalente alla domanda totale di elettricità in Italia. Il 47,9% della potenza installata si trova nei paesi europei, dove la produzione è stata di 128,5 TWh l'anno, pari al 4,4% della produzione totale di energia elettrica europea e permettendo di evitare le emissioni in atmosfera di oltre 100 milioni di t di CO₂.

Figura 2.2: Diffusione degli impianti eolici nel mondo al 2010



Nell'Unione Europea l'energia eolica continua ad essere una delle più importanti fonti per la produzione di energia elettrica: dal 2000, la capacità eolica installata è cresciuta di quasi sette volte l'energia eolica è quella che mostra i più alti tassi di crescita.

Nel settore dell'energia eolica sono impiegati, direttamente ed indirettamente, oltre 550mila lavoratori (oltre 170mila in Europa).

Uno dei fattori determinanti alla base della crescita costante del mercato dell'eolico in Europa sono state le forti politiche di supporto sia a livello comunitario che nazionale. Con la Direttiva 77/2001/EC sulle fonti rinnovabili l'Unione Europea aveva fissato come obiettivo quello di produrre il 21% di energia elettrica da fonti rinnovabili rispetto al 15,2% del 2001. La Direttiva, che ha stabilito differenti obiettivi nazionali, è stata una tappa storica nello sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Per il raggiungimento degli obiettivi prefissati, la Direttiva lasciava agli Stati Membri ampia libertà di scelta dei meccanismi di supporto.

Nonostante le difficoltà incontrate in alcuni Stati Membri per la diffusione dell'eolico, un ulteriore impulso all'eolico è arrivato dalla nuova Direttiva UE del dicembre 2008, che ha fissato, tra gli altri, l'obiettivo vincolante al 2020 della produzione da fonti rinnovabili del 20%.

In termini di energia elettrica, le fonti rinnovabili dovrebbero produrre il 35% del totale grazie al contributo decisivo dell'energia eolica fissato ad un terzo del totale.

Figura 2.3: Capacità eolica installata nel mondo [MW] per anni



2.2.1. La situazione in Italia

Fino al 1988 il lavoro svolto in Italia ha riguardato l'attività d'individuazione dei siti della progettazione, costruzione, installazione e messa a punto di prototipi di macchine eoliche. Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato dal Parlamento italiano alla fine del 1988, ha stabilito l'obiettivo di installare, per l'anno 2000, una potenza complessiva di aerogeneratori eolici dai 300 ai 600 MW.

Da allora l'ENEA e l'ENEL hanno intrapreso le azioni necessarie all'installazione in Italia della prima *Wind farm* per scopi dimostrativi e anche per promuovere la domanda interna di macchine eoliche.

Il processo di sviluppo dell'eolico in Italia ha subito una rapida evoluzione nel 1996, a seguito d'interventi dell'ENEL, dell'ENEA e di altri operatori, ed i piani di sostegno adottati da alcune regioni. La prima centrale eolica dell'ENEL informazione è stata la centrale di Collarmele (AQ) in Abruzzo, con una potenza installata di 9 MW ed una producibilità annua di circa 14 GWh.

In Italia la potenza totale installata a fine 2009 era di 4850 MW contro i 3736,5 MW dell'anno precedente. Il nostro Paese si colloca al terzo posto nell'Unione Europea (ed al sesto nel mondo) per potenza complessiva installata.

La generazione di energia elettrica è stata pari a 6,7 GWh, valore che colloca il nostro Paese al settimo posto per energia prodotta da fonte eolica.

Il numero di aerogeneratori oggi in funzione è di circa 4500 unità.

La media della potenza unitaria delle turbine eoliche installate è di 1715 kW.

La distribuzione geografica rimane concentrata nell'Italia meridionale ed insulare.

Le potenzialità sono stimate in almeno ulteriori 15000 MW su tutto il territorio nazionale oltre ad una previsione al 2015 di installare circa 800 MW *offshore*.

2.2.2. Prospettive a livello nazionale ed internazionale

L'energia eolica ha avuto a livello mondiale un fortissimo sviluppo (170% negli ultimi 5 anni) e i vari scenari ed obiettivi di penetrazione hanno dovuto subire continui aggiornamenti ed adeguamenti alla situazione reale di questo settore. Negli ultimi cinque anni, due mercati in particolare hanno continuamente superato tutte le aspettative: gli Stati Uniti e la Cina.

Le previsioni del *Global Wind Energy Council* (GWEC) al 2014 sono di 409 GW di potenza installata a livello mondiale per una crescita media annua del 20,9%, valore modesto se confrontato con il 28% circa degli ultimi 10 anni.

Tre aree geografiche continueranno comandare l'espansione dell'energia eolica: l'Asia, il Nord America e l'Europa.

L'Asia sarà il mercato in più rapida espansione guidato dalla Cina che detiene il primato di aumento di potenza più grande e per la quale sono previsti incrementi di potenza annui superiore ai 20 GW. Questo sviluppo è favorito da una politica governativa molto aggressiva di supporto alla diversificazione delle fonti di energia e d'investimento sul sistema di distribuzione dell'energia elettrica. In India si prevede una crescita annua pari a 2 GW. In Asia la potenza complessiva dovrebbe raggiungere nel 2014 i 148,8 GW, valore che permetterà al continente asiatico di superare l'Europa.

In Nord America, al contrario, a causa della crisi finanziaria e di alcune incertezze a livello legislativo si prevede che il mercato dell'eolico si mantenga piatto almeno per i prossimi due anni. In ogni caso, nel 2014 si dovrebbe arrivare ad una potenza installata complessiva pari a 101,5 GW.

Il mercato in Europa dovrebbe crescere nei prossimi anni ad un tasso medio annuo d'incremento pari al 14,5 GW, che dovrebbe portare il totale della potenza installata a 136,5 GW. La soluzione di installare centrali eoliche *offshore* è considerata ottimale per supplire alla mancanza di spazi disponibili, per superare la crescente opposizione ambientale all'uso eccessivo di territorio, per sfruttare regimi di vento più regolari e compensare così i costi più alti. Germania e Spagna dovrebbero rimanere i leader nel settore eolico e sono previsti forti incrementi per paesi come l'Italia, la Francia, la Gran Bretagna ed il Portogallo. Vi sono anche segni molto incoraggianti del mercato in espansione dei nuovi Stati Membri dell'UE, per i quali è ipotizzabile un significativo contributo alla crescita del settore.

Per quanto riguarda le previsioni nel 2014 per le altre aree geografiche considerate, in America Latina la potenza complessiva dovrebbe raggiungere i 10,7 GW; in Australia e Nuova Zelanda, nei quali la risorsa eolica è enorme, dovrebbe raggiungere i 6,4 GW; in Africa e Medio Oriente l'eolico si dovrebbe mantenere come settore di nicchia con installazioni annue inferiori ad 1 GW, per un totale di 5,1 GW di potenza complessiva installata al 2014.

A livello europeo, la European Wind Energy Association (EWEA) prevede in generale un forte sviluppo dell'industria eolica che potrebbe raggiungere, nello scenario di riferimento definito in base all'andamento degli ultimi anni, una potenza installata di 180 GW nel 2020 e di 300 GW nel 2030. L'energia elettrica prodotta da fonte eolica dovrebbe coprire, rispettivamente nel 2020 e nel 2030, l'11,7% ed il 21,2% della domanda totale secondo lo scenario di riferimento e il 14,3% ed il 28,2% secondo lo scenario di penetrazione delle fonti rinnovabili e di risparmio energetico.

2.3. Caratteristiche generali, tipologia e classificazione

In generale, esistono diverse classificazioni delle turbine eoliche in base ad esempio alle loro caratteristiche costruttive, alla potenza, alla taglia o per soluzione impiantistica. In base alla disposizione dell'asse del rotore, gli aerogeneratori sono classificati in due grandi categorie:

- ad asse orizzontale;
- ad asse verticale.

I primi sono ancora oggi quelli caratterizzati da maggiore sviluppo tecnologico e dalla maggiore diffusione commerciale. Inoltre, gli aerogeneratori ad asse orizzontale, salvo alcune macchine ad asse verticale in fase di sperimentazione, sono tipici delle classi di potenza di taglia superiore al megawatt di potenza. I secondi sono tipici delle classi di potenza inferiori al megawatt.

Le macchine eoliche (principalmente ad asse orizzontale) si possono dividere in tre grandi gruppi, assumendo come criterio discriminante la taglia intesa sia come classe di potenza del generatore che come diametro del rotore.

Tabella 2.1: Classificazione macchine eoliche per diametro del rotore

Tipologia	Potenza generatore	Diametro rotore
Piccola taglia	$P < 100 \text{ kW}$	$D < 20 \text{ m}$
Media taglia	$100 \text{ kW} < P < 1000 \text{ kW}$	$20 \text{ m} < D < 50 \text{ m}$
Grande taglia	$P > 1000 \text{ kW}$	$D > 50 \text{ m}$

La necessità di incrementare la taglia delle turbine è motivata da una serie di fattori energetici ed economici.

Il primo obiettivo dei costruttori è sempre stato quello di massimizzare l'energia producibile dalle turbine eoliche. Poiché questa aumenta con il cubo della velocità del vento (un aumento del 10% della velocità del vento, che, in generale, aumenta con l'altezza dal terreno, porta ad un incremento del 33% dell'energia disponibile) e con la superficie spazzata, il risultato diretto è stato il continuo incremento di altezza e diametro delle turbine eoliche. Inoltre, l'aumento dell'altezza delle torri di sostegno è giustificato con la necessità di ridurre gli effetti negativi dovuti alla presenza di ostacoli al flusso del vento e ad evitare condizioni di turbolenza e di *wind shear* (la variabilità delle condizioni di vento al variare della quota dal terreno) molto forti a basse quote.

Allo stesso tempo, l'incremento della taglia delle turbine ha portato ad una riduzione dei costi unitari dei materiali e delle infrastrutture.

Negli ultimi 20 anni, infatti, la taglia media delle turbine eoliche installate a livello mondiale è aumentata in maniera quasi lineare ad ogni nuova generazione di turbine che hanno superato quelli che, sia fra gli addetti del settore che sia fra gli stessi progettisti, si pensava fossero i limiti massimi raggiungibili.

Nel più recente passato, il fattore chiave che ha influenzato ulteriormente lo sviluppo verso turbine di taglia sempre maggiore è stata la necessità per le applicazioni *offshore* di limitare il peso dei costi delle infrastrutture, proporzionalmente più alti rispetto a quelli degli impianti *on-shore*, ed abbattere i costi per la manutenzione riducendo il numero delle macchine installate.

Attualmente, sebbene vi sia un ritorno d'interesse verso le taglie inferiori ad 1 MW, il mercato delle forniture per impianti *on-shore* è dominato da turbine di taglia media pari a 2 MW.

Tali risultati hanno portato, al contempo, ad una riduzione dei costi dell'energia prodotta considerando l'intero ciclo di vita delle macchine.

Le sfide future sono concentrate sulla possibilità di sviluppo di macchine di potenza superiore a 5 MW.

Non è comunque ipotizzabile, in particolare delle turbine da utilizzare *on-shore*, un ulteriore incremento della taglia a tassi simili a quanto avvenuto negli anni precedenti.

Sebbene taglie maggiori siano fisicamente e tecnicamente possibili, ciò è motivato dalle difficoltà logistiche nel trasporto delle componenti e di disponibilità di mezzi capaci di sollevare tali componenti.

Non perfettamente coincidente con la precedente, è la classificazione per classi di potenza:

Tabella 2.2: Classificazione macchine eoliche per classi di potenza

Tipologia	Potenza generatore
Micro eolico	$P < 1 \text{ kW}$
Mini eolico	$1 \text{ kW} < P < 100 \text{ kW}$
Medio Eolico	$100 \text{ kW} < P < 1000 \text{ kW}$
Grande Eolico	$P > 1000 \text{ kW}$

La tecnologia delle macchine micro e mini eoliche ha oggi raggiunto un livello di maturità tale da consentire la produzione e commercializzazione da parte di varie industrie del settore. Queste macchine sono ormai tecnologicamente mature e competitive per l'alimentazione dei servizi gli utenti isolati con e senza accumulo e per l'alimentazione di

elettropompe. I generatori a bassissima potenza possono essere validamente impiegati per la ricarica di accumulatori che alimentano boe, segnali luminosi, impianti di telecomunicazione i quali, per la loro ubicazione, sono difficilmente alimentabili dalla rete. Gli aerogeneratori di media taglia sono particolarmente adatti all'alimentazione di piccole reti elettriche, sia da soli sia ad integrazione dell'energia prodotta con altri sistemi, e possono interessare, quindi, comunità montane, piccole isole, aziende agricole medie e grandi. All'estero e in particolare nei paesi nordici sono ormai prodotte in serie e le ricerche che sono tuttora effettuate riguardano le economie ottenibili per ridurre i costi di costruzione e gestione.

Le macchine eoliche di grande taglia, a causa delle rilevanti dimensioni, hanno presentato nel passato problemi tecnologici ben più grandi di quelli relativi alle macchine di taglia inferiore.

Tali problemi sono stati risolti, in maniera diversa, dei vari costruttori che hanno messo a punto i modelli attualmente in fase d'installazione. Lo sviluppo di queste macchine è condizionato essenzialmente da tre fattori: riduzione del costo del kWh; la disponibilità di siti con caratteristiche anemologiche opportune; la quantità massima di potenza di tipo "discontinuo" inseribile in rete.

Vantaggi nell'uso di grandi turbine:

- macchine più grandi sono in grado di produrre elettricità a costi minori. Questo perché i costi per le infrastrutture, la connessione alla rete e di alcuni componenti del sistema sono indipendenti dalle dimensioni;
- i generatori eolici richiedono una grande quantità di spazio. Quindi in aree dove è difficile trovare spazio per più di una turbina, rotore più grandi e più alti fanno un uso più efficiente della risorsa vento.

Vantaggi delle turbine più piccole:

- la rete locale può non essere in grado di sostenere l'elettricità immessa da una grande turbina;
- la fluttuazione dell'elettricità prodotta da diversi aerogeneratori è inferiore a quella di una sola turbina più grande;
- il rischio di guasto temporaneo si distribuisce tra tutte le turbine presenti.

Sulla base delle soluzioni impiantistiche vi sono due le classificazioni principali.

La prima distingue i sistemi eolici in:

- sistemi *grid connected*, sono tutti gli impianti eolici connessi alla rete di distribuzione principale;
- sistemi *stand alone*, sono tutti gli impianti connessi a reti di distribuzione isolate o non connessi ad alcuna rete di distribuzione ed a servizio di utenze isolate.

Nella prima categoria rientrano turbine eoliche di qualunque classe di taglie e/o di potenza, mentre la seconda è caratterizzata dall'impiego di turbine di potenza inferiore al MW e che possono essere inserite in sistemi ibridi quando collegate a piccole reti di distribuzione o avere la necessità di sistemi di accumulo dell'energia prodotta.

La seconda distingue gli impianti eolici in:

- impianti *on-shore*, cioè impianti su terra ferma;
- impianti *offshore*, cioè impianti in mare.

Figura 2.4: Impianto *on-shore*



Figura 2.5: Impianto *offshore*



3.LA RISORSA VENTO

La conoscenza delle caratteristiche del vento è fondamentale per tutti gli aspetti che riguardano l'utilizzo dell'energia eolica, dall'identificazione dei siti a "vocazione eolica", alla valutazione della fattibilità tecnica ed economica di un impianto eolico, sino alla progettazione delle turbine eoliche ed alla comprensione dell'effetto della variabilità della produzione dell'energia elettrica sul sistema di distribuzione.

3.1.Il vento: generazione e caratteristiche

Il vento è il risultato dell'espansione e del moto convettivo dell'aria causati dal riscaldamento irregolare del sole su grandi aree della superficie terrestre.

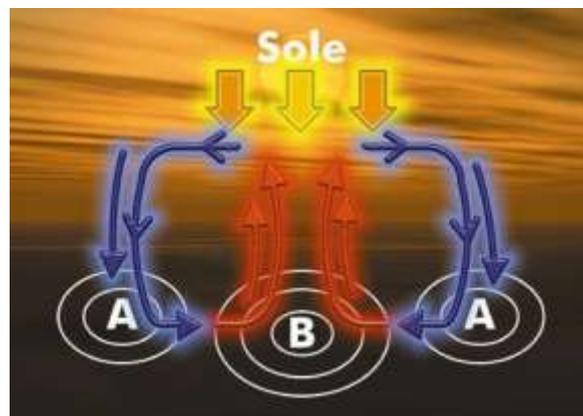
La radiazione solare induce una serie di moti convettivi naturali in atmosfera per effetto del riscaldamento non uniforme della superficie terrestre.

Si crea in questo modo una macro circolazione a celle: le masse d'aria si riscaldano, diminuiscono in densità e salgono, richiamando aria più fredda che scorre sulla superficie terrestre verso l'equatore.

Questo movimento di masse d'aria calde e fredde produce le tipiche aree ad alta e bassa pressione, stabilmente presenti in atmosfera.

Poiché l'atmosfera ha la tendenza a ripristinare costantemente l'equilibrio, l'aria si muove dalle zone ad alta pressione, dove se ne accumula una maggiore quantità, verso quelle a bassa pressione, dove meno concentrata, proprio come un liquido che tende a colmare le cavità che incontra nel suo percorso.

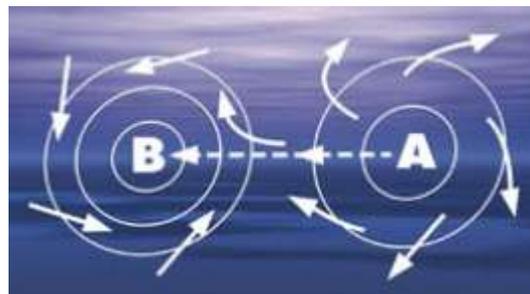
Figura 3.1: Movimento delle masse d'aria



Il moto che ne deriva è il vento. Quanto più elevata è la differenza di pressione tra le due configurazioni e quanto più esse sono vicine, tanto maggiore sarà la velocità del vento.

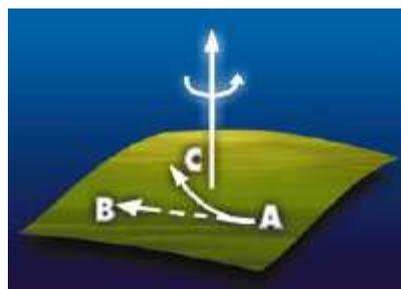
In realtà, il vento non si muove nella direzione dall'alta pressione verso la bassa, ma devia nel nostro emisfero verso destra, circolando attorno ai centri di alta pressione in senso orario e attorno a quelli di bassa pressione in senso antiorario. Questo comportamento era già conosciuto nel passato. Infatti, il meteorologo olandese C. H. Buys-Ballot (1817-1890) rilevò che chi volta le spalle al vento ha alla sua sinistra l'area di bassa pressione e alla sua destra quella di alta. Nell'emisfero sud accade l'opposto.

Figura 3.2: Movimento del vento nell'emisfero boreale



L'aria in movimento subisce una deviazione verso destra nell'emisfero settentrionale. Ciò è dovuto al fatto che la zona di superficie terrestre sottostante, durante il percorso dell'aria, ruota in senso antiorario. La particella d'aria A, diretta verso B, si ritroverà in C.

Figura 3.3: L'effetto della forza di Coriolis



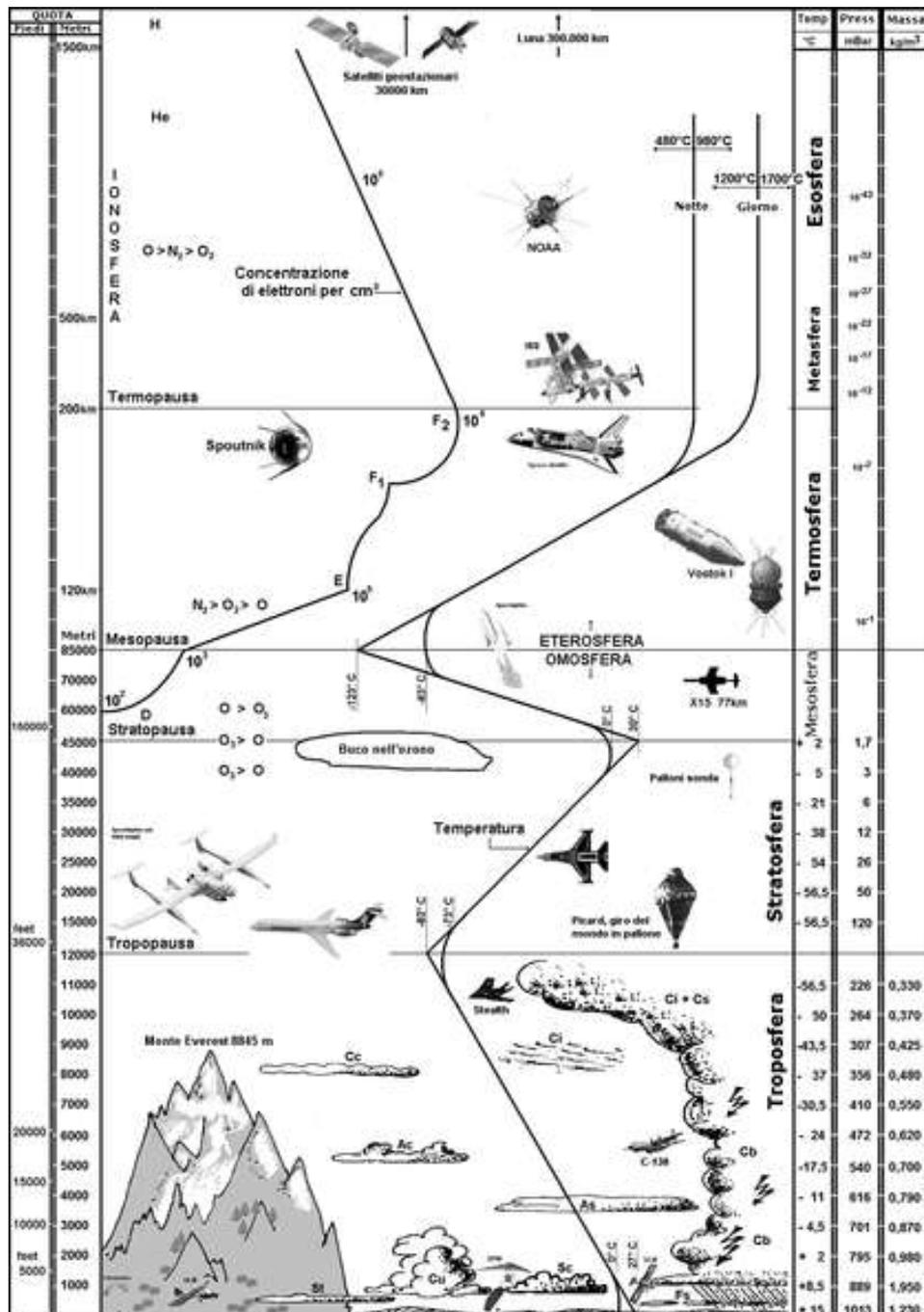
La deviazione è conseguenza della rotazione terrestre, come dimostrò nel 1835 il matematico francese G.G. De Coriolis (1792-1843). Infatti, salvo che sulla fascia equatoriale, in qualsiasi altro punto della terra un corpo in movimento sente l'effetto della rotazione in modo tanto più sensibile quanto più si è in prossimità dei poli. Cosicché, in una data zona dell'emisfero settentrionale, l'aria che si muove ad esempio verso nord subisce uno spostamento verso nord-est.

In realtà è la zona di superficie terrestre sottostante che durante il movimento dell'aria ruota in senso antiorario. E' come se l'aria fosse sottoposta ad una forza, che in realtà non

esiste e per questo viene chiamata apparente (Forza di Coriolis o deviante) e che sembra imprimere una spinta verso ovest ad ogni oggetto che si muove, in maniera non solidale alla superficie terrestre quando questo si sposta verso nord nell'emisfero boreale. Gli effetti sono tanto maggiori quanto è maggiore la velocità dell'aria.

Nella parte più bassa dell'atmosfera, la troposfera che si estende per circa 8 km ai poli e per circa 20 km all'equatore, la circolazione dell'aria inizia ad essere influenzata da altri parametri. Questo accade nella zona più prossima alla superficie terrestre: lo strato limite planetario, che ha un'estensione variabile da 0 a 3 km.

Figura 3.4: Struttura dell'atmosfera terrestre



La presenza di alcuni fattori crea di disturbi alla circolazione globale inducendo su queste variazioni a scala spaziale e temporale inferiore e che interagiscono tra loro in maniera complessa e caotica.

Le variazioni principali sono quelli stagionali, dovute all'inclinazione dell'asse terrestre, e quelli continentali, dovute alla non uniformità della superficie terrestre con la presenza della terra e degli oceani.

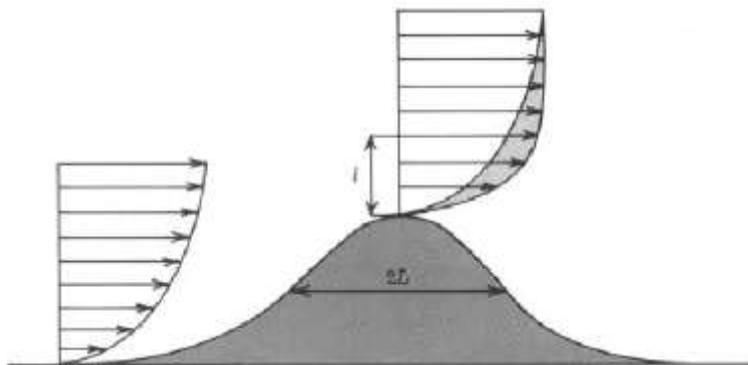
A queste si possono sovrapporre quelle dovute alla migrazione di cicloni ed anticicloni che rompono e modificano ulteriormente l'andamento generale del flusso.

I venti locali sono dovuti a differenze di pressione localizzate e sono influenzati dalla topografia. Ad esempio, le tipiche variazioni giornaliere sono dovute alle differenze di temperatura tra notte e giorno.

La presenza di rilievi naturali o artificiali induce solitamente incrementi della velocità del vento. Questo effetto è dovuto a due fattori:

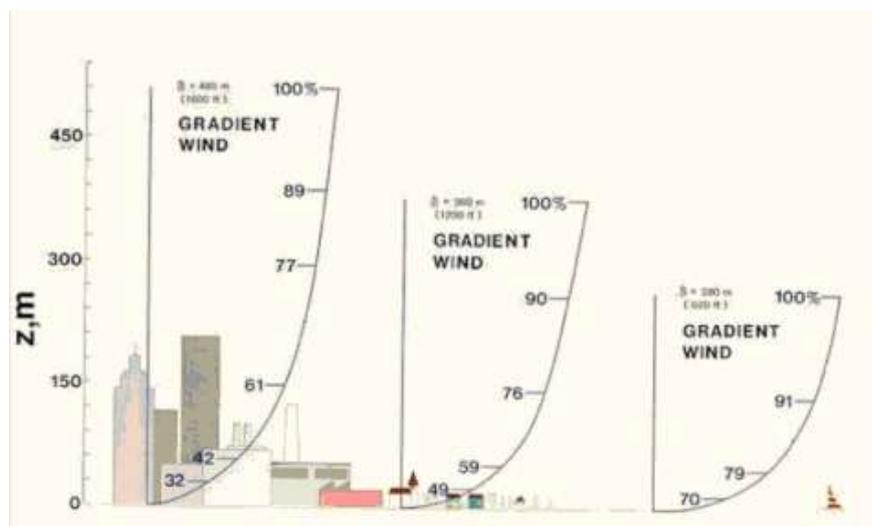
- l'altitudine, lo strato limite terrestre è caratterizzato da velocità che aumentano con l'altezza dalla superficie e cime di colline e montagne si possono trovare nella zona dello strato limite con alte velocità del vento;
- l'accelerazione del flusso del vento indotta dalla riduzione della sezione di passaggio sopra e intorno ai rilievi o nell'attraversamento di passi o valli strette parallele al flusso del vento.

Figura 3.5: Variazione al profilo del vento dovuto alla presenza di un rilievo



Alla stessa maniera, la topografia di una zona può portare a riduzioni della velocità del vento; alcuni esempi possono essere valli coperte, aree di crinale sottovento o punti di stagnazione del flusso. Infine, a scala spaziale ancora inferiore, il flusso del vento può essere alterato dalla turbolenza dovuta, ad esempio, alla presenza di un ostacolo (alberi, edifici) o direttamente generata dalle turbine di un impianto eolico.

Figura 3.6: Variazione al profilo del vento per la presenza di ostacoli naturali o artificiali



Anche gli aspetti termici possono portare a forte variabilità locali. Le regioni costiere sono solitamente ventose, e ciò è dovuto al riscaldamento differente tra la terra ed il mare. Mentre il mare è più caldo della terra, si sviluppa una circolazione locale dell'aria (brezza) dalla terra al mare, con l'aria calda che si solleva dal mare e l'aria fredda che si riabbassa sulla terra. Quando la terra è più calda del mare, il risultato è opposto.

La superficie terrestre si riscalda e si raffredda più rapidamente della superficie del mare, quindi il fenomeno delle brezze tende ad invertirsi in cicli giornalieri.

Gli effetti termici possono essere causati anche da differenze nell'altitudine: masse di aria fredda possono muoversi da alte montagne verso le valli sottostanti generando venti anche forti. Vi sono infine delle variazioni della velocità del vento a lungo termine che possono essere collegate alle variazioni di temperatura a lungo termine.

3.2.L'energia del vento e la sua conversione

Dell'energia solare disponibile solo il 2%, pari a circa 360 TW, alimenta i gradienti termici che producono i venti. Il 35% dell'energia dei venti viene dissipato ad 1 km dalla superficie terrestre; l'energia rimanente è quella disponibile per la conversione in altre forme di energia (meccanica, elettrica) ma solo circa il 10% di questa può essere effettivamente utilizzata.

Su scala globale, l'energia eolica è paragonabile alle altre fonti rinnovabili ed è pari a circa 20 volte il valore dei consumi energetici mondiali. Inoltre, in aree caratterizzate da buone condizioni anemologiche, la producibilità energetica è paragonabile se non superiore a quella dell'energia solare. Le molecole dell'aria in movimento possiedono energia cinetica, quindi, localmente, la potenza di un flusso d'aria è dato dalla quantità di molecole di aria

che attraversano una data sezione perpendicolare al flusso stesso in un dato intervallo di tempo.

La massa di aria m che attraversa la sezione A di un cilindro nel tempo t , è determinata dalla densità dell'aria ρ e dal volume del cilindro V . La potenza teorica P_0 ottenibile dalla vena di fluido indisturbata è l'energia cinetica dell'aria divisa per il tempo ed è pari a:

$$P_0 = \frac{E_c}{t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{m v^2}{t}$$

essendo $\rho = m / V$, $V = A \cdot L$, $m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot L$, si ottiene quindi:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot L v^2}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

La potenza teorica specifica può essere calcolata per differenti velocità del vento:

Tabella 3.1: Potenza teorica in funzione della velocità del vento

Velocità del vento [m/s]	Potenza specifica [kW/m²]
0	0
5	0,06
10	0,50
15	1,68
20	4,00
25	7,81
30	13,50

La potenza del vento dipende anche dalla densità dell'aria che può essere calcolata come:

$$\rho = 1,2929 \frac{P_A - VP}{760} \cdot \frac{273}{T} \text{ in kg/m}^3,$$

dove P_A è la pressione atmosferica (in mm di mercurio), VP è la tensione di vapore (in mm di mercurio) e T è la temperatura (in gradi Kelvin).

Alte temperature e basse pressioni riducono la densità dell'aria e, conseguentemente, la potenza. Il principale fattore che incide sulle variazioni della densità dell'aria è la variazione della pressione con l'altitudine: un aumento di 1000 m di quota porta ad una riduzione del 10% della pressione e, quindi, ad una riduzione del 10% della potenza.

Il valore standard della densità dell'aria solitamente utilizzato nelle elaborazioni è di 1226 kg/m^3 , che corrisponde ad una temperatura di $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ed alla pressione dell'aria a livello del mare.

In realtà, non tutta l'energia presente in un flusso di aria può essere estratta da un qualsiasi dispositivo; questo accade sia per gli effetti perturbativi generati dal dispositivo stesso che perché una parte dell'aria rimane in movimento all'interno del dispositivo impedendo, contemporaneamente, l'ingresso di altro flusso di aria.

In particolare, ipotizzando che il comportamento sia quello di un fluido in movimento in un tubo di flusso, la presenza di una turbina causa il rallentamento del flusso d'aria che, quando raggiunge il rotore ha una velocità inferiore rispetto a quella del flusso indisturbato. Poiché l'aria rallenta ma non viene compressa, per la conservazione della massa, la sezione del flusso in corrispondenza del rotore aumenta. Una volta attraversata dalla sezione del rotore, si verifica una riduzione di pressione per cui l'aria è al di sotto della pressione atmosferica: il flusso d'aria prosegue con velocità e pressione ridotte. Questa regione del flusso è chiamata scia. Con l'aumentare della distanza, la pressione ritorna al livello di quella atmosferica a spese dell'energia cinetica, causando quindi una ulteriore riduzione della velocità.

Secondo la teoria di Betz, la potenza estraibile da una turbina eolica (potenza meccanica utile) è data dalla seguente espressione:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot 4a \cdot (1 - a)^2$$

dove A è l'area spazzata del rotore (in m^2), v_1 è la velocità del vento indisturbato a monte della turbina (in m/s) e a è il fattore di interferenza che rappresenta il disturbo generato sul flusso del vento a valle della turbina dato da $(v_1 - v)/v_1$ dove v è la media tra le velocità del vento indisturbato a monte ed a valle del rotore.

Definendo il coefficiente di potenza c_p come rapporto tra la potenza P e la potenza P_0 risulta:

$$c_p = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot 4a \cdot (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3}$$

L'interferenza ottimale, cioè quella per cui il rendimento è massimo, è pari ad $1/3$; sostituendo tale valore nell'espressione precedente si ottiene il massimo valore del coefficiente di potenza:

$$c_p = \frac{16}{27} \approx 0,593$$

Il massimo rendimento teorico energetico è quindi pari al 59,3%, questo valore è noto come Limite di Betz.

Allo stato attuale delle tecnologie, non è possibile raggiungere il valore massimo dell'energia estraibile dal vento per mezzo di una turbina eolica; solo nei casi ottimali il coefficiente di potenza raggiunge valori dell'ordine di 0,45-0,50.

Questo accade sia per le perdite che si verificano ma anche perché le turbine eoliche non sfruttano tutto il vento disponibile non funzionando per velocità del vento inferiore o superiore a valori tipici di ogni modello di turbina. In presenza di forti venti (generalmente superiori a 25 m/s nel caso delle moderne turbine eoliche di media e grande taglia) smettono di funzionare per motivi di sicurezza.

In definitiva, noto il coefficiente di potenza di una turbina, la potenza elettrica in uscita dal generatore è data da:

$$P_g = \eta_g \cdot \eta_m \cdot c_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

dove η_g è il rendimento del generatore elettrico, η_m è il rendimento dei componenti meccanici e v è la velocità del vento a monte del rotore (in m/s).

Un altro importante parametro è il coefficiente λ dato dal rapporto tra la velocità di rotazione della punta delle pale u (tip speed) e la velocità del vento v :

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{D}{2} \cdot \frac{\omega}{v}$$

dove D e ω sono il diametro e la velocità angolare del rotore.

Nel caso di sistemi meccanici in rotazione, quale una turbina eolica, la potenza in uscita è ottenibile anche dalla formula:

$$P = T \cdot \omega$$

dove T è la coppia (in Nm) e ω è la velocità angolare (in rad/s).

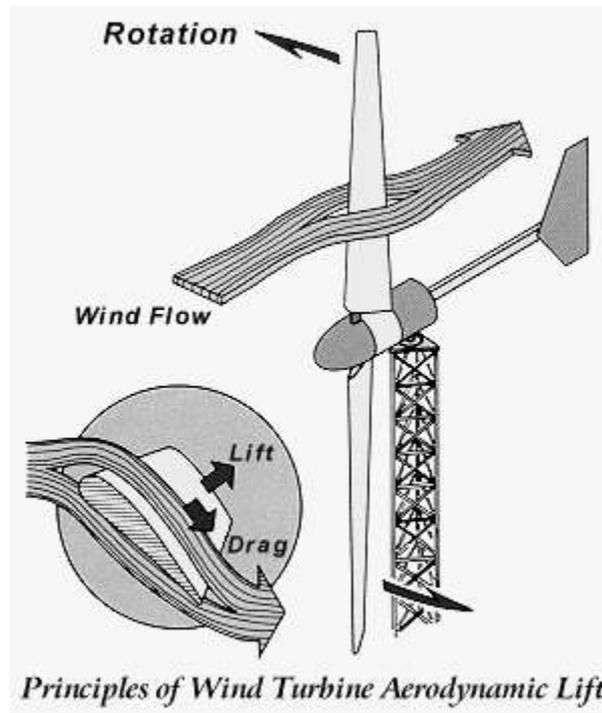
Il coefficiente di coppia c_T è ottenuto a partire dal coefficiente di potenza ed è pari a:

$$c_T(\lambda) = \frac{c_p(\lambda)}{\lambda}$$

dalla quale si ottiene:

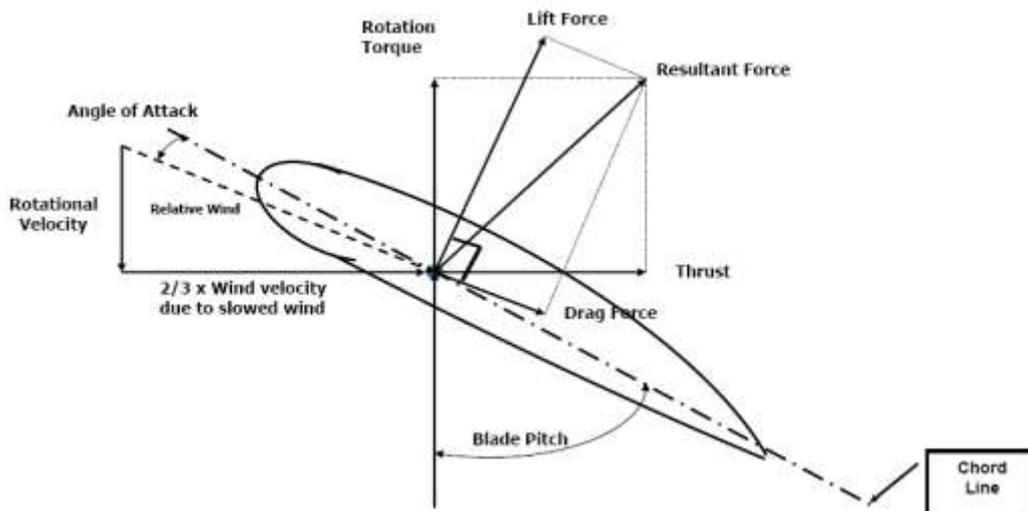
$$T = c_T \cdot \frac{D}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot v^2}{2}$$

Figura 3.7: Principio di funzionamento di un aerogeneratore



Esaminando nel dettaglio quello che succede quando il flusso del vento incontra le pale di una turbina si vede che esso scorre su entrambe le facce della pala, più velocemente sul lato superiore, creando un'area di bassa pressione. Questa differenza di pressione tra le due superfici ha come risultato una forza chiamata portanza aerodinamica (lift), perpendicolare al vento relativo (dato dalla risultante del moto della pala e del moto del vento). La componente orizzontale della portanza sulle pale che dipende dall'angolo di attacco cioè dall'angolo tra la direzione del vento relativo e quello della corda della pala, permette la rotazione del rotore intorno all'asse. Contemporaneamente si genera una forza di trascinamento (drag), perpendicolare alla portanza che si oppone al moto.

Figura 3.8: Aerodinamica della pala



La portanza ed il trascinamento sono esprimibili in funzione dell'angolo di attacco α secondo le espressioni:

$$L = c_L(\alpha) \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot l \cdot s$$

e

$$D = c_D(\alpha) \cdot v^2 \cdot l \cdot s$$

dove $C_L(\alpha)$ e $C_D(\alpha)$ sono coefficienti caratteristici del profilo della pala, v è la velocità del vento, ρ è la densità dell'aria e l ed s sono rispettivamente lunghezza e spessore del piano d'ala della pala.

3.3. Parametri caratteristici del vento

Dal punto di vista dello sfruttamento del vento per la produzione di energia, è fondamentale la conoscenza dei parametri necessari a caratterizzare anemologicamente un sito e, in particolare, della variabilità del vento e dei fattori che la influenzano.

Su larga scala, la variabilità spaziale dipende dalla presenza di differenti regioni climatiche, alcune più ventose di altre in dipendenza dalla radiazione solare e quindi dalla latitudine. All'interno della stessa regione climatica vi sono poi grandi variazioni del vento su scala più piccola, fortemente influenzate dalle caratteristiche topografiche dell'aria e dal rapporto superficiale tra terra e corpi idrici.

Su scala spaziale più piccola, la topografia ha i maggiori effetti sulle condizioni anemologiche dell'area. A livello ancora più locale, le velocità del vento sono ridotte dalla presenza di ostacoli quali alberi o edifici.

In una stessa località, la variabilità temporale su larga scala indica che le caratteristiche del vento possono cambiare da un anno all'altro, ma anche su scala maggiore.

Su scala temporale inferiore all'anno, le variazioni stagionali sono più facilmente prevedibili, sebbene, comunque, vi siano grandi variazioni su scale temporali inferiori a pochi giorni.

Le variazioni della velocità del vento che avvengono su scale temporali inferiori, sono indicate con il termine di turbolenza e possono avere influenze molto significative sulla progettazione e sul funzionamento di una turbina eolica, come anche sulla qualità dell'energia immessa nella rete di distribuzione.

Le condizioni anemologiche sono solitamente rappresentate dalla velocità media del vento e dalla sua deviazione standard calcolate su un intervallo di tempo di 10 minuti. In

questo intervallo si assume che le condizioni siano stazionarie e che la velocità media e la deviazione standard rimangano costanti.

La variabilità della velocità media del vento è rappresentata mediante due funzioni di distribuzione della probabilità: la distribuzione di Rayleigh o quella di Weibull.

Tutte e due le distribuzioni forniscono stime poco accurate in condizioni di velocità medie del vento basse; mentre sono molto più affidabili ad alte velocità medie del vento.

Tra le due, la distribuzione di Weibull è più precisa perché la distribuzione di Rayleigh è funzione solo della velocità del vento.

La distribuzione di Rayleigh è:

$$F(v) = \Delta v \cdot \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{v_a^2} \cdot \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right]$$

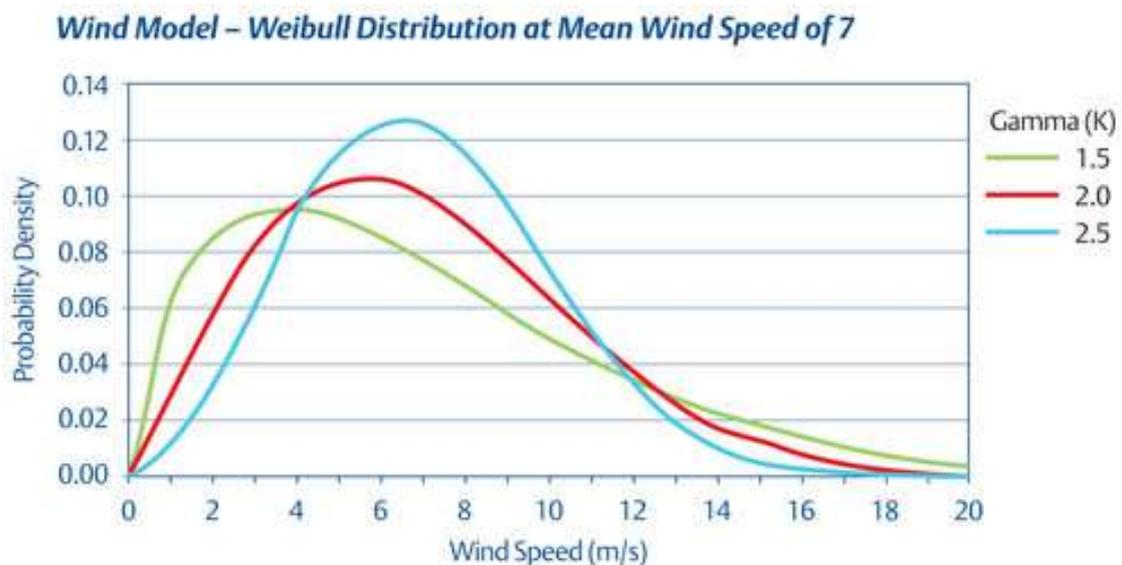
dove $F(v)$ è la frequenza associata alla velocità del vento v , posta al centro di Δv che è l'ampiezza della classe e v_a è la velocità media del vento.

La distribuzione di Weibull è data dalla seguente formula:

$$F(v) = \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

dove $F(v)$ è l'intervallo di tempo per il quale la velocità media supera il valore v ed è caratterizzata dai due parametri c , parametro di scala, e k parametro di forma che descrivono la variabilità intorno al valore medio. Alti valori di k , ad esempio tra 2,5 e 3, sono tipici di siti dove la variabilità della velocità del vento è piccola rispetto alla velocità media annua; mentre valori più bassi di k , tra 1,2 e 1,5, indicano una maggiore variabilità.

Figura 3.9: Esempi di distribuzioni di Weibull:



Il parametro di scala c ad una certa altezza z può essere calcolato utilizzando la formula:

$$c = c_H \frac{\ln \frac{z}{z_0}}{\ln \frac{H}{z_0}}$$

dove z_0 è la scabrezza superficiale definita come l'altezza alla quale la velocità media del vento è nulla se il profilo verticale della velocità del vento segue la legge logaritmica; c_H è il parametro di scala all'altezza di riferimento H (convenzionalmente pari a 10 m o, in alternativa, pari alla quota del mozzo).

La legge logaritmica (teorica) del profilo verticale della velocità del vento è data dalla:

$$v(z) = \frac{v_*}{K} \ln \frac{z}{z_0}$$

valida in condizioni atmosferiche indisturbate e dove v_* è la velocità d'attrito e K è la costante di Von Karman pari a 0,4.

Al posto della legge logaritmica, per usi energetici ed ingegneristici, si assume per semplicità che il profilo verticale della velocità del vento segua la formula esponenziale (empirica):

$$u(z) = u(z_0) \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha$$

dove l'esponente α dipende dal coefficiente di scabrezza.

Tabella 3.2: Valori tipici del coefficiente di scabrezza e dell'esponente α

Tipo di terreno	Coefficiente di scabrezza z_0 [m]	α
Ghiaccio piatto	0,00006	
Neve su terreno piatto	0,0001	
Mare aperto senza moto ondoso	0,0001	
Mare aperto con moto ondoso	0,0001 – 0,003	0,12
Neve su terreni coltivati	0,002	
Aree costiere	0,001	
Spazi aperti senza vegetazione o edifici	0,01	
Terreni con erba bassa	0,02 – 0,05	
Terreni coltivati con rari edifici sparsi	0,05	0,16
Foreste e zone di periferia	0,3	0,30
Centri urbani	1 – 10	0,40

Entrambe le leggi sono valide solo in caso di terreni piatti e senza ostacoli significativi.

Possono dare indicazioni solo relativamente alla parte di strato limite più vicino alla superficie (ossia ~50-100 m) e implicitamente assumono che:

- la direzione del vento non cambi con la quota;
- gli effetti rotazionali della terra siano trascurabili;
- la struttura dello strato limite sia influenzata solo dall'attrito con la superficie e dal gradiente termico.

La legge di potenza deve essere usata attentamente poiché non è basata su alcuna rappresentazione fisica e, inoltre, non riesce a descrivere bene il flusso alle basse quote. Pertanto viene utilizzata limitatamente nella valutazione del potenziale di un sito eolico e solo per prevedere la velocità del vento ad altezze superiori a quelle degli ostacoli vicini (flussi in campo aperto).

Per un dato valore della velocità media del vento, la deviazione standard σ , che misura la dispersione dei dati intorno al valore medio atteso e ne indica la naturale variabile, è pari a:

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (v_j - \bar{v})^2 \right]^{0,5}$$

dove \bar{v} è la velocità media del vento.

Poiché per un grande numero di acquisizioni, come nel caso di una progettazione eolica, $N-1$ è prossimo ad N , la deviazione standard è pari anche a:

$$\sigma = \frac{\sum_{j=1}^N v_j^2}{N} - \bar{v}, \text{ con } \bar{v} = \frac{\sum_{j=1}^N v_j}{N}.$$

La deviazione standard è inoltre rappresentativa della turbolenza, dove con questo termine si indicano le variazioni della velocità media del vento che avvengono in intervalli di tempo brevi.

L'intensità di turbolenza è definita da:

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}}$$

dove σ è la deviazione standard e \bar{v} è la velocità media nell'intervallo di tempo considerato.

La turbolenza è generata da due cause principali: l'attrito con la superficie terrestre e da effetti termici che portano le masse d'aria a muoversi verticalmente per effetto delle differenze di temperatura e, quindi, delle variazioni della densità dell'aria. Quindi, l'intensità della turbolenza dipende principalmente dalla scabrezza del terreno, dall'altezza rispetto alla superficie, dal comportamento termico dell'atmosfera. All'aumentare della

quota, gli effetti di tutti questi processi che sono guidati dalle interazioni che avvengono in prossimità della superficie perdono di efficacia tanto che, ad una certa quota, i flussi delle masse di aria non subiscono alcuna influenza.

Anche la presenza di una turbina eolica influenza localmente il flusso del vento: alle spalle di una turbina eolica si crea una scia, caratterizzata da velocità del vento ridotte, funzione diretta del coefficiente di spinta della turbina che determina il momento estratto dal flusso, ed alti livelli di turbolenza, generati dal gradiente tra la velocità del vento della scia e quella del flusso non disturbato (effetto scia). Con l'incremento della distanza dalla turbina che l'ha prodotta, la scia si riduce sempre più per effetto del contatto con il flusso non disturbato. La velocità di questo processo, e quindi l'ampiezza complessiva della scia, dipendono dal livello di turbolenza ambientale.

Quando un'altra turbina si trova funzionare in presenza di questa scia e/o se è ubicata in posizione molto interna in un impianto eolico, produce minori quantità di energia ed è sottoposta a carichi strutturali superiori.

Con il termine *wind shear* si indicano le modifiche della velocità o, più raramente della direzione del vento con l'altezza (*wind shear* orizzontale).

Le modifiche della velocità del vento con l'altezza sono un fattore importante da considerare quando si effettua la stima di producibilità di energia di una turbina eolica e gli effetti del *wind shear* possono anche portare a malfunzionamenti di una turbina.

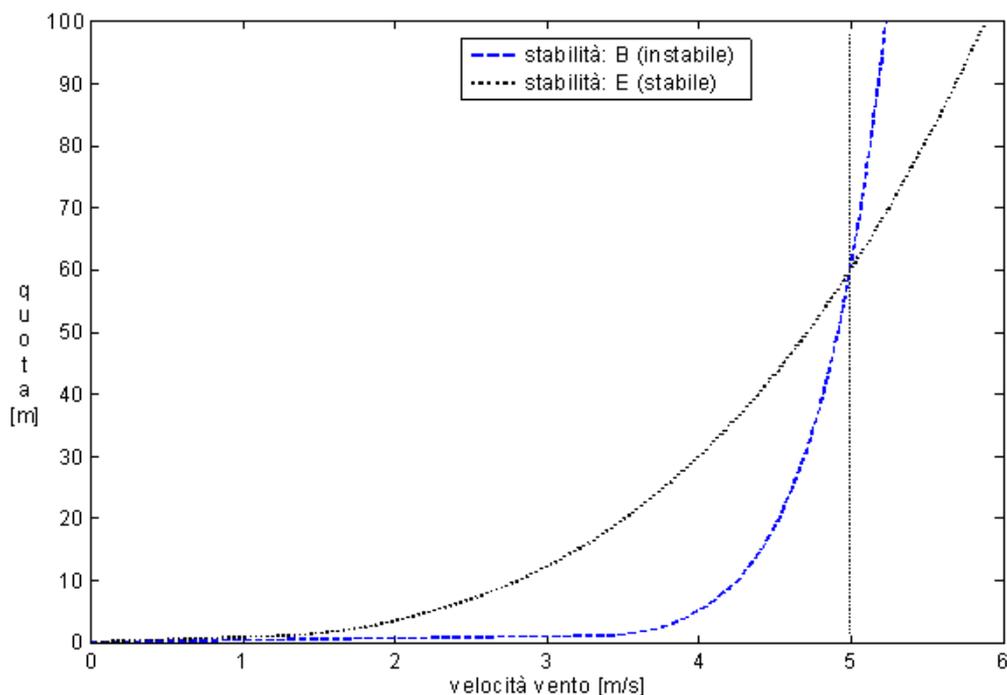
Poiché il profilo del vento dipende dalle condizioni atmosferiche, il calcolo del profilo disturbato dal *wind shear* può essere derivato dalla formula logaritmica modificata con un fattore di correzione che tiene conto delle condizioni di stabilità atmosferica:

$$v(z) = \frac{v_*}{K} \left(\ln \frac{z}{z_0} - \Psi \right)$$

dove il fattore di stabilità atmosferica Ψ È positivo per condizioni di stabilità, negativo per condizioni d'instabilità e nullo per condizioni neutre.

Condizioni d'instabilità di solito sono prevalenti quando la superficie terrestre è in fase di riscaldamento e vi sono masse di aria che si muovono verticalmente mentre le condizioni di stabilità sono prevalenti nel caso contrario, ad esempio di notte.

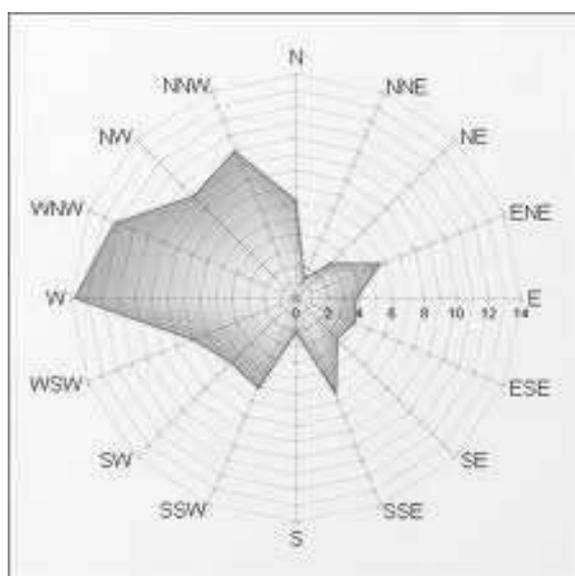
Figura 3.10: Variazione del profilo di velocità in funzione della stabilità



Anche la presenza di elementi naturali quali colline o scarpate può indurre il fenomeno del *wind shear*: alcuni piani del flusso accelerano in prossimità di questi elementi alterando il profilo del vento. La direzione del vento e i suoi cambiamenti sono determinati dalla geografia, la condizioni climatiche globali e locali e dalla rotazione terrestre. Benché la navicella di una moderna turbina sia in grado di ruotare mantenendo il suo orientamento in base alla direzione media del vento, la conoscenza della distribuzione della direzione del vento è di molto importante nella progettazione di un impianto eolico.

La distribuzione della direzione del vento è solitamente rappresentata dalla rosa dei venti.

Figura 3.11: Rosa dei venti



La rosa dei venti è generalmente divisa in dodici settori da 30° e il raggio dei diagrammi in ciascun settore rappresenta la frequenza di provenienza del vento da quella direzione. Oltre alle condizioni di vento rappresentate dai parametri precedenti, vi sono anche delle condizioni di vento transitorio, solitamente rare, che si verificano quando vi sono forti variazioni nella velocità o nella direzione del vento o condizioni estreme di vento; le più importanti condizioni transitorie sono:

- forti gradienti della velocità (raffiche) o della direzione del vento;
- forte *wind shear*;
- variazioni simultanee della velocità e della direzione del vento;
- venti estremi.

La presenza di raffiche può essere rappresentata, in maniera semplificata ipotizzando condizioni stazionarie, attraverso il fattore di raffica G che è il rapporto tra la velocità di raffica (valore massimo istantaneo della velocità) e la velocità media. Inoltre G è funzione dell'intensità di turbolenza e dipende dalla durata della raffica.

L'andamento del fattore di raffica è stimato, in funzione della turbolenza, utilizzando l'espressione empirica:

$$G(t) = 1 + 0,42 \cdot I \cdot \ln \frac{3600}{t}$$

dove I è l'intensità di turbolenza.

Anche la valutazione dei venti estremi viene effettuata considerando l'ipotesi di condizioni stazionarie del vento in un dato intervallo. I venti estremi sono quindi trattati in termini di velocità media del vento su 10 minuti che si verificano con un certo tempo di ritorno: la velocità del vento con un dato tempo di ritorno è la velocità media del vento su un intervallo di 10 minuti che, in media, è superata solo una volta su un periodo pari al tempo di ritorno.

La distribuzione di Weibull non permette stime affidabili della probabilità dei venti estremi. In questo caso, in particolare su acquisizioni di dati annuali, è efficace la prima legge asintotica del massimo valore o legge di Gumbel, data da:

$$F(v) = \exp\{-\exp[-\alpha (v - \varepsilon)]\}$$

dove ε è il valore modale di v e $1/\alpha$ è la misura della dispersione di v.

La conoscenza delle condizioni di vento transitorie, in particolare dei venti estremi, è necessaria, oltre che per la corretta definizione del layout di un impianto, anche per la progettazione delle turbine eoliche che devono resistere alle sollecitazioni prodotte sulla loro struttura in queste condizioni.

4. GLI AEROGENERATORI

4.1. Tecnologia e componenti

Sono disponibili sul mercato o allo studio configurazioni diverse di un aerogeneratore. Quella più generale è così costituita:

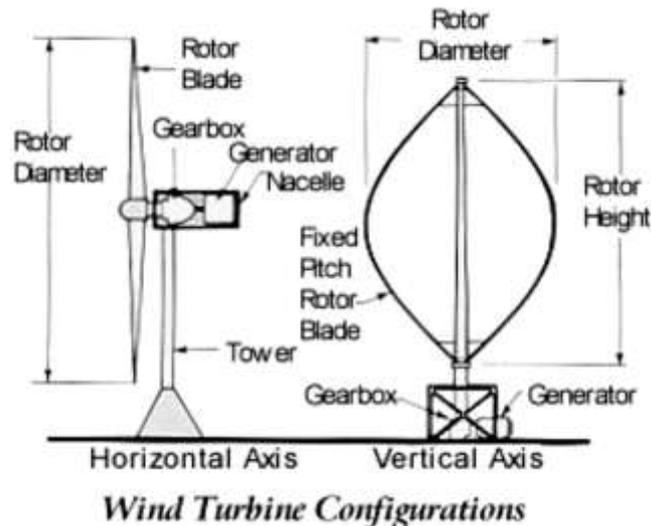
Figura 4.1: Schema generale dei principali componenti di un aerogeneratore



Le pale (*blades*) sono fissate su un mozzo (*hub*) e nell'insieme costituiscono il rotore (*rotor*). Il mozzo a sua volta è collegato ad un primo albero (*low-speed shaft*), o albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri (*gearbox*), da cui si diparte un albero veloce (*high speed* o *drive shaft*) che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione. Sull'albero veloce è posto un freno (*brake*) a valle del quale c'è il generatore elettrico (*generator*) da cui si ripartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine odierne, tutti i componenti menzionati sono ubicati in una cabina detta navicella (*nacelle*) la quale, a sua volta, è posta su un cuscinetto (*yaw ring*) orientabile secondo la direzione del vento. L'intera navicella è posizionata su una torre (*tower*) che può essere a traliccio o conica tubolare.

Figura 4.2: Configurazione di una turbina eolica ad asse orizzontale e verticale



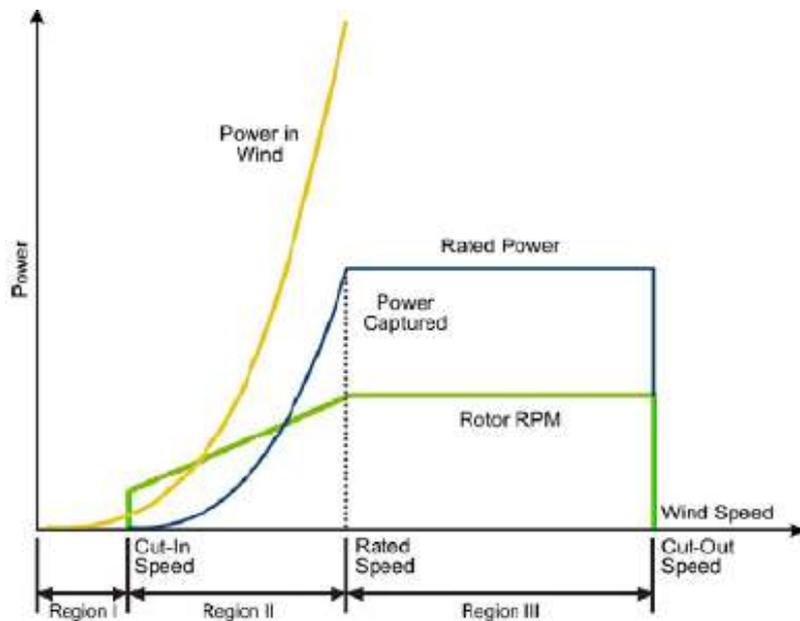
Oltre a tali componenti, è presente un sistema di controllo che ha, nel caso più generale, diverse funzioni: il controllo della potenza (*power regulation*) che può essere eseguito comandando meccanicamente, elettronicamente ed idraulicamente la rotazione delle pale intorno al loro asse principale (sistema di regolazione del passo, *pitch regulation*), in modo da aumentare o ridurre la superficie esposta al vento e, quindi, la portanza o anche tramite la possibilità di progettare il profilo delle pale in maniera da creare turbolenza aerodinamica quando la velocità del vento supera il limite massimo (*stall regulation*); il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata (*yaw control*), che serve a mantenere la macchina orientata nella direzione del vento, ma che può anche essere utilizzato, in linea di principio, per il controllo della potenza.

La macchina si avvia quando presente un vento di velocità sufficiente (*cut-in wind speed*) e si interrompe quando vi è un vento di velocità superiore a quella massima per la quale è stata progettata (*cut-off wind speed*). La macchina è inoltre progettata per generare la potenza nominale (*rated power*) ad una prefissata velocità del vento. La velocità del vento a cui viene raggiunta è detta appunto velocità nominale (*rated wind speed*).

4.1.1. Il rotore

Generalmente, una moderna turbina eolica entra in funzione a velocità del vento di circa 3-5 m/s e raggiunge la sua potenza nominale a velocità di circa 10-14 m/s. A velocità del vento superiori, il sistema di controllo del passo inizia funzionare in maniera da limitare la potenza della macchina e da prevenire sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti elettromeccanici. A velocità di circa 22-25 m/s il sistema di controllo orienta le pale in maniera da interrompere la rotazione e da evitare forti sollecitazioni e danni meccanici e strutturali. L'obiettivo è quello di far funzionare il rotore con il massimo rendimento possibile con velocità del vento comprese tra quelle di avviamento e quella nominale, di mantenere costante la potenza nominale all'albero di trasmissione quando la velocità del vento aumenta e di bloccare la macchina in caso di venti estremi.

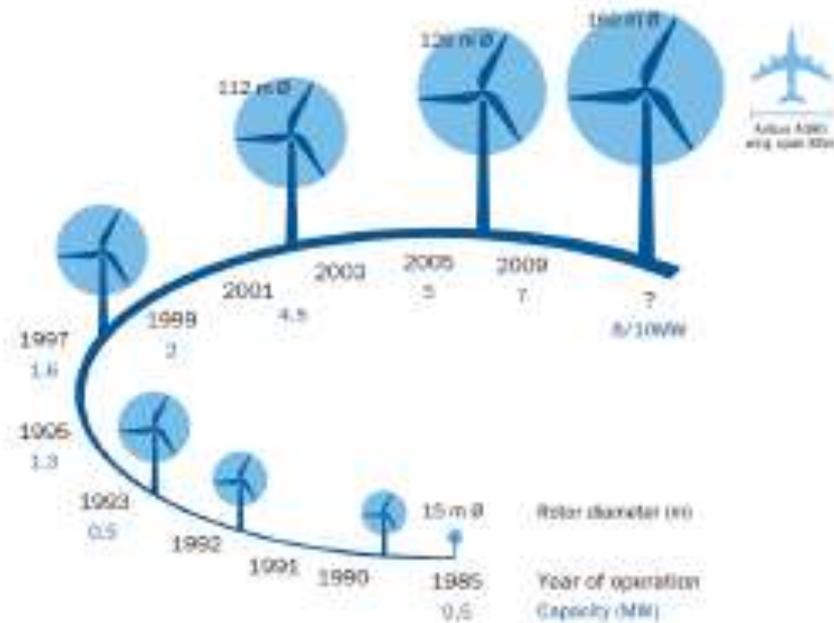
Figura 4.3: Andamento della potenza in funzione della velocità



Il moderno sistema di controllo del passo degli aerogeneratori di media e grande taglia permette di ruotare singolarmente le pale intorno al loro asse principale a differenza degli aerogeneratori delle precedenti generazioni che non avevano questo sistema di controllo o che controllavano contemporaneamente l'orientamento delle pale. Questo sistema, in combinazione con i generatori a velocità variabile, ha portato ad un significativo miglioramento del funzionamento e del rendimento degli aerogeneratori. Inoltre, il controllo del passo è il sistema di sicurezza principale poiché uno qualsiasi dei tre attuatori è capace indipendentemente di stoppare la macchina in caso di emergenza.

4.1.2. Le pale

Figura 4.4: Andamento del diametro delle turbine negli ultimi trent'anni



Dai circa 10-15 m del 1980, la lunghezza delle pale ha raggiunto i 45 m per molte delle turbine utilizzate per impianti *on-shore* ed oltre i 60 m per le turbine *off-shore*.

La turbina eolica più grande è il modello E126 della Enercon, che ha una potenza di 7,5 MW, un'altezza della torre di 135 m ed un diametro del rotore di 126 m; di simili dimensioni è il modello 5M della REPOWER, che ha una potenza di 5 MW, un'altezza della torre di 120 m ed un diametro del rotore di 126 m.

Figura 4.5 e 4.6: Turbina E126 (sinistra) e turbina 5M (destra)



L'utilizzo di nuovi materiali e di strumenti di lavoro e di analisi sempre più sofisticati ha portato ad evidenti miglioramenti nella progettazione delle pale con il risultato di avere pale di dimensioni sempre maggiori con aumento dei pesi più contenuto.

Il recente utilizzo su alcuni modelli delle fibre di carbonio in sostituzione delle fibre di vetro ha consentito di ottenere pale più leggere ma, allo stesso tempo, più resistenti e, quindi, più adatte in siti caratterizzati da venti forti. A questo proposito, sebbene le fibre di carbonio siano circa 10 volte più costose delle fibre di vetro, l'utilizzo di pale più leggere riduce i carichi ai quali è sottoposta l'intera struttura di un aerogeneratore e, quindi, i costi totali di produzione.

Anche la progettazione ha conseguito risultati incoraggianti adattando le pale alle specifiche classi di vento in siti caratterizzati da bassi venti, non essendoci il problema di forti sollecitazioni, è possibile utilizzare pale più lunghe ma anche più leggere e meno resistenti in maniera da massimizzare la producibilità di energia.

4.1.3. Il sistema di generazione

La generazione di energia elettrica da fonte eolica richiede un funzionamento dei sistemi elettrici differente dal solito: mentre la maggior parte delle applicazioni richiede energia elettrica per produrre una coppia; i sistemi eolici usano una coppia per produrre energia elettrica. Inoltre, applicazioni di questo tipo funzionano generalmente ad una potenza nominale costante; le turbine eoliche invece, devono generare energia elettrica a potenze variabili e funzionano per la maggior parte del tempo a bassi livelli di potenza dove devono operare, diversamente dalla maggioranza delle macchine elettriche, alla massima efficienza aerodinamica ed elettrica per massimizzare la conversione dell'energia del vento in energia elettrica.

Il funzionamento del sistema di generazione a velocità variabili, garantisce un miglior adattamento alle necessità della rete di distribuzione dell'energia, una riduzione dei carichi e può essere ottenuto in diverse maniere. Il sistema tradizionalmente utilizzato sulle turbine eoliche prevede l'utilizzo di un albero di trasmissione, un moltiplicatore di giri a più stadi, un generatore ed un convertitore di potenza che permette di connettere il generatore alla rete con un'uscita stabile. L'energia elettrica generata a frequenza variabile, dipendente dalla velocità di rotazione del rotore, viene convertita dal convertitore (o dallo inverter) alla frequenza della rete.

Un sistema alternativo che, sebbene presenti alcuni inconvenienti, si adatta meglio a lavorare a velocità variabili è quella della trasmissione diretta, già utilizzato su alcune turbine in produzione.

4.1.4. La torre di sostegno

Le tipologie di torre di sostegno sono le seguenti:

- torri tubolari in acciaio, solitamente divise in 2, 3 o 4 moduli;
- torri tubolari in calcestruzzo in opera, facilitano il trasporto e la costruzione in sito ma possono avere problemi per altezze elevate e per temperature rigide;
- torri tubolari in calcestruzzo prefabbricato;
- porre a traliccio in acciaio;
- torri ibride, realizzate unendo le precedenti tipologie;
- torri su palo con tiranti, tipiche delle turbine di piccola taglia.

La configurazione ormai consolidata è quella tubolare in acciaio su fondazione in cemento armato le cui caratteristiche dipendono dal sito d'installazione. La principale variabile di una torre rimane l'altezza: la maggior parte delle moderne turbine utilizza torri da 60 a 80 m di altezza, ma, sempre più frequentemente, questo valore raggiunge anche i 100 m.

4.1.5. I sistemi di controllo

I sistemi di controllo ricevono segnali da decine di sensori e, attraverso una serie di operazioni automatiche, servono a:

- controllare la velocità del rotore;
- mantenere la turbina in allineamento con il vento;
- attivare o disattivare il generatore;
- mantenere i parametri di funzionamento del sistema di generazione in condizioni ottimali;
- proteggere la turbina da velocità eccessive o danni causati da condizioni estreme del vento;
- riconoscere malfunzionamenti ed inviare segnali di emergenza e di richiesta d'intervento.

I sistemi di controllo possono essere di tipo passivo o attivo. I primi utilizzano i propri sensori ed entrano in funzione mediante l'utilizzo di forze naturali. I secondi usano apparecchiature elettriche, meccaniche, idrauliche o pneumatiche e necessitano di trasduttori che acquisiscano le variabili che determinano l'azione di controllo necessaria. Variabili tipiche da monitorare a questo scopo sono: velocità del rotore, velocità del vento, vibrazioni, temperatura esterna e del generatore, tensione e frequenza, carichi elettrici, potenza in uscita, errore di orientamento della navicella. In base alle acquisizioni, la turbina viene mantenuta in condizioni di funzionamento ottimali.

Poiché la maggior parte delle turbine lavora a velocità variabile, i sistemi di controllo regolano anche la velocità di rotazione ed i carichi del generatore in maniera da massimizzare il rendimento energetico in condizioni di velocità del vento variabili e ridurre i carichi sul sistema di generazione.

4.1.6. I sistemi di protezione

I sistemi di protezione possono essere di tipo meccanico, elettrico o aerodinamico, si attivano in occasione di malfunzionamenti del sistema di controllo o di altri malfunzionamenti riportando la turbina in sicurezza attraverso il blocco del rotore in qualsiasi condizione di funzionamento e sono costituiti da un'unità di acquisizione, un'unità di attivazione ed un'unità di blocco.

Alcune situazioni tipiche che richiedono l'entrata in funzione del sistema di protezione sono: velocità eccessive, sovraccarichi o rotture del generatore, disconnessione dalla rete, sovraccarichi elettrici.

Il sistema di protezione deve inoltre avere precedenza sui sistemi di controllo, funzionare anche in caso d'interruzione dell'alimentazione elettrica, essere costituito da componenti progettati in alta classe di sicurezza.

L'unità più importante di un sistema di protezione è quella di blocco che può avere premi di tipo meccanico, aerodinamico o al generatore. Un'unità di blocco aerodinamica può funzionare ruotando la punta della pala o l'intera pala di 90° intorno all'asse orizzontale generando così delle forze aerodinamiche che si oppongono alla coppia del rotore. Altre tipologie di freni aerodinamici possono essere dei paracadute o degli spoiler.

4.2. Sviluppi tecnologici futuri

L'evoluzione delle tecnologie applicate alle turbine eoliche ha raggiunto negli ultimi anni livelli di eccellenza. Sebbene nuove soluzioni siano già in fase di sviluppo avanzato, l'incremento dell'efficienza energetica di queste macchine, ottenuto in particolare aumentando le dimensioni del rotore e l'altezza, è un processo che porta ad una serie di vincoli di tipo logistico ed economico che devono essere tenuti in forte considerazione. Il primo vincolo che limita l'incremento di taglio delle turbine è che, se da una parte la producibilità energetica aumenta con il quadrato del diametro del rotore, dall'altro il volume, e quindi la massa, aumentano con il cubo di diametro. Ciò vuol dire che il costo di una turbina cresce più velocemente del ricavo proveniente dall'energia prodotta rendendo,

ad un certo punto, antieconomico l'incremento di taglia. Il secondo vincolo è rappresentato dalla trasportabilità di questi componenti.

Quindi l'obiettivo dello sviluppo tecnologico è una sfida continua per i progettisti ed i produttori che richiede lo studio di nuovi materiali, più leggeri e resistenti, di sistemi di controllo e di potenza innovative, di approcci progettuali differenti e di processi produttivi, di trasporto e di montaggio più efficienti.

4.2.1. Il rotore e le pale

Il principale intervento che permette l'aumento della producibilità energetica di una turbina eolica è l'incremento delle dimensioni del rotore e, quindi, della cosiddetta "area spazzata". Le attività di ricerca e sviluppo sono dedicate alla progettazione di pale sempre più lunghe e che utilizzino nuovi materiali più resistenti e di minor peso, sistemi di controllo innovativi e soluzioni progettuali aerodinamiche più efficaci.

Alcune soluzioni attualmente allo studio sono:

- la sostituzione delle fibre di vetro con le fibre di carbonio;
- l'utilizzo di sistemi di controllo attivo che, a seconda del carico sul rotore, intervengano per ridurre i carichi trasmessi da questo al resto della struttura;
- la realizzazione di rotor a diametro variabile e che si adattino alle condizioni di vento;
- la realizzazione di nuovi profili aerodinamici che permettano una maggiore efficienza ed una migliore distribuzione dei carichi;
- la segmentazione delle pale per una migliore trasportabilità.

4.2.2. La torre di sostegno

Le tecnologie ingegneristiche e di produzione delle torri di sostegno all'ormai raggiunto livelli elevati. La necessità però di incrementare la loro altezza pone una serie di questioni sia tecniche sia economiche.

Dal punto di vista economico, la questione principale è quella del continuo aumento del prezzo dell'acciaio, materiale principale per la costruzione delle torri. Sono allo studio soluzioni alternative quali l'utilizzo delle fibre di carbonio o del cemento armato.

Dal punto di vista tecnico, maggiori lunghezze delle torri di sostegno significano anche maggiori carichi da sostenere, maggiori vibrazioni sull'intera turbina eolica e un numero maggiore di trami da trasportare ed a collegare tra loro.

La soluzione a questi inconvenienti è l'aumento del diametro e dello spessore che, però, a sua volta implica maggior peso e difficoltà nel trasporto.

4.2.3. Il sistema di generazione

Le singole perdite che avvengono all'interno del sistema di generazione e, in generale, nelle altre apparecchiature elettroniche sono abbastanza piccole; ma, se sommate fra loro, possono raggiungere valori significativi e non accettabili.

I miglioramenti tecnologici per la riduzione di queste perdite possono includere sistemi elettronici innovativi e generatori a magneti permanenti. Inoltre, l'affidabilità dei moltiplicatori di giri è una delle principali questioni da risolvere. Uno degli accorgimenti è quello dell'utilizzo di sistemi di trasmissione diretta che, attraverso l'eliminazione del moltiplicatori di giri, permette di semplificare le apparecchiature presenti nella navicella e, appunto, di migliorare l'affidabilità e l'efficienza.

Poiché l'utilizzo della trasmissione diretta richiede, a parità di potenza della turbina, rotori più grandi, è stata sviluppata una tecnologia intermedia tra la trasmissione diretta e quella a tre stadi, quella dei sistemi ibridi, che attraverso l'utilizzo di sistemi di trasmissione a più stadi permette di ottenere sistemi più affidabili e di dimensioni compatte.

Un'alternativa allo studio è quella di applicare alle tecnologie tradizionali nuovi materiali che potrebbero permettere il funzionamento del sistema a temperature, frequenze e tensioni superiori, migliorando l'affidabilità ed il controllo e riducendo i costi.

4.2.4. I sistemi di controllo

Sono in sperimentazione e, in parte, anche già in fase di utilizzo alcune innovazioni tecnologiche relative ai sistemi di controllo dei componenti elettromeccanici delle turbine eoliche e che ne permettono un più efficiente funzionamento.

Una prima modifica possibile è la sostituzione dei tradizionali sistemi di controllo del passo delle pale, idraulici o elettrici, con meccanismi a catene dentate che hanno il vantaggio di non essere sensibili a shock elettrici e non richiedere l'utilizzo di lubrificanti. Altri progressi sono attesi sui sistemi di misurazione dei carichi meccanici sulle pale: l'utilizzo di fibre ottiche sulle pale per la misurazione delle tensioni mostra interessanti prospettive di sviluppo .

4.3. Gli impianti *offshore*

Gli impianti eolici *offshore* hanno la possibilità di sfruttare una risorsa (il vento) abbondante ed ampiamente diffusa, il potenziale economico di poter raggiungere costi competitivi e, quindi, di poter avere un importante impatto sulle future richieste di energia livello mondiale. Inoltre, le tecnologie adottate sono in fase di fortissimo sviluppo.

Al termine del 2010, tutti gli impianti eolici *offshore* operativi erano installati in Europa per una potenza totale di poco superiore ai 3 GW. La produzione complessiva di energia elettrica è di 11 TWh all'anno, pari a circa lo 0,3% della domanda di energia elettrica europea e per emissioni evitate di CO₂ di 7 milioni di tonnellate all'anno.

E' prevista l'entrata in funzione dei primi impianti *offshore* negli Stati Uniti ed in Cina, che hanno un potenziale installabile rispettivamente di 50 GW e di 100-200 GW. I costi capitali d'installazione di un impianto *offshore* variano tra 2000,00 e 3500,00 euro a kW e sebbene, sebbene vi sia un certo potenziale di riduzione dovuto al fatto che le tecnologie non sono ancora mature, non è previsto che questo sia paragonabile a quanto si è verificato per gli impianti *on-shore* negli ultimi venti anni.

4.3.1. La tecnologia degli impianti *offshore*

La tecnologia utilizzata sulle turbine *offshore* è essenzialmente una versione adattata all'ambiente marino della tecnologia delle turbine *on-shore*.

Rispetto alle turbine installate *on-shore*, le *off-shore* si differenziano per le seguenti caratteristiche:

- la taglia è sempre superiore ai 2 MW;
- i sistemi di fondazione;
- la velocità di rotazione della punta delle pale è maggiore e può arrivare a valori superiori a 80 m/s;
- poiché il profilo verticale del vento in mare è meno ripido, non è necessario raggiungere altezze elevate del mozzo e, quindi, l'altezza della torre di sostegno è generalmente di 80 m, inferiore all'altezza delle turbine *on-shore* di pari taglia;
- impatti potenziali sull'ambiente differenti.

La fondazione è una delle principali questioni tecniche da affrontare ed incide sui costi totali più che nel caso di impianti *on-shore*. A seconda della profondità, si possono adottare diverse modalità di fondazione che devono essere in grado di sopportare, oltre che i carichi statici, la combinazione dei carichi dinamici dovuti al vento, al moto ondoso ed alla struttura della turbina stessa. Nel dimensionamento delle strutture di fondazione è

inoltre determinante la conoscenza delle caratteristiche geologiche e geotecniche del fondo da valutare attraverso una completa serie di indagini specifiche in sito.

Il sistema elettrico di un impianto *offshore* è costituito da sei elementi chiave:

- il sistema di generazione della turbina;
- i cavi elettrici sottomarini di collegamento tra le turbine;
- la sottostazione *offshore* (se presente);
- i cavi elettrici sottomarini principali di collegamento alla costa;
- la sottostazione (ed i cavi) a terra;
- la connessione alla rete.

La sottostazione elettrica *offshore* è necessaria a ridurre:

- le perdite di energia elettrica aumentando la tensione dai 30-36 kV tipici del sistema di collegamento tra le turbine a valori di 100-220 kV tipici della connessione alla rete di distribuzione;
- il numero dei cavi sottomarini principali di collegamento alla costa.

In generale, la realizzazione della sottostazione non è richiesta se:

- l'impianto è piccolo (< 100 MW);
- l'impianto è vicino alla costa (< 15 km);
- la connessione alla rete di distribuzione è in media tensione.

La maggior parte degli impianti *offshore* esistenti e nelle condizioni precedenti e quindi non ha la sottostazione. Comunque, molti degli impianti di prossima realizzazione saranno di elevatissime potenze totali e/o localizzati a grande distanza dalla costa, per cui renderanno obbligatoria la realizzazione della sottostazione.

Una delle maggiori preoccupazioni è l'affidabilità a lungo termine dei cavi sottomarini; due soluzioni sono la posa e l'ancoraggio dei cavi a profondità sotto il terreno del fondo marino tali da evitare danneggiamenti dovuti ad ancore di imbarcazioni o reti a strascico e l'esposizione a carichi idrodinamici eccessivi.

L'installazione delle turbine e delle strutture di fondazione e, limitatamente, anche della sottostazione *offshore* è uno dei principali fattori che incidono sulla progettazione di un impianto *offshore* e sui costi capitali, considerato anche che queste operazioni vengono svolte da imbarcazioni di grandi dimensioni e dotate di attrezzature specifiche e che operano in condizioni meteomarine estremamente difficili.

L'industria eolica *offshore* rimane un settore relativamente giovane e che, conseguentemente, sarà oggetto di un forte sviluppo nei prossimi anni.

L'esperienza acquisita ha dimostrato che questo settore presenta eccezionali sfide tecniche e scientifiche che saranno affrontate con importanti sforzi di ricerca e sviluppo.

A differenza di ogni altro settore dell'industria *offshore*, nel caso dell'eolico *offshore*:

- ogni impianto è costituito da installazioni multiple e distribuite su aree molto più ampie;
- molti impianti sono posti vicino alla costa ed in acque basse;
- le questioni economiche pongono vincoli molto più restrittivi.

Questi fattori implicano che il contributo degli altri settori dell'industria *offshore* sia limitato e che le tecnologie si debbano evolvere in breve tempo utilizzando le informazioni di un numero limitato di progetti, al contempo creando numerose opportunità di sviluppo e maturazione in tempi più lunghi.

L'implementazione delle tecnologie avrà come obiettivi l'aumento dell'affidabilità degli impianti, la riduzione dei rischi (economici, tecnici e sulle persone) e dei costi, la protezione dell'ambiente e l'eliminazione delle barriere di tipo tecnico, normativo, ambientale, socioeconomico e politico che rallentano lo sviluppo dell'industria *offshore*.

Dal punto di vista tecnico, si richiederà lo sviluppo di infrastrutture e sistemi sostanzialmente differenti da quelli impiegati negli impianti *on-shore*. Per quanto riguarda invece i costi, nel caso degli impianti *offshore*, il costo delle turbine rappresenta circa un terzo dei costi totali d'installazione, rispetto ad un'incidenza superiore al 50% nel caso di impianti *on-shore*. Pertanto, per ridurre i costi di un impianto *offshore*, sarà necessario intervenire in particolare sui costi delle fondazioni, delle reti elettriche, dell'installazione e della manutenzione.

4.4.Gli impianti minieolici

La crescita del mercato eolico "domestico", relativo cioè alle applicazioni per usi residenziali o per piccole aziende agricole, è iniziata a partire dalla fine degli anni '90, grazie al forte impulso del settore degli impianti di media e grande taglia.

Negli ultimi anni le tecnologie adottate per le turbine di piccola taglia (con potenza inferiore ai 100 kW e con taglie che partono da qualche centinaio di watt) hanno raggiunto ottimi livelli proprio grazie all'esperienza maturata nel settore delle turbine con potenze superiori. Il risultato principale dello sviluppo tecnologico è stato il notevole abbassamento del limite minimo di funzionamento degli aerogeneratori che possono iniziare a produrre energia anche con velocità del vento inferiori a 2 m/s.

Sono stati sviluppate turbine, sia ad asse orizzontale che verticale, con diverse potenze e con range di funzionamento molto ampi per quanto riguarda la velocità del vento e che, quindi, possono funzionare per alcune migliaia di ore all'anno. Nonostante ciò, lo stato

dell'arte non ha ancora raggiunto la completa maturità tecnologica e molto può essere ancora fatto per produrre macchine sempre più efficienti ed affidabili.

Anche dal punto di vista economico i sistemi minieolici devono raggiungere la piena competitività: i costi per kilowatt installato variano da 2000 a 6000 euro per le turbine ad asse orizzontale e ad oltre 15000 euro per quelle ad asse verticale contro, ad esempio, i 1500 euro/kW delle turbine di grande taglia.

Tabella 4.1: Classificazione dei sistemi minieolici secondo le IEC 61400-2 (2006)

Potenza nominale [kW]	Area del rotore [m²]	Sottocategoria
P < 1 kW	A < 4,9 m ²	Picoeolico
1 kW < P < 7 kW	A < 40 m ²	Microeolico
7 kW < P < 50 kW	A < 200 m ²	Minieolico
50 kW < P < 100 kW	A < 300 m ²	-

In base alla disposizione dell'asse del rotore le turbine sono classificate in due categorie: ad asse orizzontale ed ad asse verticale. Le prime sono ancora oggi quelle caratterizzate dalla maggiore diffusione commerciale mentre le seconde sono oggetto di un grande sviluppo tecnologico.

4.4.1. Turbine ad asse orizzontale

Esistono diverse configurazioni di turbine: monopala, bipala, tripala, multipala. All'aumentare del numero di pale diminuisce la velocità di rotazione, aumenta il rendimento e cresce il prezzo. Escludendo il monopala e il multipala che hanno applicazioni particolari, il mercato si è concentrato sul bipala e tripala, orientandosi prevalentemente su questa ultima configurazione caratterizzata da coppia motrice più uniforme (e quindi di durata maggiore), energia prodotta leggermente superiore (cioè rendimento maggiore), nonché, a detta di molti, minore disturbo visivo, in virtù di una configurazione più simmetrica e di una minore velocità di rotazione.

Le turbine ad asse orizzontale hanno il vantaggio di essere:

- tecnologicamente mature ed efficienti;
- adatte ai regimi anemologici italiani;
- economiche (i prezzi variano da 6000 a 2000 €/kW a seconda della taglia e sono a questa inversamente proporzionali).

Gli svantaggi sono, invece, di non essere adatte all'ambiente urbano, di essere rumorose e di avere, anche se di dimensioni nettamente inferiori rispetto alle turbine di taglia superiore, impatto visivo.

La maggior parte delle turbine utilizza pale realizzate in materiale composito: poliestere di vetro rinforzato, con minor frequenza fibre di carbonio, e raramente legno. E' stato abbandonato l'utilizzo di alluminio a causa della sua propensione alla deformazione sotto sforzo.

Le dimensioni ridotte non consentono l'alloggio di motori d'imbardata o altre componenti metalliche di cui sono dotate le turbine di taglia superiore: quasi tutte le mini turbine montano timoni direzionali per orientare il rotore in direzione del vento.

In regime di vento forte le turbine devono essere dotate di un sistema di posizionamento passivo del rotore che ne disallinei l'asse rispetto a quello di rotazione della pala. La maggior parte delle micro e mini turbine si ripiega su di una cerniera, la velocità del vento a cui avviene il disallineamento e la maniera in cui si verifica dipendono dalla cerniera posta tra timone direzionale e navicella. Per avere un buon rendimento, le turbine devono essere posizionate in luoghi sottoposti a venti consistenti: per le macchine minieoliche, date le loro ridotte dimensioni, diventano fondamentali le caratteristiche di robustezza. Gli aerogeneratori più pesanti hanno dato prova di maggior robustezza ed affidabilità rispetto a quelli più leggeri. Il peso di una turbina minieolica rapportata all'area spazzata dal suo rotore, la cosiddetta massa specifica, misurabile in kg/mq, è quindi un buon indicatore di scelta tra macchine alternative. Normalmente ad una massa specifica più alta corrisponde un prezzo più elevato.

La maggior parte delle turbine eoliche impiega alternatori a magneti permanenti: si tratta della configurazione più semplice e robusta. Per le turbine ad uso domestico si trovano le seguenti configurazioni di alternatore: magneti permanenti, alternatore convenzionale a campo avvolto, generatore ad induzione.

Figure 4.7 e 4.8: Esempi di turbine ad asse orizzontale



4.4.2. Turbine ad asse verticale

Sono oggetto di un forte sviluppo tecnologico che ha portato a realizzare diverse configurazioni che differiscono in maniera evidente tra loro.

I vantaggi di queste macchine sono di essere adatte all'ambiente urbano e di non essere rumorose (emissioni pari a 0 dB ad 1 m di distanza).

Gli svantaggi sono invece di non essere ancora adatte ai regimi anemologici italiani ed economiche (i prezzi sono superiori a 5000 €/kW e possono raggiungere i 15000-20000 €/kW).

Le due principali tipologie di turbine ad asse verticale sono:

- la macchina di Savonius;
- la macchina di Darreius.

La macchina Savonius fu inventata circa sessanta anni fa da un finlandese, che le diede il nome, è impiegata essenzialmente per il pompaggio dell'acqua, e, di recente, anche nel campo della produzione di energia elettrica. Si tratta di una macchina molto semplice dal punto di vista costruttivo e di funzionamento. Oltre alle caratteristiche di semplicità, ha il vantaggio di essere molto robusta e di avere una forte coppia di spunto, cosa che ne consente l'avviamento anche con venti debolissimi.

Figura 4.9: Macchina di Savonius



La macchina di Darreius fu inventata, nella sua prima versione, negli anni '20 da un francese che le diede il nome. Viene anche chiamata ibrida perché presenta contemporaneamente caratteristiche di altre macchine: asse di rotazione verticale – analogamente alla Savonius – e pale di tipo aerodinamico, come gli altri aerogeneratori. La macchina di Darreius è caratterizzata da grande semplicità di costruzione e da alto rendimento che si attesta intorno al 40%, riuscendo a combinare i vantaggi di entrambe le tipologie. Il regime di rotazione è molto elevato. Invece, la coppia di spunto molto bassa non permette a questa tipologia di macchine di avviarsi con venti deboli.

Figura 4.10: Macchina di Darreius



4.4.3. Analisi di fattibilità e applicazioni dei sistemi minieolici

Nell'analisi di valutazione di un impianto minieolico, la campagna d'indagini anemologiche può arrivare a costare più dell'impianto stesso. Quale supporto alle analisi possono essere utilizzati i dati di stazioni meteorologiche limitrofe o di mappe del vento da modelli numerici, la presenza storica di macchine eoliche per il pompaggio dell'acqua da pozzi o di altri impianti anche di media e grossa taglia. Tutti questi fattori possono essere indicativi ma, certamente, non esaustivi di condizioni favorevoli all'installazione di un sistema minieolico. E' sempre e comunque preferibile procedere alle indagini anemologiche per evitare investimenti in aree che potrebbero rivelarsi a posteriori non adatte.

Vi sono delle regole generali da seguire per ottimizzare la produzione di energia ed evitare perdite dovute alle interferenze di ostacoli (edifici, alberi, ecc.):

- ad eccezione di turbine di taglie inferiori al kW, le torri di sostegno dovrebbero essere alte un minimo di 10 m e, preferibilmente, 18-20 m;
- in caso di posizionamento sopravento rispetto all'ostacolo, le turbine dovrebbero essere ad una distanza pari ad almeno due volte l'altezza dell'ostacolo;
- in caso di posizionamento sottovento rispetto all'ostacolo, le turbine dovrebbero essere ad una distanza pari ad almeno dieci volte l'altezza dell'ostacolo e, ad una distanza di quindici volte l'altezza dell'ostacolo, le perdite sono trascurabili.

La generalità delle ultime due regole deriva dal fatto che l'ampiezza della scia creata dall'ostacolo dipende dalla sua forma e dalla sua disposizione rispetto alle direzioni prevalenti del vento. Le stesse regole vengono anche incontro all'esigenza di non dover posizionare la turbina nelle vicinanze di un edificio per evitare il superamento dei limiti acustici ma contrastano con l'opportunità di non installare il sistema a distanze dall'utenza (o dal punto di connessione alla rete) tali da farlo divenire antieconomico. Inoltre, sarebbe preferibile evitare l'installazione di turbine su edifici per la possibile insorgenza di vibrazioni o turbolenza.

Figura 4.11: Influenza degli ostacoli sul vento



I sistemi minieolici hanno due applicazioni principali:

- sistemi elettrici autonomi, cioè per utenze non connesso alla rete di distribuzione dell'energia elettrica (*stand alone* o *off grid*);
- sistemi di generazione distribuita, cioè per utenze connesse alla rete di distribuzione dell'energia elettrica (*grid connected*).

I primi sistemi sono stati l'applicazione tradizionale del minieolico (ad esempio per l'elettificazione di aree rurali, l'alimentazione di sistemi di radio e telecomunicazioni, il pompaggio dell'acqua); più di recente questo andamento si è invertito e gli impianti installati sono principalmente quelli connessi alla rete di distribuzione.

Figura 4.12: Impianti connessi alla rete di distribuzione

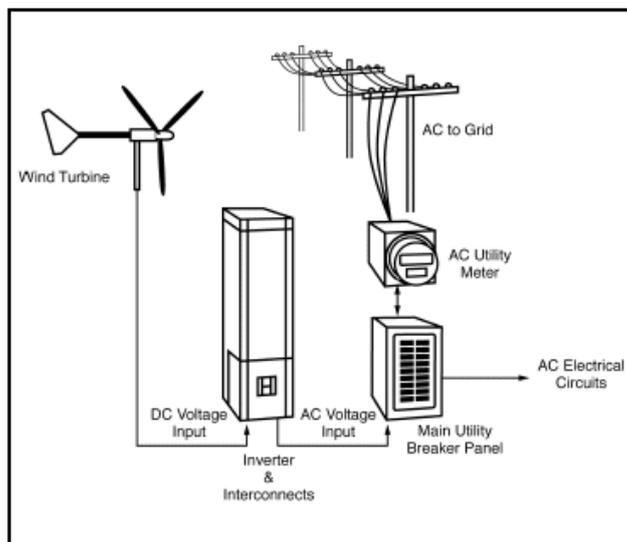
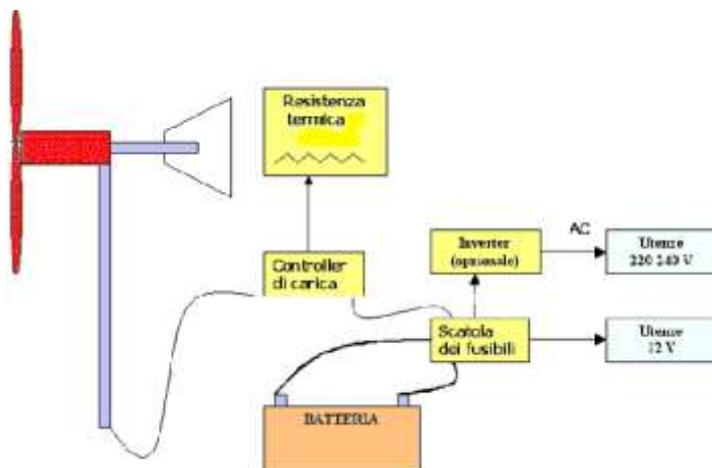


Figura 4.13: Impianti non connessi alla rete di distribuzione



4.4.4. Impatto ambientale del minieolico

L'impatto ambientale ha elementi in comune con quello dei grandi impianti, poiché interferisce con i medesimi elementi naturali, pur determinando risultati percettivi diversi. Da una parte le microturbine hanno dimensioni notevolmente minori rispetto ai grandi aerogeneratori, conseguentemente necessitano di spazi limitati e sono relativamente poco visibili. Dall'altra però sono spesso installate in prossimità delle utenze che possono soffrirne la presenza in termini di spazio sottratto ad altri usi, accettabilità dal punto visivo (si tratta di una presenza invasiva con cui convivere, anche se possono essere piacevoli

dal punto di vista estetico). Pur se quantitativamente non rilevanti questi inconvenienti devono preliminarmente essere messi in conto nello studio di fattibilità del progetto.

Una problematica importante inoltre è quella del rumore: la vicinanza all'utente e l'assenza di schermi per evitare interferenze alla direzione ed intensità del vento, deve condurre ad una scelta ponderata del modello di turbina e del luogo d'installazione.

A fronte di alcuni impatti sull'ambiente è doveroso citare gli innumerevoli benefici legati alle applicazioni di piccoli impianti eolici. Questi sono riconducibili principalmente ai danni evitati rispetto al ricorso ad altre forme di energia o a soluzioni di connessione alla rete difficilmente attuabili e comunque con costi elevatissimi.

In breve si può affermare che i benefici di applicazioni di micro-eolico sono:

- servizio a zone altrimenti isolate o raggiungibili mediante opere di maggior impatto;
- attuazione di una politica di distribuzione della generazione di energia elettrica;
- contributo alla diversificazione delle fonti;
- riduzione della dipendenza energetica da fonti convenzionali della zona interessata dal progetto;
- infine si evita l'emissione di sostanze inquinanti.

4.5.Integrazione nelle reti di distribuzione

L'energia eolica è a volte non correttamente considerata come una fonte di energia intermittente. Al livello di sistemi energetici, l'energia eolica non parte e non si ferma ad intervalli regolari. Anche in condizioni estreme, come durante le tempeste, sono necessarie alcune ore affinché il contributo energetico di una turbina nel sistema locale si annulli. Inoltre, i periodi di interruzione della produzione eolica sono prevedibili e la transizione sino a potenza nulla è graduale. Vale la pena considerare anche la disponibilità tecnica delle turbine eoliche che arriva al 98%, valore elevato se confrontato con quelli delle altre tecnologie. Altri vantaggi dell'energia eolica sono la modularità e l'installazione distribuita: la rottura di una singola macchina ha effetti trascurabili sulla disponibilità complessiva. Per tutti questi motivi, il termine intermittente è inappropriato e quello corretto è variabile: l'energia eolica è, infatti, una fonte energetica variabile che deve essere considerata come uno degli aspetti di un sistema elettrico variabile e dinamico e la sua variabilità deve essere esaminata a livello di sistema complessivo piuttosto che d'impatto di una singola turbina o del singolo impianto eolico dove la variabilità è assorbita dalle normali condizioni del carico della rete.

In termini di fornitura energetica complessiva, non solo è assolutamente irrilevante considerare l'interruzione di servizio di un impianto, ma l'impatto sulla variabilità del carico di rete dell'eolico è trascurabile se l'energia prodotta è inferiore al 10% della domanda.

L'energia eolica varia in funzione delle condizioni meteorologiche, e questa variabilità si verifica su diverse scale temporali: secondi, minuti, ore, giorni, mesi, stagioni ed anni. La conoscenza di queste variazioni e della loro previsione è un fattore chiave per l'integrazione e l'utilizzo ottimale dell'energia eolica nei sistemi energetici che devono far fronte a queste variazioni attraverso la loro configurazione, i sistemi di controllo e l'interconnessione.

Le esperienze condotte in Europa mostrano che, se un singolo impianto eolico può avere variazioni orarie di potenza superiori al 60%, per più impianti aggregati a livello territoriale questi valori non superano il 20%. Ancora, per aree geografiche più ampie, se gli impianti eolici sono distribuiti in maniera uniforme, le massime variazioni orarie di potenza sono inferiori al 10% della potenza totale installata. Quindi, l'effetto dell'aggregazione territoriale e, più marcatamente, dell'ampia diffusione geografica degli impianti eolici è quello di contrastare la variabilità a breve termine: maggiore è la diffusione degli impianti e minore sarà l'impatto sul sistema energetico della variabilità a breve termine. Inoltre, questo effetto aumenta con le dimensioni dell'area considerata.

Gli impatti dell'energia eolica sul sistema elettrico dipendono da:

- livello di penetrazione dell'energia eolica;
- dimensione della rete;
- mix delle fonti energetiche nel sistema.

Per bassi livelli di penetrazione dell'eolico, difficilmente possono essere impatti sui sistemi elettrici. In ogni caso, i sistemi di gestione e controllo dei maggiori sistemi elettrici sulla variabilità della domanda e delle forniture di elettricità sarebbero adeguati ad accettare livelli di penetrazione dell'energia eolica anche di poco superiori al 20%. Per livelli superiori, sarebbero necessarie delle modifiche.

Localmente, gli impianti eolici interagiscono con le reti esattamente come un qualsiasi altro impianto di generazione. In questo contesto, i principali fattori da tenere sotto controllo sono le variazioni di tensione, la qualità dell'energia e l'efficienza della distribuzione.

Su scala più ampia, vi sono altri aspetti da considerare:

- impianti eolici influenzano i livelli di tensione e le fluttuazioni di potenza nelle reti;
- impianti eolici rendono necessaria la costruzione di nuove infrastrutture di distribuzione;
- gli impianti eolici richiedono misure di regolazione e controllo e possono influenzare l'efficienza degli altri impianti di generazione del sistema;
- si possono verificare situazioni nelle quali il funzionamento di uno o più impianti eolici può essere sottoposto a restrizioni;

- l'energia eolica contribuisce in maniera significativa alla stabilità del sistema e alla sicurezza della fornitura.

4.5.1. Connessione alla rete

Tutti i soggetti connessi ad una rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica, devono conformarsi ad una serie di richieste tecniche in maniera da permettere alla rete di funzionare in sicurezza ed efficientemente. Per questo, i gestori delle reti richiedono spesso ai produttori di provvedere direttamente a molte delle funzioni di controllo e le richieste tecniche possono essere anche molto complesse. Queste richieste tecniche vengono generalmente denominate Codice di Rete.

Le caratteristiche tecniche e la relativa documentazione richiesta nei codici di rete varia in funzione dei sistemi elettrici, le tipiche richieste per i produttori sono le seguenti:

- tolleranza;
- controllo della potenza reattiva;
- controllo della potenza attiva;
- qualità dell'energia.

La tolleranza definisce le condizioni per le quali l'impianto eolico deve operare sul sistema elettrico: in particolare, i limiti massimo e minimo per la tensione e per la frequenza. Solitamente vi sono degli intervalli di funzionamento che si applicano in continuo ed ulteriori intervalli estremi che si applicano a breve termine.

Il controllo della potenza reattiva implica la richiesta del gestore di rete al produttore di controllare la tensione sulla rete. La maniera più semplice è quella del fattore di potenza fisso: si ritiene che un impianto eolico funzioni in generazione ad un fattore di potenza prefissato, solitamente pari ad 1. È possibile che la precisione e gli intervalli di verifica non siano stabiliti e che il valore fisso possa saltuariamente cambiare.

Tutte le forme di controllo della potenza attiva in una turbina eolica richiedono una riduzione della potenza in uscita e, questa evenienza deve essere considerata come ultima risorsa. Il metodo più semplice è quello di definire un limite massimo di potenza in uscita per un impianto o per un gruppo di impianti eolici.

Con il termine di qualità dell'energia si definisce in generale il livello d'integrazione fra un sistema di generazione di energia elettrica e la rete di distribuzione. Un'ottima qualità dell'energia indica che tensione e intensità di corrente sono continue e sinusoidali e ciò implica che il sistema di generazione non influenza la qualità dell'energia della rete in termini di stabilità e di affidabilità del sistema.

5.SVILUPPO DI UN PROGETTO EOLICO

5.1.Fasi di sviluppo di un impianto eolico

Le attività di sviluppo si articolano generalmente attraverso le seguenti operazioni principali:

- reperimento di siti idonei ed analisi preliminare;
- studi di prefattibilità tecnica ed economica e d'inserimento ambientale;
- rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte;
- studio ed analisi delle caratteristiche anemologiche;
- analisi di *micrositing*;
- progettazione tecnica preliminare, definitiva ed esecutiva;
- studi ed analisi di impatto ambientale;
- accordi commerciali con le ditte produttrici delle turbine eoliche;
- costruzione, gestione, sorveglianza e manutenzione ordinaria e straordinaria;
- cessione dell'energia elettrica prodotta, anche attraverso accordi con aziende pubbliche e private;
- dismissione dell'impianto e il ripristino delle aree alle condizioni ante operam.

5.1.1.Reperimento di siti idonei ed analisi preliminare

Una volta che un sito è stato individuato, è necessario realizzare una analisi preliminare per determinare se questo è potenzialmente idoneo alla realizzazione di un impianto eolico (“vocazione eolica” dell'area).

L'analisi preliminare può essere un utile strumento per la valutazione di eventuali alternative o per l'individuazione di altri siti potenziali.

I principali passaggi di questa prima fase sono:

- analisi della risorsa eolica: analisi dei dati del vento eventualmente acquisiti da stazioni meteorologiche installate in sito o in aree limitrofe e/o di mappe del vento dell'area in esame costruite in base alla modellazione numerica o fisica;
- sopralluoghi preliminari: valutazione della presenza di indicatori della “vocazione eolica dell'area” e di eventuali condizioni ostative.

5.1.2. Studi di prefattibilità tecnica, economica e ambientale

Nella seconda fase delle attività di sviluppo, si inizia ad entrare più nel dettaglio delle questioni tecniche, economiche ed ambientali. Alcuni passaggi possono essere:

- analisi di prefattibilità economica: valutazione preliminare delle caratteristiche economiche e finanziarie del progetto;
- analisi della normativa: analisi delle linee guida e della regolamentazione specifica per l'autorizzazione degli impianti eolici;
- analisi della capacità della rete di trasmissione: valutazione delle caratteristiche della rete elettrica in termini di capacità di recepimento.

5.1.3. Rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte

I rapporti con le amministrazioni locali competenti per territorio e con le comunità coinvolte direttamente dallo sviluppo del progetto devono essere avviati già nelle primissime fasi: la loro opposizione alla realizzazione dell'impianto è una delle componenti più critiche per la riuscita dell'iniziativa.

Dove possibile, dovrebbero essere creati con le amministrazioni locali di rapporti solidi e positivi, evidenziando i benefici dell'iniziativa in termini di incremento dei posti di lavoro da parte di manodopera locale, introiti economici per l'amministrazione e il potenziale attrattiva per il turismo. È prassi ormai consolidata, inoltre, quella di proporre alle amministrazioni la stipulazione di una convenzione che, a fronte di un impegno economico a favore della stessa, istituisca un rapporto ufficiale di cooperazione tra le parti.

Non di secondaria importanza è l'accettazione del progetto da parte delle comunità locali. Non è infatti infrequente che alcuni progetti siano stati abbandonati per il mancato coinvolgimento della popolazione e per l'azione di opposizione all'impianto dovuta ad associazioni di tutela nate localmente.

Sempre a partire dalle prime fasi dello sviluppo, devono essere avviate le attività necessarie all'acquisizione dei diritti dei terreni interessati dal impianto, e che possono essere sia di proprietà privata che pubblica. Gli accordi con i proprietari devono prevedere la corresponsione di un canone di locazione a fronte della cessione dei diritti di superficie come anche la stipulazione di contratti condizionati all'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione dell'impianto e finalizzati all'acquisto dei terreni.

5.1.4. Studio ed analisi delle caratteristiche anemologiche

Soluzioni quali l'utilizzo di modelli numerici di simulazione del vento in una certa località, di mappe del vento a scala regionale o nazionale o di dati del vento acquisiti da stazioni meteorologiche poste nelle vicinanze del sito, sono strumenti utili all'individuazione preliminare dei siti ma non sono abbastanza curati per giustificare la realizzazione di un parco eolico. Poiché la valutazione della producibilità energetica è determinante per la scelta di proseguire o no con lo sviluppo, questa è una fase estremamente delicata e dalla quale dipende la riuscita dell'iniziativa. L'unica possibilità di caratterizzare nella maniera più precisa ed accurata l'area in fase di sviluppo dal punto di vista anemologico, anche se per arrivare ad ottenere i risultati necessari si devono impiegare diversi mesi, è quella di realizzare un'indagine diretta in sito con l'appropriata strumentazione di acquisizione dei dati del vento. L'acquisizione dei dati del vento in sito permette di importare le successive fasi di analisi dei dati e di valutazione della producibilità energetica.

Per un'area dove è ipotizzabile la realizzazione di un piccolo impianto eolico, per un'accurata valutazione delle caratteristiche anemologiche può essere sufficiente un'unica stazione di misura dei dati del vento. Per impianti più grandi, con potenze superiori ai 20 MW, e localizzati in aree con caratteristiche geomorfologiche complesse, è necessario installare più stazioni di misura per fornire un'adeguata valutazione anemologica del sito. Per impianti con potenze di circa 100 MW o superiori, la campagna anemologica è di particolare importanza ed il numero delle stazioni di misura deve essere determinato con grande cura anche in considerazione della geomorfologia del sito.

Il numero delle stazioni è quindi definito in funzione delle caratteristiche del sito in esame; in generale è possibile affermare che, per terreni complessi o in presenza di alberi ad alto fusto, in caso di un numero significativo di turbine a distanza superiore ad 1 km dalla stazione, sarebbe opportuna l'installazione di una seconda stazione. Questa distanza può essere superiore nel caso di terreni non complessi e non alberati.

La scelta dell'altezza della stazione dipende direttamente dalla necessità di realizzare misurazioni il più accurate possibile per la definizione del potenziale energetico dell'area.

Pertanto, è chiara l'importanza di acquisire i dati del vento ad altezze prossime a quella del mozzo.

Data l'evoluzione delle altezze del mozzo, che ormai hanno superato i 100 m, se non è possibile installare una o più stazioni con altezze pari a quelle della turbina di progetto, un ragionevole compromesso è quello di assicurarsi che la stazione sia almeno ad un'altezza pari al 75% di quella del mozzo.

Sulla scelta dell'altezza delle stazioni di misura pesano anche considerazioni di tipo economico: il loro costo aumenta considerevolmente con l'altezza. Inoltre sino a quote di

circa 60 m possono essere utilizzate le classiche torri tubolari con tiranti di sostegno; oltre si deve ricorrere a soluzioni più complicate e, quindi, più costose.

Una tipica stazione anemometrica è dotata di sensori di velocità e di direzione del vento installati a diverse altezze ed il cui numero dipende dall'altezza della stazione e dall'accuratezza dei risultati che si vuole ottenere. Oltre a questi sensori, le stazioni possono essere corredate di sensori della temperatura e della pressione. I dati sono misurati in continuo e vengono inviati ad un acquisitore, posizionato alla base della torre ed alimentato da batterie o da un impianto fotovoltaico o minieolico. L'elaborazione dei dati avviene su intervallo di tempo pari, solitamente, a 10 minuti ottenendo così le variabili anemologiche richieste.

Le stazioni sono completate da una serie di sistemi di sicurezza e protezione e da altre apparecchiature.

La gestione della strumentazione deve prevedere la validazione iniziale dei dati e la loro verifica periodica ed, inoltre, la realizzazione di un rapporto di installazione che contenga tutte le informazioni relative alle specifiche delle apparecchiature utilizzate, alle operazioni di montaggio ed ai certificati di calibrazione della sensoristica.

Poiché l'affidabilità dei dati a lungo termine è una questione centrale nella valutazione della fattibilità di un impianto eolico, la durata delle indagini anemologiche, non deve essere inferiore ad un anno ma, preferibilmente, l'operatività della stazione dovrebbe essere mantenuta per periodi più ampi per coprire sia le variazioni stagionali sia quelle annuali e pluriennali ed avere una maggiore rappresentatività delle condizioni anemologiche del sito e, quindi, maggiore accuratezza della previsione della producibilità energetica.

Le operazioni di analisi dei dati del vento vengono effettuate sia in fase di acquisizione, ad intervalli regolari, che di dismissione della stazione di misura. Con i dati validati vengono calcolati i parametri statistici, che permettono di caratterizzare il sito dal punto di vista anemologico ed energetico, tra questi vi sono:

- curva di durata della velocità media del vento attraverso la distribuzione di Weibull;
- distribuzione delle direzioni di provenienza del vento;
- periodi di calma;
- componenti stagionali e giornaliere della velocità del vento;
- scarto quadratico medio;
- turbolenza;
- rapporto di raffica;
- gradiente della velocità del vento al suolo;
- energia specifica della vena fluida.

I precedenti parametri possono essere calcolati per settori di provenienza, per ciascun mese e per classi di velocità. Inoltre, di ognuno di questi vengono calcolati anche i valori percentili al 5% ed al 95%.

Uno degli elementi chiave per la valutazione della producibilità energetica di un sito è la corretta previsione del regime anemologico a lungo termine per la quale sono possibili due metodi:

- La correlazione dei dati acquisiti in sito con i dati a lungo termine acquisiti da una o più stazioni di riferimento posizionate al di fuori del sito e con esposizione e condizioni di vento simili;
- l'utilizzo dei soli dati acquisiti in sito.

In caso di disponibilità di una o più stazioni di riferimento con periodi di rilievo sufficientemente lunghi, possibilmente dieci anni o più, per una più accurata previsione a lungo termine è decisamente preferibile il primo metodo con il quale si mettono in correlazione i dati rilevati dalla stazione di riferimento con quelli rilevati in sito.

5.1.5. Analisi di micrositing

L'attività di *micrositing*, implementata attraverso specifici *software*, permette di determinare le condizioni di ventosità (campo di vento) e la producibilità energetica all'interno del sito in esame.

I dati che devono essere forniti in ingresso sono:

- condizioni anemologiche del sito: intensità del vento, distribuzione in frequenza della velocità del vento per settori di direzione, parametri di Weibull, rosa dei venti;
- condizioni orografiche del sito: mappa digitale in 3D dell'area di interesse del sito, rugosità del terreno;
- condizioni meteo della zona: temperatura e densità media dell'area;
- condizioni tecniche dell'impianto: numero degli aerogeneratori, potenza nominale, curva di potenza, livelli di emissioni rumorose.

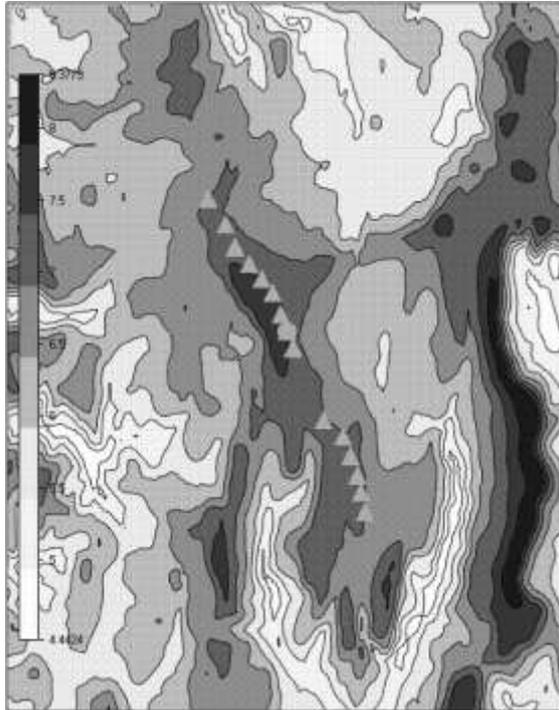
La ventosità del sito viene rappresentata mediante un'analisi del profilo verticale di velocità del vento e la costruzione delle mappe di ventosità (mappe isovento).

Per quanto riguarda il profilo di velocità, avendo a disposizione più livelli di misura, è possibile calcolare, in base anche alla rugosità del terreno ed alla stabilità atmosferica, la velocità media del vento a diverse quote.

Le mappe isovento sono delle rappresentazioni grafiche della ventosità presente sul sito in cui l'intensità del vento media registrata nel corso del periodo di misura e per tutte le direzioni di provenienza del vento è rappresentata da isolinee o isosuperfici di pari

intensità. Le mappe di isovento possono essere elaborate a diverse quote rispetto al terreno, a seconda dell'altezza delle torri che si pensa possano essere installate nel sito.

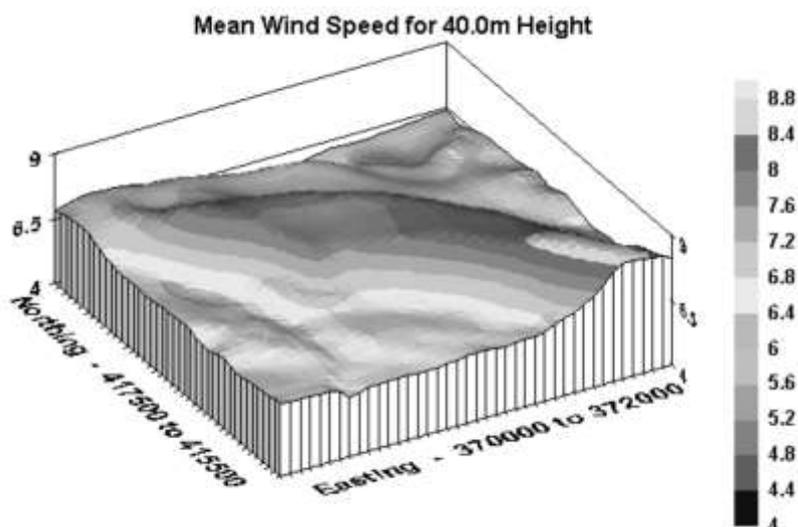
Figura 5.1: Esempio di mappa isovento



Al fine di definire il potenziale energetico del sito è necessario inserire nel codice di calcolo il *layout* preliminare dell'impianto che si intende realizzare nel sito sulla base delle seguenti considerazioni:

- disponibilità di area quanto più possibile libera di vegetazione ad alto fusto;
- disponibilità di area non appartenente ad area parco o altre aree protette;
- altimetria ed orografia dell'area;
- sfruttamento delle zone di massima ventosità;
- condizioni di accesso al sito;
- dimensioni delle macchine da installare e diametro del rotore;
- direzione dei venti prevalenti;
- prescrizioni della normativa nazionale e regionale.

Figura 5.2: Esempio di layout di un impianto



Una volta definito il *layout* preliminare dell'impianto, la fase successiva del micrositing permette di calcolare la producibilità energetica del sito utilizzando diverse tipologie di aerogeneratori per valutare il più adatto alle condizioni. I risultati tengono in considerazione anche le perdite che si verificano per gli effetti dell'orografia del sito e per la creazione dell'effetto scia tra le turbine. In questa fase, è anche possibile modificare la posizione degli aerogeneratori, sempre tenendo conto delle precedenti condizioni e di alcuni vincoli progettuali e normativi, per ottimizzarne il rendimento energetico. In base ai risultati ottenuti, l'ultima fase è quella della scelta della tipologia di aerogeneratore per la realizzazione del parco eolico.

5.1.6. Progettazione tecnica preliminare

Gli impianti eolici sono costituiti dalle prime, le strutture civili ed elettriche ed al sistema di supervisione e controllo dell'impianto.

I fattori o i vincoli tecnici, ambientali e normativi che possono incidere in fase di progetto sulla localizzazione delle turbine sono:

- massima potenza installabile;
- geometria del sito;
- distanza da case ed edifici;
- vincoli ambientali;
- localizzazione dei ricettori sensibili e criteri di valutazione dell'impatto acustico e dell'impatto elettromagnetico;
- localizzazione dei punti di vista particolare e criteri di valutazione dell'impatto visivo e paesaggistico;

- localizzazioni di edifici che possono essere interessati dal fenomeno dello *shadow flickering* e criteri di valutazione dell'impatto;
- distanze minime fra le turbine;
- vincoli associati alla presenza di potenziali interferenze elettromagnetiche.

I parametri precedenti possono cambiare a seguito di accordi o valutazioni che possono verificarsi nel corso dell'attività e, quindi, il processo di localizzazione può essere di tipo iterativo. Quando si arriva a delineare un quadro probabile può essere realizzato il progetto preliminare dell'impianto. Una stima di massima della capacità di installazione è di 12 MW per km². Sempre in fase preliminare è necessario definire con una certa approssimazione la taglia delle turbine da utilizzare in maniera da definire un *range* di diametri del rotore e di altezza del mozzo e, eventualmente, più layout possibili; le condizioni al contorno e le decisioni prese in questa fase non possono prescindere dai risultati della precedente attività di *micrositing* stesso. Il layout preliminare può essere utilizzato per l'esame da parte delle amministrazioni e delle comunità locali coinvolte.

Le infrastrutture di un impianto eolico consistono in: infrastrutture civili, quali viabilità esterna ed interne all'impianto, fondazione delle turbine, edifici; infrastrutture elettriche, quali stazione di connessione alla rete di distribuzione, stazione di trasformazione, linee elettriche interrato di connessione tra le turbine, linee elettriche di connessione, sistemi elettrici di controllo e protezione.

Il sistema di supervisione controllo è generalmente in remoto e riceve il segnale proveniente da una serie di cavi a fibre ottiche che, da ogni turbina, si connettono ad una centrale di comunicazione dei dati verso il sistema principale. I lavori di realizzazione delle opere elettriche e civili sono realizzati da imprese diverse dai produttori delle turbine che, nella maggioranza dei casi, provvedono alla fornitura del sistema di supervisione e controllo ed alle operazioni di manutenzione sulle turbine.

5.2. Progettazione definitiva ed esecutiva del parco eolico

5.2.1. Fondazioni

Quando non si ravvisano criticità in merito alla capacità portante del terreno di fondazione, ai cedimenti nonché alla stabilità globale rispetto ai versanti in cui è stata individuata la posizione della turbina, è possibile realizzare una fondazione diretta, che consiste nella costruzione di un grande plinto alla base della torre, che, grazie al peso proprio, riesce a contrastare le azioni orizzontali e gli alti momenti scaricati a base torre. Naturalmente, le ipotesi assunte in fase di progetto dovranno essere verificate tramite campagne geotecniche anche in fase di esecuzione dello scavo, per evitare il rischio di incorrere in

un'errata valutazione della capacità portante dei terreni. Quando le condizioni rispetto alla deformabilità e alla resistenza di terreni non sussistono più si usano le fondazioni su pali. Diventa così necessario intercettare formazioni più rigide nel sottosuolo su cui scaricare gran parte delle tensioni indotte dall'aerogeneratore.

5.2.2. Analisi di stabilità dei pendii

Per pendio s'intende una porzione di versante naturale il cui profilo originario è stato modificato da interventi artificiali rilevanti rispetto alla stabilità. Per frana si intende una situazione di instabilità che interessa versanti naturali e che coinvolge volumi considerevoli di terreno.

Un problema di stabilità si risolve mediante le equazioni di campo e dei legami costitutivi. Le prime sono di equilibrio, le seconde descrivono il comportamento del terreno. Tali equazioni risultano particolarmente complesse poiché i terreni sono dei sistemi multifase, che possono essere ricondotti a sistemi monofase solo in condizioni di terreno secco o di analisi in condizioni drenate.

Nella maggior parte dei casi ci si trova a dover trattare un materiale che, se saturo è perlomeno di fase; ciò rende la trattazione delle equazioni di equilibrio notevolmente complicata. Inoltre è praticamente impossibile definire una legge costitutiva di validità generale.

I metodi principalmente utilizzati sono il Metodo dell'Equilibrio Limite (LEM), il Metodo dei Conci ed il Metodo di Sarma.

5.2.3. Valutazione dell'azione sismica

Nelle verifiche agli Stati Limite Ultimi la stabilità dei pendii nei confronti dell'azione sismica viene eseguita con il metodo pseudo-statico.

Per i terreni che sotto l'azione di un carico ciclico possono sviluppare pressioni interstiziali elevate viene considerato un aumento percentuale delle pressioni neutre che tiene conto di questo fattore di perdita di resistenza.

Ai fini della valutazione dell'azione sismica, nelle verifiche agli stati limite ultimi, vengono considerate le seguenti forze statiche equivalenti:

$$F_H = K_0 \cdot W$$

$$F_V = K_V \cdot W$$

essendo F_H e F_V rispettivamente la componente orizzontale e verticale della forza d'inerzia applicata al baricentro del concio, W il peso del concio, K_0 il coefficiente sismico orizzontale e K_V il coefficiente sismico verticale.

5.2.4.Piazzole

Il montaggio e la posa in opera degli aerogeneratori richiedono ovviamente adeguati spazi di lavoro e di manovra, a pendenza nulla sia longitudinale che trasversale. In considerazione delle dimensioni dei componenti degli aerogeneratori e degli ingombri dei mezzi meccanici per il montaggio, devono essere identificate le seguenti aree:

- area di piazzola principale, sede delle strutture dell'aerogeneratore e di forma rettangolare;
- pista di manovra e montaggio, di forma rettangolare e necessaria per la manovra ed il montaggio della gru principale del cantiere, dei trami, della navicella e delle pale fino all'altezza di progetto.

5.2.5.Viabilità esterna ed interna

Per il trasporto dei componenti, devono essere eseguiti dei sopralluoghi da parte dei progettisti e dei tecnici di imprese di trasporto specializzate necessari a determinare in sito le caratteristiche della viabilità esistente con misurazioni tese a verificare la fattibilità del passaggio dei mezzi di trasporto con le lunghezze ipotizzate.

Gli interventi sulla viabilità interna, primaria per il collegamento delle varie piazzole e secondaria di accesso alla singola piazzola, sono mirati sia all'adeguamento di viabilità esistente che alla realizzazione di nuova viabilità.

5.2.6.Componenti elettriche

Il sistema elettrico di un impianto eolico è composto principalmente da:

- linee elettriche di interconnessione tra gli aerogeneratori;
- stazione di smistamento MT/MT;
- linee elettriche di collegamento alla stazione di trasformazione/elevazione;
- stazione di trasformazione/elevazione MT/AT;

il sistema elettrico deve essere progettato e realizzato in maniera da:

- soddisfare le condizioni tecniche e di sicurezza del gestore della rete (contenute nel Codice di Rete);
- soddisfare le condizioni tecniche delle turbine;
- avere un bilancio ottimale tra costi capitali, costi di gestione ed affidabilità.

5.3.Costruzione

Due aspetti chiave del processo di costruzione, che sono invarianti del numero di macchine che costituiscono l'impianto, sono:

- il trasporto e lo stoccaggio dei componenti impiantistici ed elettronici;
- il montaggio degli aerogeneratori.

Il trasporto dei componenti degli aerogeneratori (trami delle torri, navicelle e pale) richiedono una pluralità di mezzi e di strategie per raggiungere direttamente l'area dell'impianto. In particolare, è necessario evidenziare che un'importante differenziazione rispetto all'utilizzo di diversi mezzi è relativo alla viabilità da percorrere. Normalmente infatti, la viabilità da percorrere per raggiungere l'impianto, si può suddividere in: viabilità ordinaria, assimilabile alla viabilità autostradale o tratti di SS e SP; viabilità di sito, relativa alla viabilità di prossimità all'impianto. I mezzi da utilizzare sono differenti rispetto alle due tipologie: per la viabilità ordinaria, utilizzo di mezzi di trasporto speciali; per la viabilità di sito, utilizzo di mezzi assimilabili a varie specie di carrelli modulari semoventi, con assi indipendenti e tutti sterzanti.

I mezzi di trasporto più lunghi, necessari per le navicelle e per le pale, ricorrono a rimorchi speciali con sistemi di sterzata indipendente su ogni asse, frontale e posteriore, con controlli di livelli idraulici speciali, che permettono di superare tornanti con raggi di curvatura non elevati.

Figura 5.3: Esempio di trasporto pale su viabilità ordinaria



Figura 5.4: Esempio di trasporto pala con elicottero



Il montaggio degli aerogeneratori avviene secondo schemi prestabiliti e collaudati da imprese specializzate con numerose esperienze analoghe. I mezzi principali necessari al montaggio sono due autogru che vengono collocate nell'area principale della piazzola riservata all'assemblaggio.

La prima gru, di solito gommata, di dimensioni contenute e con capacità di sollevamento di 150 t, si rende necessaria nella prima fase di scarico dei vari componenti dai mezzi di trasporto alle piazzole di assemblaggio, e nelle fasi successive di montaggio.

Per il sollevamento ed il montaggio dei trami componenti la torre, del rotore e delle pale è necessario infatti una seconda autogru, di solito cingolata e di elevata potenza con capacità di sollevamento di almeno 600 t, la quale operando in coordinazione con la gru gommata esegue le operazioni di montaggio. Tale seconda gru ha come vincolo operativo la necessità di essere collocata alla minore distanza possibile rispetto al centro del posizionamento del pilone principale.

Figura 5.5: Montaggio di un aerogeneratore



5.3.1. Collaudo

La fase di collaudo di un impianto eolico inizia già prima del completamento della sua costruzione e prosegue successivamente al termine dei lavori.

Durante il collaudo vengono effettuate delle prove di funzionamento elettrico, singolarmente su tutte le turbine e sugli altri componenti dell'impianto, e delle prove sulle opere civili. Una corretta ed attenta fase di collaudo è importante per raggiungere ottimi livelli qualitativi dell'impianto e per ridurre i rischi di malfunzionamento durante la sua vita.

In particolare, per ogni turbina vengono effettuate due prove, che si possono differenziare a seconda di quanto previsto dal produttore:

1. una procedura di primo avvio (*Start-up Procedure*);
2. una procedura di funzionamento (*Operational Test*) durante la quale le turbine vengono fatte operare per un periodo continuo, generalmente di 120 ore.

Altro importante teste è quello che si realizza un sistema di monitoraggio e controllo a distanza. Il sistema connette le turbine, la sottostazione e le stazioni meteorologiche ad un computer centrale; questo computer e di relativo sistema di comunicazione permettono di monitorare il funzionamento dell'intero impianto eolico da una postazione remota o da una in prossimità del sito. Il sistema mantiene una registrazione ad intervalli di 10 minuti di

tutte le attività e permette di rilevare, in pochi secondi, un messaggio di avviso o di errore e determinare le eventuali azioni correttive. Il servizio è attivo 24 ore su 24 per 365 giorni all'anno.

5.4. Aspetti ambientali degli impianti eolici

Il settore della produzione di energia è ancora dominato dai combustibili fossili che contribuiscono negativamente ai problemi a livello mondiale: emissione di inquinanti e cambiamenti climatici.

Al contrario, l'uso delle fonti energetiche rinnovabili rappresenta una delle chiavi per lo sviluppo sostenibile. Tra queste, il vento è pulito, libero, disponibile a scala locale ed inesauribile. Le turbine eoliche non necessitano di alcun tipo di combustibile e, quindi, non causano i rischi e le degradazioni ambientali tipiche della filiera dei combustibili fossili e, durante il funzionamento, non producono emissioni di gas climalteranti o di sostanze tossiche. Pertanto, l'energia eolica ha senza dubbio un impatto positivo a lungo termine sull'ambiente, sulla biodiversità e sui cambiamenti climatici.

Ciononostante, la costruzione ed il funzionamento di un impianto eolico può provocare impatti ambientali negativi che, nonostante siano nettamente inferiori a quelli prodotti da una fonte energetica convenzionale, devono essere attentamente valutati e, se necessario, mitigati. Pertanto, lo Studio di Impatto Ambientale (SIA), secondo quanto previsto dalla normativa vigente, è parte integrante della documentazione da presentare a corredo della proposta di realizzazione di un impianto eolico ed è determinante per l'ottenimento delle autorizzazioni ambientali a seguito di una procedura di Valutazione di Impatto Ambientale.

La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è definita come la procedura che assicura che tutti gli impianti ambientali di un progetto siano stati identificati e valutati con l'obiettivo di eliminare o minimizzare gli effetti negativi sin dal principio piuttosto che cercare di contrastarli in fase più avanzata.

Gli aspetti principali che devono essere considerati in un SIA sono:

- specie o habitat minacciati o in pericolo;
- specie, habitat, percorsi migratori di uccelli o chiroterri;
- aree protette;
- popolazione (aspetti socio-economici e rischi sulla salute e sulla sicurezza);
- geomorfologia;
- aria, acqua, suolo e sottosuolo;
- elementi archeologici, storici, architettonici o paesaggistici di rilievo;

- interferenze con radio e telecomunicazioni;
- interferenze con le rotte aeree;
- vincoli (emissioni acustiche, altezza delle nuove costruzioni, ecc.).

Le soluzioni di mitigazione possono:

- evitare l'impatto eliminando una certa azione o alcune fasi di una certa azione;
- minimizzare l'impatto limitando l'ampiezza di una certa azione;
- correggere l'impatto riparando o ripristinando l'aspetto ambientale intaccato;
- ridurre o eliminare l'impatto nel tempo attraverso operazioni di conservazione e gestione durante la vita di una certa azione;
- compensare l'impatto sostituendo o fornendo nuove risorse o ambienti.

5.4.1.L'Analisi del Ciclo di Vita (LCA)

La metodologia dell'Analisi del Ciclo di Vita (LCA) confronta gli impatti ambientali prodotti dagli impianti eolici e dalle altre tecnologie di generazione di energia elettrica.

Una LCA è un procedimento oggettivo di valutazione dei carichi ambientali associati ad un prodotto, un processo o un'attività tramite la quantificazione dell'utilizzo delle risorse e delle emissioni nell'ambiente associate con il sistema oggetto della valutazione. Gli obiettivi di una LCA sono di definire un quadro completo delle interazioni con l'ambiente di un prodotto, un processo o servizio, contribuendo a comprendere le conseguenze ambientali direttamente o indirettamente causate e quindi dare le informazioni necessarie per definire i comportamenti e gli effetti ambientali di un'attività e identificare le opportunità di miglioramento al fine di raggiungere le migliori soluzioni per intervenire sulle condizioni ambientali. Una LCA considera l'intero ciclo di vita del prodotto, del processo o dell'attività.

Nell'ultimo periodo sono state condotte svariate analisi LCA per valutare gli impatti ambientali dell'energia eolica e che, sebbene siano basate su ipotesi e metodologie di lavoro differenti ed abbiano portato a risultati diversi tra loro, permettono attraverso il confronto con le altre fonti di energia di chiarire le performance ambientali dell'energia eolica. Una LCA non considera solo le emissioni dirette dovute alla realizzazione, al funzionamento ed alla dismissione di un impianto eolico, ma anche i pesi ambientali e la richiesta di risorse associate con l'intero ciclo di vita di tutti i processi rilevanti che solo nella catena dell'energia. Inoltre, una LCA permette di quantificare i contributi ai principali problemi ambientali delle diverse fasi di vita di un impianto.

Una LCA su un impianto eolico si divide generalmente in cinque fasi:

1. costruzione, comprese le materie prime (calcestruzzo, alluminio, acciaio, fibra di vetro, ecc.) per la realizzazione delle torri, delle navicelle, del rotore, delle pale, delle fondazioni e delle linee elettriche;
2. operazioni in sito, compreso l'assemblaggio dei componenti e la posa in opera delle turbine;
3. trasporto, che comprende i trasporti necessari alla fornitura delle materie prime, i trasporti dei componenti delle turbine ed i trasporti durante la fase di funzionamento dell'impianto;
4. funzionamento, con particolare riferimento alle attività di manutenzione che comprendono i cambi di olio e lubrificanti ed i trasporti necessari;
5. dismissione, che comprende i lavori di smontaggio delle turbine, i trasporti necessari a trasferire i componenti dal sito all'area di stoccaggio, il riciclaggio di alcuni componenti, il deposito degli inerti in cave di risulta e lo smaltimento di altri materiali quali oli e lubrificanti.

5.4.2. Gli impatti dell'eolico

L'impatto visivo è la barriera più rilevante dell'eolico. Molto spesso, infatti, i siti di interesse riguardano aree di notevole valore ambientale e paesaggistico. Quindi l'impianto può entrare in contraddizione con le esigenze di salvaguardia dello scenario d'insieme e della visuale dei crinali.

E' possibile ridurre al minimo gli effetti visivi "sgradevoli" legati alla presenza delle turbine attraverso soluzioni costruttive quali l'impiego di torri tubolari o a traliccio a seconda del contesto e di colori neutri per favorire l'integrazione nel paesaggio, l'adozione di configurazioni geometriche regolari.

Il terreno effettivamente occupato dalle macchine e dai servizi annessi è pari ad una minima parte del territorio del parco eolico, essendo la restante parte richiesta solo per le esigenze di distanza fra le turbine per evitare il fenomeno dell'interferenza aerodinamica. E' quindi possibile continuare a utilizzare il territorio anche per altri impieghi, come l'agricoltura e la pastorizia, senza alcuna controindicazione. L'incremento della potenza unitaria delle turbine consente di ottenere una riduzione del territorio occupato a parità di potenza installata.

Anche l'aspetto del rumore viene considerato con attenzione, poiché le turbine producono rumore generato dai componenti elettromeccanici e soprattutto da fenomeni aerodinamici che hanno luogo con la rotazione delle pale e dipendono dalle loro caratteristiche e dalla velocità periferica.

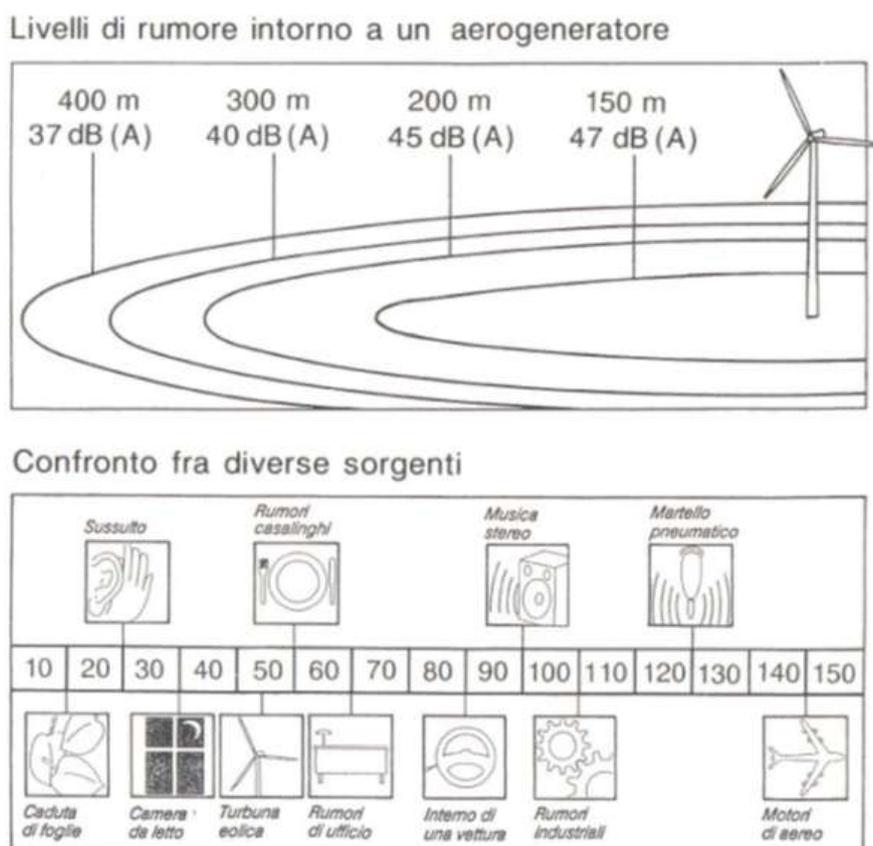
Tuttavia, il problema è sicuramente trascurabile ove si tenga conto di due elementi.

Il primo è che il rumore percepito in prossimità di impianti eolici viene talvolta erroneamente attribuito ai soli generatori eolici, in realtà in zone ventose e a qualche centinaia di metri di distanza dai generatori stessi, il rumore di fondo causato dal vento è paragonabile a quello dovuto agli aerogeneratori.

Inoltre, anche a breve distanza dalle macchine, nel raggio di 200 metri, il rumore che si percepisce è molto simile come intensità a quello cui si è sottoposti in situazioni ordinarie che si vivono quotidianamente quali lo stare in una vettura in movimento o in un ufficio. Pertanto, anche gli operatori che si trovassero a lavorare all'interno dell'area adibita a centrale sarebbero sottoposti a un disturbo, dovuto al rumore, del tutto accettabile.

In ogni caso, a una distanza di circa 4-500 metri dall'impianto gli effetti sonori dovuti alla presenza delle macchine eoliche diventa del tutto trascurabile.

Figura 5.6: Livelli di rumore intorno ad un aerogeneratore e confronto di emissioni sonore fra diverse sorgenti



Gli impianti eolici possono avere impatti potenziali sui segnali elettromagnetici principalmente attraverso le interferenze elettromagnetiche generate dalle turbine e dalle linee elettriche o creando un ostacolo e, quindi, delle distorsioni ai segnali.

Il grado e la natura dell'interferenza possono dipendere:

- dalle caratteristiche delle pale;
- dalle caratteristiche del ricevitore del segnale;
- dalla frequenza del segnale;
- dal tipo di propagazione delle onde radio nell'atmosfera.

Gli impatti si possono verificare su:

- sistemi per le radio e telecomunicazioni;
- sistemi per le comunicazioni telefoniche;
- sistemi radar;
- sistemi a microonde.

I risultati delle ricerche su questo tema sono in genere confortanti e mostrano che, a parte ancora alcune preoccupazioni per gli impatti sui sistemi radar, è possibile evitare del tutto le interferenze con opportuni accorgimenti soprattutto considerando il progressivo ricorso a materiali non metallici nella costruzione delle turbine.

I potenziali impatti degli impianti eolici sull'ambiente naturale (flora e fauna) sono tra i fattori principali da considerare nella individuazione e nella scelta dei siti. Gli stessi addetti dell'intero settore eolico continuano ad investire sulla ricerca con l'obiettivo di migliorare la comprensione delle relazioni tra la presenza di un impianto eolico e possibili alterazioni sulla natura.

Per quanto riguarda la flora, la perdita di vegetazione dipende dalle dimensioni dell'area disturbata e dalla tipologia di piante, prese sia singolarmente che nel contesto, che sono interessate dall'intervento. Anche le caratteristiche geomorfologiche dell'area incidono sulla perdita di vegetazione: la costruzione in aree che presentano orografie complesse può essere associata ad una potenziale perdita di vegetazione maggiore rispetto ad aree pianeggianti. L'installazione in aree destinate alle attività agricole può avere due conseguenze dirette: la perdita permanente ed il danneggiamento di terreni produttivi.

Gli impatti sono maggiormente concentrati nella fase di cantiere e sono dovuti essenzialmente agli sbancamenti necessari per realizzare le fondazioni, le piazzole, le piste di accesso ed il cavidotto interrato. Inoltre, al termine dei lavori ed in fase di esercizio, è necessario contrastare la crescita di specie invasive e favorire la ricrescita delle specie autoctone.

In generale, dalle esperienze maturate in paesi con elevata diffusione dell'eolico e applicando le buone pratiche di progettazione e gestione non risulta alcun effetto misurabile.

Come per un qualsiasi impianto di produzione di energia o per altri lavori che portano a modifiche del territorio interessato (ad esempio la realizzazione di nuove strade), anche un impianto eolico può avere impatti sulla fauna sia in fase di costruzione che di esercizio. Nella valutazione dei potenziali impatti di un impianto eolico sulla fauna sono necessarie alcune necessarie distinzioni. La prima è quella tra impatti sulla fauna domestica ed impatti sulla fauna selvatica. Nel primo caso è ormai evidente che la presenza di impianti eolici non arreca disturbo agli animali domestici o da allevamento.

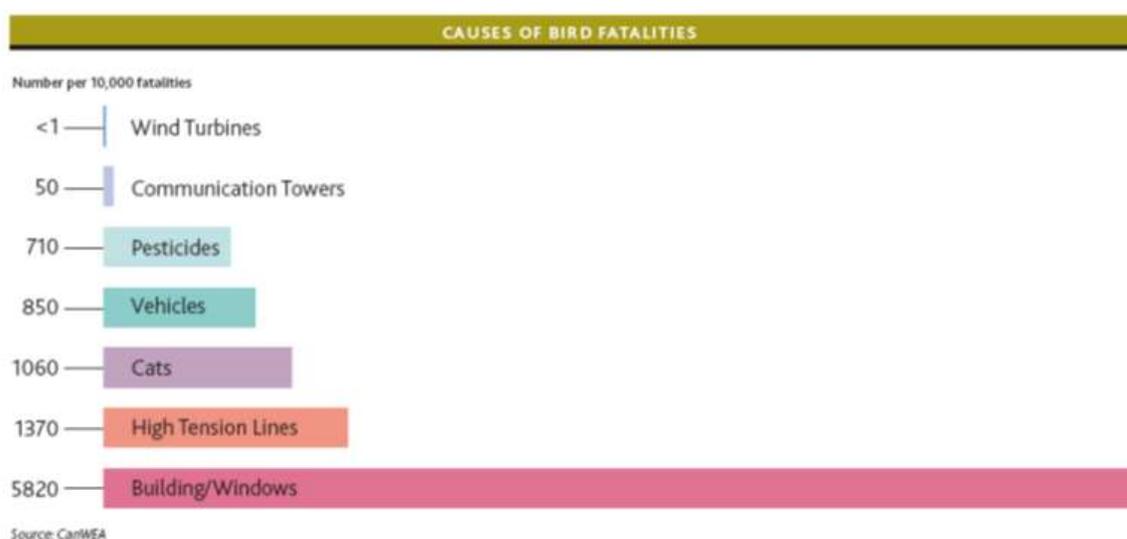
Per quanto riguarda invece la fauna selvatica, è necessario verificare in fase progettuale la presenza, la composizione ed il comportamento delle diverse specie all'interno o nelle vicinanze del sito e, nel caso, valutare i potenziali effetti e gli accorgimenti atti a mitigare o annullare gli impatti. La seconda importante distinzione è quella fra fauna selvatica terrestre (mammiferi, rettili, anfibi) ed avifauna (uccelli e chiropteri). Gli effetti dovuti alla presenza di un impianto eolico sull'avifauna sono i fattori che allo stato attuale destano maggiore preoccupazione e che sono oggetto di numerosi studi a livello mondiale.

L'interferenza con l'avifauna, stanziale e migratoria, è infatti uno degli aspetti più dibattuti e controversi, in particolare in aree ad elevato interesse naturalistico, spesso con prese di posizione non suffragate da elementi oggettivi o scientificamente condivisi.

Gli impatti potenziali sugli uccelli includono:

- le collisioni;
- l'elettrocuzione (la folgorazione);
- disturbo da rumore;
- la perdita, la frammentazione o l'alterazione dell'habitat;
- l'effetto barriera.

Figura 5.7: Cause di morte accidentali di volatili



Per quanto riguarda il rischio di collisione, alcuni dati riferiti alle centrali eoliche di Altamon Pass (Stati Uniti) e Tarifa (Spagna) hanno evidenziato danni agli uccelli abbastanza

contenuti (da 1 a 6 collisioni per MW installato) e comunque non superiori a quelli causati da qualunque altra costruzione umana.

5.5. Analisi economica e finanziaria

5.5.1. Analisi economica

I principali parametri che incidono sull'economia di un impianto eolico sono:

- costi di investimento;
- costi di gestione e manutenzione;
- produzione di energia elettrica e prezzo di vendita;
- meccanismi di incentivo o di finanziamento;
- vita della turbina;
- tasso di sconto.

Tra questi, i più importanti sono la produzione energetica della turbina ed i costi di investimento. Poiché la prima dipende in massima parte dalle condizioni anemologiche, la scelta della turbina ottimale è determinante per la fattibilità economica di un impianto.

I costi capitali di un progetto eolico sono dominati dai costi della turbina scelta: questi incidono mediamente per circa il 76% sul totale; mentre i costi per la connessione alla rete e quelle per le fondazioni si attestano rispettivamente al 9% ed al 7% circa.

Il costo totale per kW installato è di circa 1000-1500 € e può variare in maniera significativa da un paese all'altro.

Negli ultimi anni, tre sono i fattori dominanti del settore eolico:

- l'incremento di taglia delle turbine;
- l'aumento costante dell'efficienza della produzione energetica delle turbine;
- la riduzione dei costi di investimento per kW installato.

Alle macchine sopra il MW di potenza appartiene una quota di mercato superiore al 95%, con il segmento delle taglie sopra i 2 MW che assume via via maggiore importanza anche per le applicazioni *on-shore*: ad oggi, la quota di mercato è superiore al 6% contro lo 0,3% del 2003. Alla stessa maniera, sono migliorati significativamente sia i metodi di misurazione e di valutazione delle caratteristiche anemologiche di un sito, portando a scelte ottimali dei siti e delle turbine più adatte da installare, che le apparecchiature elettriche e meccaniche. Tutto ciò si è tradotto in un incremento costante del 2-3% annuo dell'efficienza delle turbine negli ultimi 15 anni. I costi delle turbine nel periodo 1989-2004 sono diminuiti mediamente più del 2% all'anno. Questo andamento si è poi invertito, nel biennio 2004-2006, a causa del forte incremento della domanda di turbine combinato

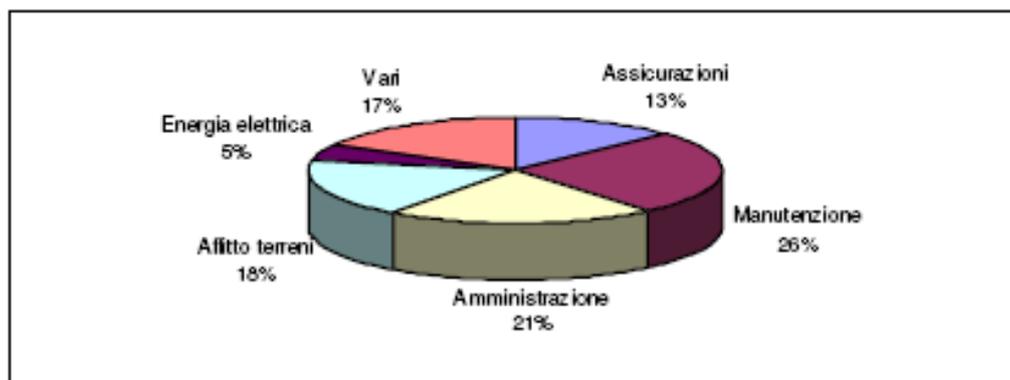
all'aumento dei prezzi delle materie prime e della carenza delle forniture. Nell'ultimo periodo l'andamento dei costi si è mantenuto pressoché costante.

I costi delle attività di gestione e manutenzione incidono per il 20-25% sul costo del kWh prodotto attualizzato sull'intero periodo di vita di una turbina. Questo valore è intorno al 10-15% all'inizio dell'operatività della turbina e può salire sino al 30-35% verso il termine del ciclo di funzionamento della stessa.

Le voci che rientrano nei costi di gestione e manutenzione sono:

- costi assicurativi;
- costi di manutenzione ordinaria;
- costi di manutenzione straordinaria;
- costi amministrativi;
- costi di affitto dei terreni;
- costi di fornitura dell'energia elettrica;
- costi vari.

Figura 5.8: Ripartizione percentuale dei costi di gestione e manutenzione di un impianto eolico



Il costo totale del kWh prodotto è calcolato normalizzando i costi di investimento e di gestione manutenzione sull'intera vita della turbina e dividendoli per la produzione annua di energia elettrica: il risultato ottenuto è quindi un costo medio sull'intera vita dell'impianto. La produzione della turbina è il fattore più importante e la convenienza economica dipende ampiamente dal fatto che la turbina sia o no ubicata in un sito con buona ventosità.

Negli ultimi 20 anni, il costo medio per un impianto in area con buone condizioni di vento è passato da 0,092 €/kWh (calcolato su una turbina di 95 kW di potenza, le più installate intorno alla metà degli anni '80) a 0,053€/kWh (calcolato su una turbina di 2 MW di potenza), per una riduzione superiore al 40%.

Approssimativamente il 75-80% dei costi di produzione di una turbina eolica dipendono dai costi di investimento (costi della turbina, delle fondazioni, delle apparecchiature elettroniche e della connessione alla rete).

Per il prossimo futuro è prevista una nuova riduzione dei costi per kWh prodotto che dovrebbe raggiungere un tasso del 10% per ogni raddoppio della potenza complessiva installata.

Oltre all'analisi dei costi attuali dell'energia eolica, vi sono altri aspetti economici positivi, legati all'aumento dell'occupazione, non solo nelle aziende che fabbricano aerogeneratori, ma soprattutto a livello locale nelle attività connesse all'installazione e manutenzione degli impianti; inoltre, le comunità locali beneficiano sia di royalties sulla produzione di energia elettrica, sia del pagamento, da parte dei produttori, di affitti per l'occupazione di terreni che possono comunque continuare a essere impiegati per l'agricoltura, l'allevamento ed il pascolo perché gli aerogeneratori e le opere di supporto occupano solamente una minima parte del territorio necessario per la costruzione di un impianto.

5.5.2. Analisi finanziaria e meccanismi di supporto ed incentivazione

Il finanziamento di nuovi impianti eolici è diverso da quello degli impianti alimentati da fonti fossili perché sono differenti le caratteristiche dei costi: gli impianti eolici, come la maggior parte degli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili, hanno alti costi di costruzione e bassi costi di gestione; al contrario, gli impianti tradizionali hanno costi di costruzione inferiori ma costi di gestione più alti dovuti, principalmente, al costo del combustibile. Anche la tipologia degli incentivi è differente: per gli impianti tradizionali sono previsti incentivi distribuiti su tutto il ciclo di vita; mentre, per gli impianti eolici, gli incentivi sono concentrati quasi totalmente sulla produzione energetica. L'incentivazione degli impianti eolici, differente da Stato a Stato, contribuisce ad incrementare in maniera significativa il valore degli impianti eolici ma, allo stesso tempo, poiché è un sistema deciso a livello governativo, può creare delle incertezze e complicare il finanziamento dei progetti.

A partire dalla seconda metà degli anni '90, con il forte sviluppo del settore eolico, caratterizzato da ampi miglioramenti tecnologici e dalla significativa riduzione dei costi, gli ingenti ed interessanti investimenti hanno iniziato ad attrarre sempre più le grandi compagnie energetiche e, successivamente, anche le banche commerciali e di investimento, le compagnie assicurative, le società di leasing e le altre istituzioni finanziarie che, intanto, avevano accumulato maggiore confidenza ed esperienza nel settore delle energie rinnovabili. In questo periodo si sono sviluppate diverse strutture di finanziamento degli impianti eolici, che si differenziano tra loro per la struttura del capitale e per i soggetti coinvolti nell'investimento e lo strumento della finanza di progetto è quello che è stato utilizzato per la maggior parte degli impianti eolici di media e grande taglia.

Nel settore delle fonti rinnovabili, si è passati all'utilizzazione di strumenti di sostegno economico e finanziario, anche di natura normativa, diretti (ad esempio la tassazione ambientale), indiretti (incentivi, aiuti, premi ecc.) o, anche, negoziali (accordi volontari, eco-gestione, permessi di inquinamento, ecc.) e non vincolanti (campagne di informazione, formazione e sensibilizzazione), tipici della moderna concezione di finanza pubblica. Altra importante classificazione di questi strumenti è basata sul fatto che questi possono supportare gli investimenti o la generazione di energia.

Massiccio, nel corso degli anni, si è dimostrato il ricorso dei legislatori nazionali alla tassazione ambientale. Il primo intervento in tal senso è avvenuto a seguito della sottoscrizione del Protocollo di Kyoto del 1997: i legislatori hanno affidato la disincentivazione dell'uso dei combustibili ad alto contenuto di carbonio e l'incentivazione di quelli a basso contenuto a strumenti come la *Carbontax* che ha assoggettato a imposizione le emissioni di anidride carbonica dei diversi combustibili in relazione al loro contenuto di carbonio; sistema orientato a elevare l'efficienza energetica e ad assecondare l'utilizzo di fonti di energia rinnovabile. In seguito, l'emersione di difficoltà applicative di questi strumenti di tassazione ha trainato verso forme d'intervento indiretto, soprattutto mediante incentivi.

Nel caso di politiche di sostegno alla generazione dell'energia elettrica sono disponibili due meccanismi: le tariffe incentivate o un premio fisso (bonus ambientale) in aggiunta al prezzo dell'energia che un'istituzione di un governo, una compagnia elettrica o un distributore è obbligato a pagare per l'energia prodotta.

Nel primo caso la tariffa fissa; nel secondo è fisso il premio e, quindi, il prezzo totale a kWh prodotto è variabile in funzione del prezzo dell'energia elettrica. In linea di massima, basando il premio fisso sui costi esterni delle tecnologie convenzionali, questo secondo sistema dovrebbe essere in grado di creare un mercato equo e competitivo tra l'energia eolica e quella convenzionale, permettendo una rapida penetrazione dell'eolico nel sistema di generazione dell'energia. In realtà, in base alle conclusioni di una serie di studi internazionali, la valutazione dei costi esterni delle tecnologie tradizionali è una questione difficile da risolvere e il premio fisso è basato, non sui benefici ambientali ma sulla stima dei costi di produzione e del prezzo dell'energia elettrica.

In generale, è possibile valutare il successo o meno dei meccanismi di supporto e d'incentivazione attraverso due criteri:

- efficacia, che indica il rapporto tra l'energia elettrica generata in un dato intervallo di tempo e le potenzialità della tecnologia utilizzata;
- efficienza economica, che comporta il peso di supporto con i costi di generazione.

Altri due criteri per valutare il successo dei programmi di sostegno sono la credibilità per gli investitori e la riduzione dei costi nel tempo.

La regolamentazione dei meccanismi d'incentivazione per le fonti rinnovabili nel nostro Paese risulta assai complessa, in quanto articolata nel tempo e composta da diverse forme di sostegno, che si sovrappongono e che modificano, sostituiscono o integrano norme ancora non attuate o operanti da breve tempo.

La mancanza di una politica economica organica nel settore ha generato distorsioni e scoraggiato investimenti, così come la lentezza e l'artificialità delle procedure autorizzative impediscono alle fonti alternative di affermarsi sul mercato e di diventare competitive rispetto alle tradizionali.

Attualmente l'incentivazione per l'energia eolica avviene secondo i seguenti meccanismi (alternativi o addizionali tra loro):

- Certificati Verdi (CV), sistema che ha avuto una serie di modifiche introdotte dal "Collegato alla Finanziaria 2008" (D.L. n. 159/2007 come modificato dalla legge di conversione n. 222/2007), dalla Finanziaria stessa (Legge n. 244/2007), dal D.M. 18 dicembre 2008 e dalla legge 23 luglio 2009, n.99;
- tariffa onnicomprensiva, introdotta dalla Legge Finanziaria 2008 e disciplinata dal D.M. 18 dicembre 2008 e dalla Delibera AEEG ARG/ELT 1/09;
- RECS (*Renewable Energy Certificate System*) e marchi di qualità, ossia certificazioni volontarie;
- regimi di sostegno contenuti nel Programma Operativo Interregionale Energia;
- Fondo Rotativo di Kyoto;
- altri contributi comunitari, nazionali e regionali, emessi prevalentemente a favore di applicazioni innovative e con varie modalità.

6.CONCLUSIONI

La temperatura media del pianeta è in continuo aumento. I 15 anni più caldi da quando si misurano i dati di temperatura su scala mondiale si sono concentrati tutti dopo il 1989. Un recente rapporto dell'Accademia nazionale delle scienze degli Usa dal significativo titolo *"Abrupt climate change: inevitable surprises"* mette sull'avviso. Dalla storia del clima emerge un andamento con netta discontinuità, com'è avvenuto 11500 anni fa con un innalzamento di 8 °C nel giro di un solo decennio. L'analisi del paleo clima insegna che quando il sistema-terra è stressato, bastano variazioni minime di alcuni parametri per determinare drammatici salti. Considerando che l'uomo ha forzato gli equilibri portando le concentrazioni dell'anidride carbonica sui livelli più alti degli ultimi 400.000 anni, non sono escluse improvvise accelerazioni dei cambiamenti climatici in questo secolo.

L'utilizzo delle fonti rinnovabili sembra destinato a svolgere un ruolo centrale nella strategia di difesa degli equilibri climatici, proseguendo nei prossimi decenni il processo di decarbonizzazione che si è avviato passando progressivamente dal carbone e petrolio e quindi a metano. Nello scorso decennio si è assistito a un forte rilancio per alcune di queste tecnologie con un tasso di crescita medio annuo della potenza installata che ha raggiunto il 35% per l'eolico e il 39% per il solare fotovoltaico. Negli ultimi anni la nuova potenza eolica ha superato quella nucleare.

Il settore eolico si sviluppa impetuosamente perché presenta i minori costi tra le tecnologie rinnovabili. All'estremo opposto è il fotovoltaico la tecnologia più cara. In questo caso sono i programmi di incentivazione di alcuni governi che credono nella valenza strategica di questo non energetica a garantire la sua rapida diffusione.

Un intelligente uso delle varie fonti rinnovabili potrebbe consentire di soddisfare verso il 2050-2070 la metà dei fabbisogni energetici del pianeta, contribuendo a limitare i danni provocati dalle alterazioni climatiche a un livello accettabile per gli ecosistemi.

L'energia pulita non esiste. L'unica energia pulita è quella risparmiata, cioè quella che non viene usata. Le scelte sulle fonti energetiche dovrebbero essere fatte dal punto di vista della minimizzazione dell'impatto ambientale solo in termini di analisi costi/benefici. Ovviamente però vale per l'eolico la legge non scritta che si applica a tutte le installazioni territoriali: si deve puntare non alla massimizzazione della producibilità, ma alla sua ottimizzazione, cercando il miglior equilibrio con le esigenze della riduzione dell'impatto ambientale eliminando anche i siti che, pur presentando una "vocazione eolica", presuppongono un eccesso infrastrutturale che è incompatibile con la natura stessa delle fonti rinnovabili.

BIBLIOGRAFIA

AA. VV., 2010, *Guida agli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili*, Gestore Servizi Energetici.

AA. VV., 2011, *Wind Energy – The Facts*, European Wind Energy Association - EWEA

AA. VV., 2012, *World wind energy report 2011*, World Wind Energy Association – WWEA

Ackermann T., Soder L., 2000, “Wind Energy technology and current status: a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 4, Issue 4, pp. 315-374.

Andreolli F., 2011, *Impianti mini e micro eolici*, Dario Flaccovio Editore

Burton T., Sharpe D., Jenckins N., Bossanyi E., 2001, *Wind Energy handbook*, John Wiley and Sons Ltd.

Coiante D., 2010, *Eolico e fotovoltaico: effetto delle incentivazioni economiche sull'occupazione del territorio*, <www.aspoitalia.it>.

Di Bene A., Scazzosi L., 2006, *Gli impianti eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica*, Gangemi Editore.

Gamberale M., Silvestrini G., 2004, *Eolico: paesaggio e ambiente*, Franco Muzzio Editore

Gash R., Twele J., 2002, *Wind power plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation*, Solarpraxis.

Graniglia N., 2010, *Impianti eolici – Progettazione, criteri di inserimento ambientale e valutazione economica*, Grafill

Holtinnen H., 2007, *Estimating the impacts of wind power on power systems*, IEA Wind Energy, <www.ieawind.org>.

Nelson V., 2009, *Wind Energy – Renewable Energy and the environment*, CRC Press.

Rubini L., Sangiorgio S., 2012, *Le Energie Rinnovabili*, Editore Ulrico Hoepli Milano.

Sorensen B., 2010, *Renewable Energy – Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects*, Elsevier Academic Press.

Wizelius T., 2007, *Developing wind power projects – Theory & practice*, Earthscan.

SITOGRAFIA

American Wind Energy Association – AWEA: www.awea.org;

Associazione Nazionale Energia dal Vento – ANEV: www.anev.org;

Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili – APER: www.aper.it

Enercon GmbH: www.enercon.de;

Ente per le Nuove Tecnologie, l' Energia e l'Ambiente – ENEA: www.enea.it;

European Wind Energy Association – EWEA: www.ewea.org;

Gestore Servizi Energetici S.p.a. – GSE: www.gse.it;

Global Wind Energy Council – GWEC: www.gwec.net;

International Energy Agency (IEA) Implementing Agreement for Co-operation in the

Research and Development of Wind Energy Systems – IEA Wind: www.ieawind.org;

International Solar Energy Society Italia – ISES Italia: www.isesitalia.it;

Wikipedia, l'enciclopedia libera: www.wikipedia.org;

World Wind Energy Association – WWEA: www.wwindea.org;