



Università degli studi di Padova

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di tecnica e gestione dei sistemi industriali

Corso di laurea triennale in Ingegneria Gestionale

Tesi di Laurea di primo livello:

“Fonti rinnovabili: l’energia eolica”

Relatore:

Ch.mo Prof. *Mirto Mozzon*

Ch.mo Prof. *Rino Michelin*

Laureando:

Ivan Ganassin

Anno Accademico 2011/2012

*Alla mia famiglia,
a Martina*

INDICE

SOMMARIO	pag. 5
INTRODUZIONE	pag. 7
1. LE FONTI RINNOVABILI	pag. 9
2. L'ENERGIA EOLICA	pag. 17
3. GLI IMPIANTI EOLICI	pag. 31
4. ANALISI ECONOMICA DEGLI IMPIANTI EOLICI	pag. 53
5. IMPATTO AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI EOLICI	pag. 63
CONCLUSIONI	pag. 69
BIBLIOGRAFIA	pag. 71
SITOGRAFIA	pag. 73

SOMMARIO

In questa tesi sono descritte alcune nozioni di base sull'energia eolica con lo scopo di far conoscere la necessità e il valore economico ed etico di questa fonte rinnovabile, la sua origine fisica e la tecnologia a disposizione, nonché le modalità di progettazione e realizzazione di un impianto.

L'oggetto dei primi due capitoli sono i temi di interesse generale sulle fonti rinnovabili e sull'energia eolica: dopo alcuni cenni storici relativi all'utilizzo del vento, dagli antichi mulini ai moderni aerogeneratori per la produzione di energia elettrica, vengono proposti alcuni cenni dell'aerodinamica delle pale e di come viene sfruttata l'energia del vento.

Nel terzo capitolo sono presentate le diverse tipologie delle turbine eoliche in commercio in termini di caratteristiche costruttive e potenza e vengono ivi trattati il principio di funzionamento e la tecnologia dei moderni aerogeneratori con la descrizione delle componenti costruttive. Dopo aver esplicitato le fasi principali dello sviluppo di un impianto eolico, i capitoli finali affrontano gli aspetti economici e finanziari confrontando costi di investimento, di installazione, di esercizio e di manutenzione tra i diversi impianti (ad esempio tra gli on-shore e gli off-shore) e tra le altre fonti rinnovabili utilizzate oggi. Infine alcuni interessanti aspetti sugli impatti ambientali e sulle opere di mitigazione degli stessi.

INTRODUZIONE

Il continuo aumento del prezzo del petrolio, unitamente alla presa di coscienza dei rischi legati al progressivo esaurimento delle riserve di fonti fossili ed alla consapevolezza dei danni recati all'ambiente per effetto del loro utilizzo, primo fra tutti l'aumento dell'effetto serra, mantengono molto alto il livello di attenzione dell'opinione pubblica, degli operatori economici e dei decisori politici nei confronti delle tematiche connesse alla produzione di energia.

Energie rinnovabili, energie alternative: sempre più spesso questi termini vengono impiegati alla stregua di luoghi comuni, sintomo che l'argomento energia è ormai di interesse a tutti i livelli sociali.

Negli ultimi tempi, infatti, i provvedimenti normativi e gli accordi a livello internazionale in materia di riduzione delle emissioni di gas serra, risparmio energetico e promozione delle fonti energetiche rinnovabili si susseguono a ritmi incalzanti.

È fuor di dubbio che le energie rinnovabili, non solo nel prossimo futuro ma anche in un arco di tempo decisamente più lungo, rivestiranno un peso sempre maggiore nel panorama economico ed energetico a livello mondiale.

Recentemente, la parte del leone in Europa è di pertinenza del fotovoltaico, che gode di una forma di incentivazione (in Italia denominata Conto energia) molto gratificante, subito seguito dall'eolico, che ha visto il fiorire di impianti sempre più grandi, installati

su torri che sfiorano i 100 metri di altezza e pale dal diametro di più di 80 metri, con potenze di picco per ogni torre fino a 3 MW.

L'eolico è una fonte rinnovabile pulita, disponibile ed efficiente che negli ultimi cinque anni ha immesso in rete energia elettrica pari a tre volte quella derivata dalla fonte nucleare che oggi viene proposta come la soluzione energetica del futuro. Il suo principio di funzionamento è tra i più antichi del mondo; è però errato pensare che l'eolico sia una tecnologia semplice e poco sofisticata.

Il potenziale eolico mondiale rappresenta, da solo, 40 volte il totale dei consumi annuali di energia ad oggi stimati in circa 12.000 MTEP (Milioni di Tonnellate Equivalenti di Petrolio). Non meraviglia che, nel mondo, la crescita cumulativa dell'eolico abbia raggiunto già nel 2010 la soglia dei 200.000 MW di potenza installata, quindi 950 MW in Italia nel 2011. Nella sola penisola oltre 4.000 aerogeneratori hanno prodotto nel 2009 quasi 7 miliardi di kWh (pari al 2,1% del consumo interno lordo di energia elettrica), sufficienti a coprire i consumi domestici di circa sette milioni di cittadini e circa 8,4 miliardi di kWh nel 2010. In questa crescita tumultuosa, non tutto è stato fatto per bene, anche se va detto che l'allarme sociale è senza dubbio sopravvalutato, considerato che si tratta di una fonte che ha molti pregi evidenti ed un numero limitato di difetti. Questi sono connessi essenzialmente all'impatto visivo e dagli errori commessi talvolta nell'uso del territorio.

L'eolico, realizzato bene, ha il rapporto costi/benefici più basso tra tutte le modalità di produzione elettrica, comprese l'idroelettrico ed il fotovoltaico che nel primo caso hanno rischi maggiori e impatto territoriale meno reversibile e nell'altro rendimenti inferiori e minore produttività. Ovviamente 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 migliore 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.

CAPITOLO 1

Le fonti rinnovabili

Tradizionalmente, nel settore energetico si distingue tra fonti energetiche rinnovabili e fonti energetiche non rinnovabili. Sono classificate come rinnovabili le fonti energetiche primarie considerate inesauribili, ovvero in grado di rigenerarsi con continuità o comunque caratterizzate da durate molto grandi rispetto alla scala dei tempi umani. Viceversa, sono fonti non rinnovabili quelle consumate con velocità di gran lunga maggiori di quelle di formazione. Sono pertanto fonti rinnovabili l'energia solare, l'energia eolica, l'energia idraulica, l'energia delle biomasse, l'energia geotermica, l'energia delle maree e l'energia del moto ondoso. Sono invece fonti non rinnovabili l'energia derivante dai combustibili fossili (petrolio, gas naturale e carbone) e nucleari (essenzialmente l'uranio). È del tutto evidente che, in uno scenario di medio-lungo periodo le fonti non rinnovabili sono destinate ad esaurirsi. Agli attuali livelli di consumo, le riserve accertate di petrolio dovrebbero durare per circa 40-45 anni, quelle di gas naturale 60-65 anni e quelle di carbone per almeno 200-300 anni. Analogamente, con le attuali tecnologie, le riserve di uranio dovrebbero durare per

circa 40-50 anni.

Ovviamente, le risorse presunte (ovvero i giacimenti che si presume esistano ma che ancora non sono stati scoperti, unitamente ai giacimenti noti ma che con le attuali tecnologie non sono tecnicamente ed economicamente sfruttabili) sono maggiori delle riserve accertate. Per esempio, nel caso del petrolio e del gas naturale si ritiene che le risorse siano circa doppie rispetto alle riserve accertate. Nel caso del carbone le risorse sono ancora maggiori, dell'ordine di dieci volte le riserve. Per l'uranio il discorso è più complesso perché la valutazione delle risorse coinvolge appieno anche la tecnologia utilizzata, tanto che alcuni ritengono che esistano risorse di uranio per alcune migliaia di anni. In ogni caso, al seguito del progressivo esaurimento delle fonti fossili appare ragionevole ipotizzare un crescente contributo alla copertura del fabbisogno energetico mondiale da parte delle fonti rinnovabili e degli impianti nucleari di nuova concezione (reattori nucleari autofertilizzanti e reattori a fusione). Oltre ai problemi derivanti dalla limitatezza delle fonti non rinnovabili, un forte impulso verso lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'energia nucleare deriva anche dai gravi problemi ambientali connessi al largo impiego di combustibili fossili. L'impiego di carbone, gas naturale e derivati petroliferi negli impianti di conversione dell'energia comporta un notevole impatto ambientale, dovuto essenzialmente alle emissioni solide, liquide e gassose prodotte dal processo di combustione. In particolare, il crescente impiego di combustibili fossili ha determinato il rilascio in atmosfera di enormi quantità di anidride carbonica, derivante dal carbonio originariamente intrappolato nel sottosuolo, con un rapido aumento della concentrazione atmosferica di CO₂, passata dalle circa 280 ppm del periodo preindustriale alle attuali 380 ppm. I più recenti studi condotti da ricercatori di tutto il mondo concordano nel riconoscere una stretta correlazione fra l'aumento della concentrazione di CO₂ e l'aumento della temperatura media dell'atmosfera terrestre, evidenziando i conseguenti rischi di forti cambiamenti climatici (una maggiore frequenza degli eventi meteorologici estremi, l'innalzamento del livello medio dei mari, la desertificazione di intere regioni, etc.), i cui primi segnali sembrano scorgersi già oggi. Appare quindi sempre più inevitabile l'adozione di efficaci strategie di limitazione delle emissioni di CO₂ e di altri gas serra. In tal senso, il protocollo di Kyoto ha rappresentato il primo accordo a livello internazionale teso a limitare le emissioni di gas climalteranti, anche se in realtà i risultati pratici sono stati piuttosto deludenti. In attesa di nuovi e più efficaci accordi a livello internazionale (anche nelle recenti Conferenze delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, sono state più che altro tracciate delle "roadmaps" per le riduzioni delle emissioni di gas serra, ma non sono stati comunque assunti impegni vincolanti), l'Unione Europea (U.E.) ha intrapreso un ruolo molto attivo nel settore della riduzione delle emissioni di

gas serra e nello sviluppo delle fonti rinnovabili.

In particolare, nel 2009 l'U.E. ha emanato la direttiva 2009/28/CE che stabilisce un quadro comune per la produzione dell'energia da fonti rinnovabili, la riduzione dei consumi di energia e delle emissioni di gas serra. Attraverso tale strumento, meglio noto come "pacchetto 20-20-20", l'U.E. mira infatti, entro il 2020, a ridurre del 20% le emissioni di gas a effetto serra, risparmiare il 20% di energia primaria e aumentare al 20% il contributo delle fonti rinnovabili (in particolare i biocombustibili dovranno fornire il 10% dell'energia utilizzata nel settore dei trasporti). Tali obiettivi devono essere conseguiti rispetto ai valori tendenziali previsti per il 2020 e assumendo come valori iniziali di riferimento i dati relativi al 2005. Per il raggiungimento del target comunitario, ogni singola nazione dovrà rispettare un suo specifico target nazionale definito in base alla struttura dei consumi energetici ed ai valori di partenza. Per l'Italia è stato stabilito un valore vincolante per le fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi finali di energia e un taglio del 13% rispetto ai livelli del 2005 delle emissioni di CO₂ per i settori civile, agricoltura, trasporti. Secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE, ogni Stato membro adotta un piano nazionale per le energie rinnovabili, nel quale sono fissati gli obiettivi nazionali per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffrescamento nel 2020. Tali obiettivi nazionali dovranno poi essere ripartiti fra le Regioni attraverso il cosiddetto "Burden Sharing".

Pertanto, fattori quali il continuo aumento dei prezzi dei combustibili fossili sui mercati internazionali (le statistiche internazionali del settore petrolifero evidenziano che fino al 2003 il prezzo del barile di petrolio si è mantenuto intorno ai 25 \$, è aumentato progressivamente fino a circa 60-70 \$ nel 2006, all'inizio del 2008 ha toccato la fatidica quotazione di 100 \$, mentre attualmente è intorno ai circa 80 \$) e il forte sviluppo tecnologico nel settore delle fonti rinnovabili, aprono progressivi spazi di mercato a queste fonti, a lungo sfavorite dalla bassa densità energetica e dall'elevato costo iniziale. Le attuali tendenze del mercato energetico mondiale appaiono favorevoli ad un rapido sviluppo delle fonti rinnovabili. Ovviamente, nonostante alcune tecnologie appaiano già competitive nei confronti delle fonti convenzionali, un forte impulso delle fonti rinnovabili richiede generalmente la presenza di adeguati incentivi economici. Inoltre, fatta eccezione per i biocombustibili (bioetanolo, biodiesel, pellet e altri simili), l'utilizzo delle fonti rinnovabili avviene essenzialmente attraverso la produzione di energia elettrica. Nel complesso, pertanto, lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, oltre che all'avanzamento tecnologico, risulta fortemente legato alle modalità di gestione del sistema elettrico ed alla struttura del sistema degli incentivi alla produzione di energia da fonte rinnovabile.

1.1. I consumi di energia in Italia e nel mondo

I consumi energetici mondiali sono attualmente pari a circa 120000 Mtep/anno (i dati si riferiscono al 2007, ultimo anno per il quale sono disponibili le statistiche definitive). Tali consumi vengono coperti dal petrolio con una quota pari a circa il 34%, dal carbone con il 26,5%, dal gas naturale con il 20,9%, dal nucleare con il 5,9%, e dalle fonti energetiche rinnovabili (principalmente biomasse e idroelettrico) per il rimanente 12,7%. Negli ultimi 30-40 anni, come evidenziato nella figura 1.1, il consumo energetico mondiale è aumentato mediamente di circa il 2% all'anno, ma la ripartizione fra le diverse fonti primarie non ha subito modifiche di rilievo, cosicché anche il contributo delle fonti rinnovabili (inclusendo biomasse, rifiuti, idroelettrico, eolico, solare e geotermoelettrico) è aumentato in valore assoluto ma continua a contribuire al totale con una quota di circa il 12-13%.

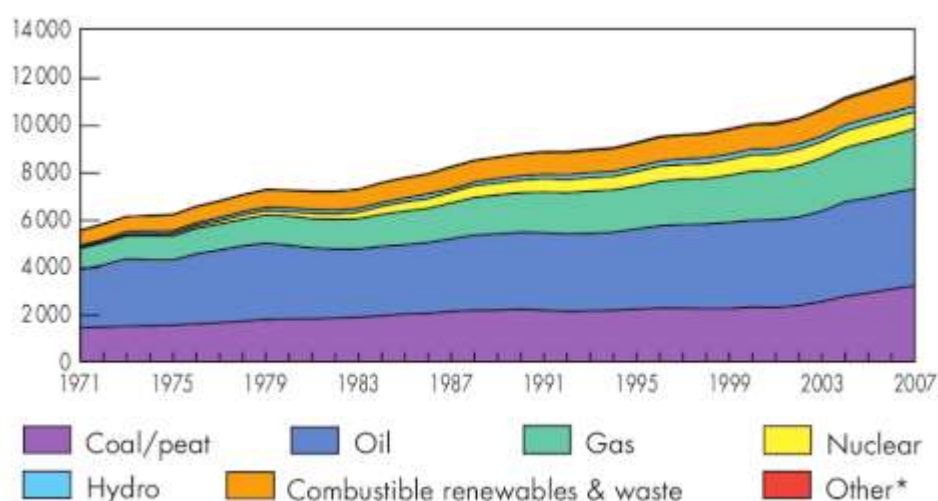


Figura 1.1 – Consumo mondiale di energia primaria (Fonte IEA¹).

Nell'attuale panorama energetico mondiale, l'energia elettrica assume un ruolo di grande importanza, dal momento che oltre il 40% dell'energia primaria viene impiegata per la sua produzione.

¹ International Energy Agency, l'agenzia internazionale dell'energia (AIE), è un'organizzazione internazionale intergovernativa fondata nel 1974 dall'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) in seguito allo shock petrolifero dell'anno precedente. Lo scopo dell'agenzia è quello di facilitare il coordinamento delle politiche energetiche dei paesi membri per assicurare la stabilità degli approvvigionamenti energetici (principalmente petrolio) al fine di sostenere la crescita economica.

La tabella 1.1 riporta la potenza efficiente lorda e la produzione elettrica lorda nel mondo nel 2008.

	Potenza efficiente lorda		Produzione elettrica lorda	
	(GW)	(%)	(TWh/anno)	(%)
Termoelettrico	3240,8	68,7	13928,3	69,0
Nucleare	375,1	7,9	2717,3	13,5
Idroelettrico	957,5	20,3	3261,9	16,1
Eolico	123,9	2,6	218,5	1,1
Fotovoltaico	13,1	0,3	8,5	0,0
Geotermico	9,8	0,2	64,6	0,3
Totale	4720,3		20119,1	

Tabella 1.1 – *Potenza efficiente lorda e produzione lorda di energia elettrica nel mondo nel 2008 (fonte: Terna S.p.A.)*

A fronte di una potenza lorda di oltre 4700 GW, la produzione lorda risulta complessivamente pari a circa 20200 TWh/anno. Tale produzione elettrica deriva per il 69% da impianti termoelettrici, in gran parte alimentati con carbone e gas naturale. Gli impianti idroelettrici e nucleari forniscono una quota rispettivamente pari al 16,1% e al 13,5% della produzione lorda di energia elettrica, mentre il restante 1,4% viene fornito da impianti alimentati con altre fonti rinnovabili (geotermoelettrico, eolico, solare, biomasse, etc.). Le fonti rinnovabili, specie le cosiddette fonti rinnovabili non tradizionali, l'eolico, il solare, i biocombustibili, i rifiuti e il biogas, offrono un contributo ancora marginale, pur se in continua crescita, specie nei paesi occidentali. Nel complesso, le fonti fossili (petrolio, gas naturale e carbone) contribuiscono attualmente alla copertura del fabbisogno energetico mondiale per una quota dell'80% circa.

Per quanto concerne l'Italia, la tabella 1.2 riporta la struttura del bilancio energetico nazionale riferito al 2008.

	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinno- vabili	Energia Elettrica	Totale
1 Produzione	0,545	7,58	5,22	16,333		29,678
2 Importazione	16,769	62,954	101,732	0,809	9,555	191,819
3 Esportazione	0,196	0,172	28,673	0,102	0,747	28,89
4 Variazione scorte	0,377	0,843	-0,965	0,048	0	0,303
5 Consumo Interno						
Lordo (1+2-3-4)	16,741	69,519	79,244	16,992	8,808	191,304
6 Consumi e Perdite	-0,737	-1,222	-6,245	-0,089	-41,887	-50,18
7 Trasformazioni in Energia Elettrica	-11,892	-27,768	-6,217	-13,803	59,68	0
8 Impieghi Finale						
(5+6+7)	4,112	40,592	66,782	3,1	26,601	141,124
Industria	3,981	14,43	7,019	0,368	11,614	37,412
Trasporti	0	0,55	41,54	0,662	0,932	43,684
Civile	0,005	24,717	5,127	1,84	13,567	45,256
Agricoltura	0	0,137	2,386	0,23	0,488	3,241
Usi non energetici	0,126	0,695	6,937	0	0	7,758
Bunkeraggi	0	0	3,773	0	0	3,773

Tabella 1.2 – Bilancio energetico italiano nel 2008 in Mtep (Fonte Ministero dello Sviluppo Europeo).

Dall'analisi di tale tabella emerge un consumo interno lordo di oltre 190 Mtep/anno, al quale contribuiscono in maniera preponderante le importazioni, per quasi 192 Mtep/anno, a fronte di una produzione interna inferiore a 30 Mtep/anno (con una dipendenza dall'estero dell'87% circa sull'energia prodotta e importata in Italia). In tal senso la situazione italiana è peggiore di quella media europea, laddove si riscontra una dipendenza dall'estero per circa il 50%. Al consumo interno lordo concorrono il petrolio con circa il 41%, il gas naturale con il 36%, il carbone con il 9%, le rinnovabili con un altro 9% e le importazioni di energia elettrica con il rimanente 5%. Al netto dei consumi e delle perdite derivanti dall'industria di trasformazione (raffinerie di petrolio e

centrali elettriche), i consumi finali italiani sono circa pari a 141 Mtep/anno, distribuiti in quote sostanzialmente paritarie fra industria, trasporti e settore civile. Il settore agricolo, della pesca e degli usi non energetici evidenzia, nel complesso, un'incidenza molto minore.

Il contributo delle diverse fonti energetiche ai consumi finali vede al primo posto i derivati petroliferi con una quota del 47% circa, cui segue il gas naturale con il 29%, l'energia elettrica con il 19% e i combustibili solidi con il 3%. Le fonti rinnovabili incidono sui consumi finali per appena il 2%.

CAPITOLO 2

L'energia eolica

2.1. Cenni introduttivi

L'utilizzo dell'energia eolica nella sua forma attuale rappresenta il perfezionamento di una tecnologia di produzione energetica già impiegata dall'uomo nel corso di molti secoli. L'energia del vento è infatti stata sfruttata dall'uomo sin dall'antichità sia per la propulsione a vela, sia per la produzione di energia meccanica attraverso i primi rudimentali mulini a vento che azionavano macine e sistemi per il sollevamento dell'acqua.

L'origine delle prime ruote eoliche non è stata finora stabilita con certezza. Alcuni storici sostengono di avere individuato i resti di quelli che 3000 anni fa orsono furono i primi mulini a vento in Egitto, nei pressi di Alessandria. Tuttavia, non esistono prove certe che effettivamente gli Egiziani, così come i Fenici, i Greci ed i Romani conoscessero e realizzassero mulini a vento.

Le prime testimonianze certe dell'esistenza dei mulini a vento risalgono al 644 DC e si riferiscono al Seistan, nell'antica Persia, in una zona che è situata al confine fra gli attuali Iraq e Iran. In alcuni scritti del tempo si fa infatti riferimento ad un artigiano in grado di costruire mulini azionati dal vento. A partire dal 950 DC si ritrovano poi altre testimonianze in merito all'esistenza di tali mulini a vento, unitamente alle prime descrizioni schematiche.

I mulini a vento persiani erano costituiti da un asse verticale sul quale venivano montati

radialmente alcuni bracci di sostegno a rudimentali “pale” realizzate con delle canne. Il vento investiva solamente la metà della sezione verticale del mulino, essendo l'altra metà schermata da una apposita muratura.

Il movimento dell'asse consentiva di azionare delle macine per cereali. Peraltro alcuni di questi mulini sono stati mantenuti in uso fino ai giorni nostri in alcune zone isolate dell'Afghanistan.

In Europa, i mulini a vento sono giunti al tempo delle Crociate, intorno al 1100, soprattutto nei paesi del nord Europa. L'evoluzione e il perfezionamento dei mulini a vento ha avuto origine a partire dal XIV e XV secolo ad opera di numerosi artigiani. L'asse di rotazione divenne orizzontale e, al fine di intercettare i venti provenienti da qualunque direzione, l'intero mulino venne montato sopra un robusto asse verticale in grado di consentire la rotazione (post windmill).



Figura 2.1 – Mulino Persiano (650 DC).



Figura 2.2 – Post windmill (XIV sec.)

La successiva evoluzione portò allo sviluppo di un nuovo tipo di mulino a vento nel quale l'intera struttura si manteneva fissa, mentre solo la parte superiore (il “cappello”) ruotava per adattarsi alle variazioni della direzione del vento. Questa innovazione consentì di costruire mulini di maggiori dimensioni, incrementandone la capacità di lavoro (essi venivano prevalentemente impiegati per macinare il grano e per sollevare l'acqua).

Ovviamente, a partire dall'Europa, i mulini a vento si diffusero anche nel Nuovo Mondo, dove per altro nel corso degli anni subirono una ulteriore evoluzione. La particolarità di tali macchine era essenzialmente rappresentata dal loro piccolo diametro (al massimo qualche metro) e dall'elevato numero di pale (da 20 a 40) realizzate dapprima in legno e poi in metallo. Mulini a vento di maggiori dimensioni erano invece utilizzati per il

rifornimento dell'acqua delle locomotive a vapore. Si stima che a partire dal 1850 negli Stati Uniti siano stati installati oltre 6 milioni di mulini a vento.



Figura 2.3 – *Mulino Olandese (XVI sec.)*



Figura 2.4 – *Mulino Americano (XIX sec.)*

Alla fine del XIX secolo, la scoperta dell'energia elettrica portò allo sviluppo dei primi mulini a vento per l'azionamento di generatori elettrici. L'avvento dell'economia dei combustibili fossili ed il rapido sviluppo degli impianti a vapore, dei motori a combustione interna e delle turbine a gas ha successivamente rallentato moltissimo lo sviluppo delle turbine eoliche, che di fatto hanno conosciuto un rinnovato interesse solo negli ultimi decenni.



Figura 2.5 – *Moderna turbina 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 il 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 dal senso etico che suscitano tutte le fonti rinnovabili per il rispetto dell'ambiente.

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 metri installati sia in terra sia nel mare aperto. Non ultimi vi sono i piccoli impianti di produzione denominati mini e micro eolici, nel passato relegati a funzioni di alimentazione di soccorso per abitazioni isolate (rifugi alpini, baite, isole, imbarcazioni, fari, boe, ecc.) o di aeromotori (azionamento di pompe dell'acqua per pozzi, mulini ecc.), che oggi presentano taglie fino a 200 kW e possono soddisfare molte utenze domestiche e piccole di tipo industriali, godendo di tutti gli incentivi vigenti.

Come per tutti gli investimenti 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 ad 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 di 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.

2.2. Il vento: generazione e caratteristiche

La conoscenza delle caratteristiche del vento è fondamentale per tutti gli aspetti che riguardano l'utilizzo dell'energia eolica, dalla 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. Nei seguenti paragrafi saranno esaminate le caratteristiche fisiche e la natura del vento.

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 macrocircolazione 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.

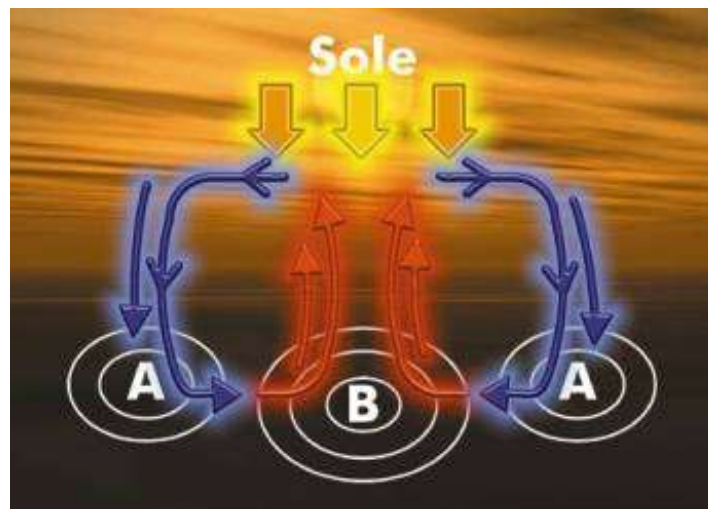


Figura 2.6 – Il movimento delle masse d'aria

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 è meno concentrata, proprio come un liquido che tende a colmare le cavità che incontra nel suo percorso.

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

In realtà, il vento non si muove nella direzione dell'alta pressione verso la bassa, ma devia nel nostro emisfero verso destra, circolando attorno ai centri ad alta pressione in senso orario e attorno a quelli a bassa pressione in senso antiorario. Nell'emisfero sud accade l'opposto. Questo comportamento era già conosciuto nel passato.

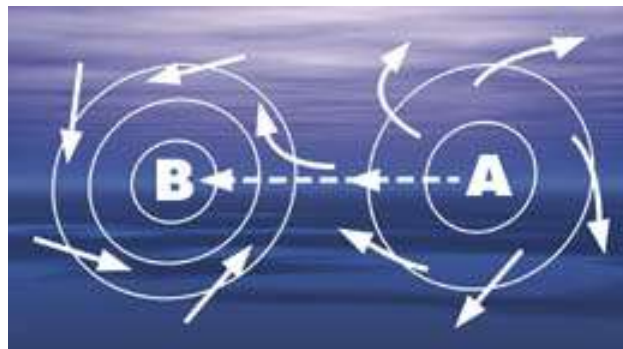


Figura 2.7 – Il movimento del vento nell'emisfero boreale

L'aria in movimento subisce nell'emisfero settentrionale una deviazione verso destra: la zona di superficie terrestre sottostante, infatti, durante il percorso dell'aria, ruota in senso antiorario. Per questo motivo, come è evidenziato nella figura successiva, la particella d'aria a, diretta verso b, si ritroverà in c.

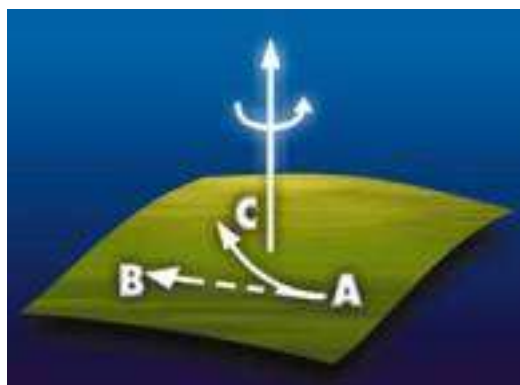


Figura 2.8 – L'effetto della forza di Coriolis

La deviazione è conseguita dalla rotazione terrestre, come dimostrò nel 1835 il matematico francese G.G. De Coriolis (1792-1843), che è il secondo fattore dopo la radiazione solare ad influenzare il movimento globale delle masse d'aria. 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.

In realtà è la zona di superficie terrestre sottostante che durante il movimento dell'aria

ruota in senso antiorario. È come se l'aria fosse sottoposta ad una forza, che 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 maggiore è la velocità dell'aria. 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 nella 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 della superficie e le 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 ed intorno ai rilievi o all'attraversamento di passi o valli strette parallele al flusso del vento.

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 o direttamente generata dalle turbine di un impianto eolico.

Anche gli effetti termici possono portare a forti 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. 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 infinite variazioni della velocità del vento a lungo termine che possono essere collegate alle variazioni di temperatura a lungo termine di cui vi è ampia evidenza storica. A parte questi andamenti a lungo termine, in una data località ci sono evidenti variazioni delle condizioni anemologiche da un anno all'altro che possono avere cause diverse e che si possono accoppiare a fenomeni climatici globali quali, ad esempio, aumenti del pulviscolo atmosferico dovuti ad eruzioni vulcaniche o effetti dovuti alle macchie solari.

2.3. Energia del vento e 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 (Tabella 1.2) 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.

Fonte	Potenza totale [W]	Potenza disponibile [W]
Solare	$1,8 \times 10^{17}$	-
Eolica	$3,6 \times 10^{15}$	$1,3 \times 10^{14}$
Idraulica	$9,0 \times 10^{12}$	$2,9 \times 10^{12}$
Geotermica	$2,7 \times 10^{13}$	$1,3 \times 10^{11}$
Maree	$3,0 \times 10^{12}$	$6,0 \times 10^{11}$

Tabella 2.1 – Potenza totale e teoricamente estraibile dalle fonti rinnovabili

Le molecole dell'aria in movimento possiedono energia cinetica, quindi, localmente, la potenza di un flusso d'aria è data dalla quantità di molecole di aria che attraversano una data sezione perpendicolare al flusso stesso in un dato intervallo di tempo.

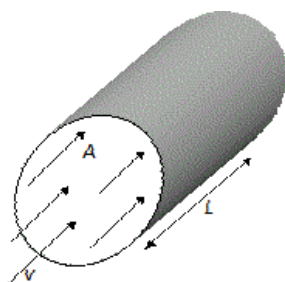


Figura 2.9 – Flusso di vento attraverso un cilindro di base A

In riferimento alla figura 2.9, la massa di aria che attraversa la sezione A del cilindro nel tempo t , è determinata dalla densità dell'aria ρ e del 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:

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

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

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot L \cdot v^2}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Dalla precedente, la potenza teorica specifica può essere calcolata per differenti velocità del vento; nella successiva tabella 2.2 sono riportati alcuni risultati che rappresentano la variazione della potenza teorica specifica in funzione della velocità di un flusso di vento che attraversa una superficie di area unitaria e ad essa ortogonale.

Velocità del vento [m/s]	Potenza specifica [KW/m ²]
0	0
5	0,06
10	0,50
15	1,68
20	4,00
25	7,81
30	13,50

Tabella 2.2 – Potenza specifica del vento in funzione della velocità

Dalle formule precedenti è evidente come la potenza del vento dipenda anche dalla densità dell'aria che può essere calcolata in base alla seguente espressione:

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

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. Nel caso in cui si conosca solo l'altitudine, la densità dell'aria può essere stimata in base alla seguente formula:

$$\rho = 1,226 - (1,194 \cdot 10^{-4}) \cdot z.$$

Il valore standard solitamente utilizzato nelle elaborazioni è di 1226 Kg/m³, che corrisponde ad una temperatura di 15°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 (figura 2.10). Una volta attraversata la 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 un'ulteriore riduzione di velocità.

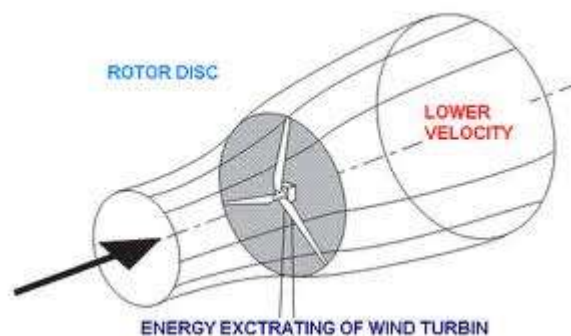


Figura 2.10 – Modifiche al flusso di vento in presenza di una turbina

Secondo la teoria di Betz (Albert Betz è il fisico tedesco che nel 1919 per primo esprime formalmente la legge che regola il fenomeno di conversione dell'energia eolica), 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 m²), v₁ 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 dal 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 (figura 2.10).

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 questo valore nell'espressione precedente si ottiene il massimo valore del coefficiente di potenza:

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

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 flusso del vento per mezzo di una turbina eolica; solo nei casi ottimali il coefficiente di potenza raggiunge valori dell'ordine di 0,45-0,50.

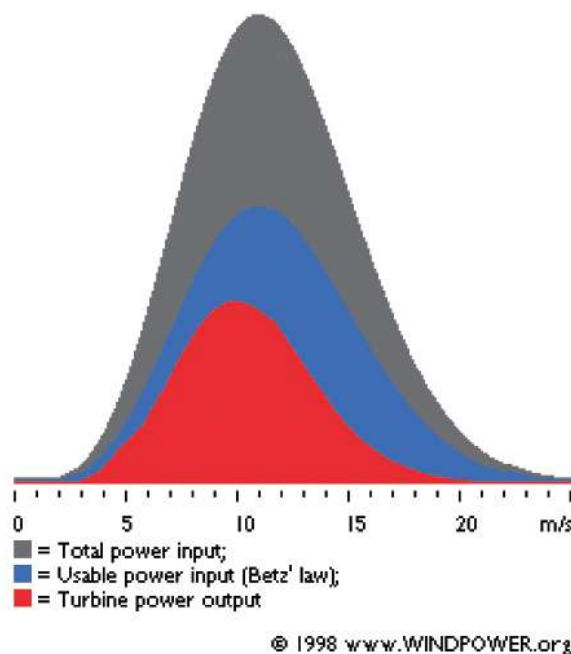


Figura 2.11 – Rapporto tra potenza totale in ingresso, potenza utilizzabile e potenza in uscita

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 inferiori o

superiori a valori tipici di ogni modello di turbina (*cut in* e *cut off wind speed*, figura 2.12). 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; a questo proposito si deve evidenziare che se la velocità del vento raddoppia, la potenza aumenta di 8 volte e, quindi, la potenza a 25 m/s è 125 volte la potenza a 5 m/s.

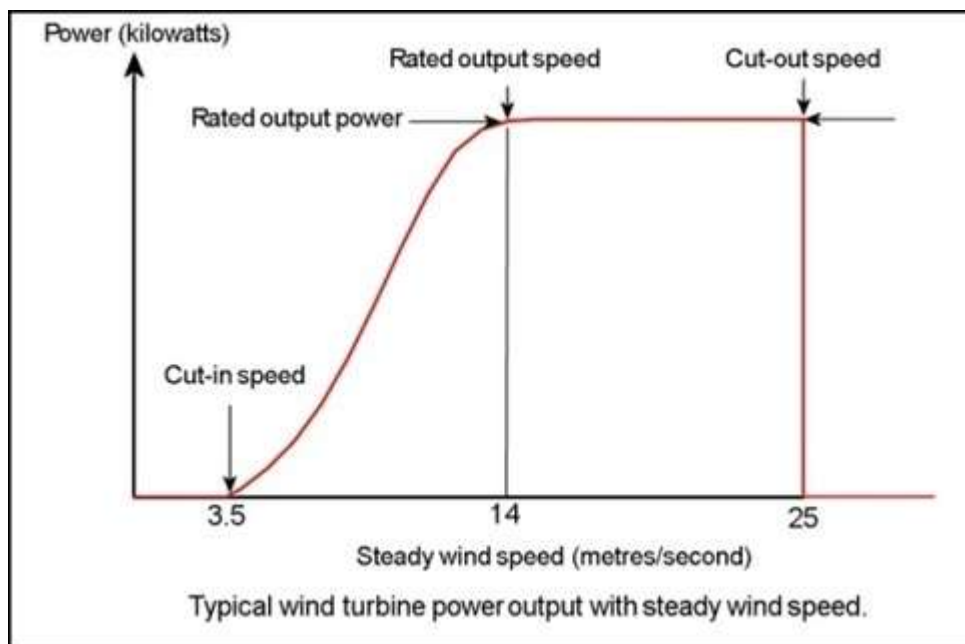


Figura 2.12 – Esempi di curve di potenza

In definitiva, noto il coefficiente di potenza della 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 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 seguente 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:

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

Esaminando, invece, nel dettaglio quello che succede quando il flusso del vento incontra le pale di una turbina, nella figura successiva è schematizzato il principio di funzionamento di un aerogeneratore.

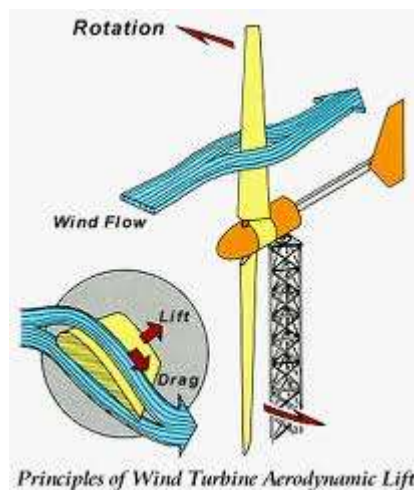


Figura 2.13 – Principio di funzionamento di un aerogeneratore

Il vento 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 potenza aerodinamica (*lift*), perpendicolare al vento relativo. La componente orizzontale della portanza sulle pale, che dipende dall'angolo di attacco cioè dall'angolo tra la direzione del vento relativo e quella 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. In figura 2.14 è riportata una rappresentazione delle forze che si creano sulla pala della turbina.

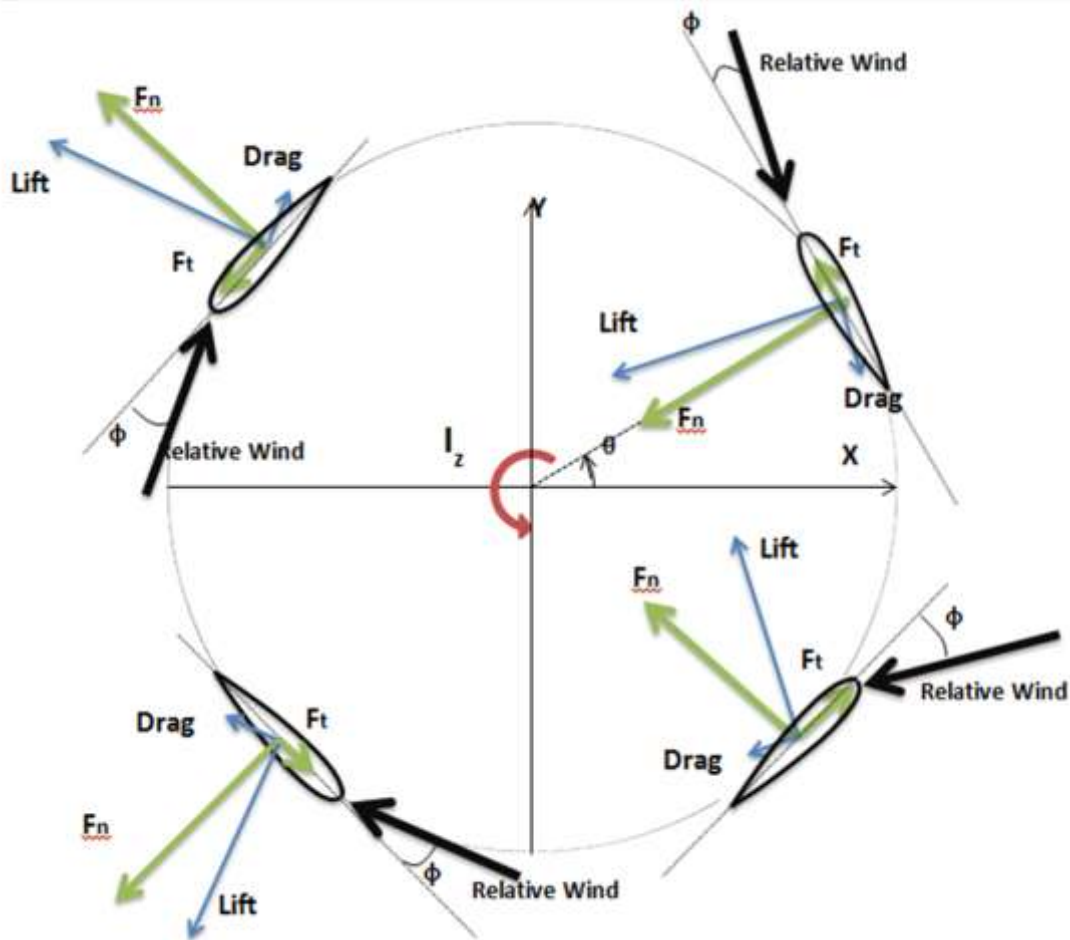


Figura 2.14 – Aerodinamica della pala

La portanza ed il trascinamento sono esprimibili in funzione dell'angolo di attacco Φ , rispettivamente, secondo le seguenti espressioni:

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

$$D = c_D(\Phi) \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v^2 \cdot l \cdot s$$

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

CAPITOLO 3

Gli impianti eolici

3.1. Introduzione

Come già evidenziato precedentemente, il concetto di motore alimentato dal vento è antico ma, nonostante l'evoluzione tecnologica, produrre una turbina eolica efficiente ed efficace non è affatto semplice perché il sistema deve soddisfare contemporaneamente diverse esigenze:

- generare energia elettrica di alta qualità e secondo specifici standard di compatibilità con la rete di distribuzione (frequenza, tensione e contenuto armonico);
- lavorare in remoto, con basse emissioni acustiche ed elevato rendimento aerodinamico;
- far fronte ad un' elevata variabilità delle caratteristiche del vento;
- richiedere interventi limitati di manutenzione;
- competere economicamente con le altri fonti di energia.

3.2. Caratteristiche delle turbine eoliche

Dal punto di vista delle tipologie di impiego, le turbine eoliche possono attualmente essere raggruppate in due grandi categorie: le macchine per la produzione di energia elettrica direttamente collegate con la rete di distribuzione e le macchine per la produzione di energia per l'alimentazione di utenza isolate. Le turbine appartenenti alla prima categoria sono di solito anche quelle di maggiore potenza (da circa 600 kW fino a circa 2-3 MW, pur se iniziano ad affacciarsi sul mercato macchine ancora più potenti)

e che hanno contribuito maggiormente allo sviluppo del settore eolico a livello mondiale. Il loro impiego prevalente è la realizzazione di impianti a terra o a mare (impianto *off-shore*), costituiti da più macchine (in genere 10-20 in Italia) e collegati alla rete di media-alta tensione. Le macchine per utenze isolate sono mediamente più piccole (al massimo 100-200 kW) ed utilizzate singolarmente in sistemi che prevedono una qualche forma di accumulo energetico (accumulatori elettrici o sistemi idraulici) o l'integrazione con altre forme primarie di energia (generatori diesel, sistemi fotovoltaici, etc.).

In relazione alla tipologia della macchina, le turbine eoliche possono essere classificate in funzione di diversi parametri, come la disposizione dell'asse (orizzontale o verticale), la taglia di potenza, il numero di pale, il tipo di energia prodotta, etc. In relazione a quest'ultimo aspetto, si parla più propriamente di *aeromotori* quando la catena cinematica collegata al rotore eolico viene impiegata direttamente per azionare una macchina operatrice, come per esempio una pompa per acqua. Le macchine che azionano invece un generatore elettrico sono più propriamente indicate come *aerogeneratori* e sono attualmente quelle più diffuse.

In relazione alla taglia delle macchine, si può distinguere fra macchine di piccola taglia (minieolico), costituite da turbine con potenza fino a circa 100 kW o diametro del rotore fino a circa 20 metri, macchine di media taglia, costituite da turbine con potenza fino a circa 800 kW e diametro rotorico fino a circa 50 metri ed infine macchine di grande taglia, con potenza superiore a circa 800 kW e diametro rotorico superiore a 50 metri. In particolare, in quest'ultimo settore sono già state presentate le prime macchine con potenza di 5 MW. Le macchine di media taglia sono attualmente quelle più utilizzate negli impianti eolici italiani, mentre quelle di grande taglia appaiono particolarmente interessanti per le applicazioni off-shore.

Ai fini dello sviluppo degli impianti eolici, rivestono attualmente un notevole interesse gli *impianti off-shore*, ovvero gli impianti installati a mare.

L'interesse per tale tipologia di impianto è legato alla maggior produzione di energia rispetto agli impianti installati sulla terraferma (circa il 25% in più a parità di turbina) grazie alle maggiori velocità medie del vento (legate al minore esponente del profilo verticale di velocità). Ovviamente, il rovescio della medaglia è costituito dal maggiore costo di realizzazione, che attualmente è a circa il 50% più elevato rispetto agli impianti realizzati a terra (per i primi impianti off-shore realizzati, questo costo è risultato addirittura doppio). Infatti, la progettazione degli impianti off-shore è molto più complessa perché bisogna tenere conto di fattori come l'effetto del moto ondoso e della salsedine; inoltre le fondazioni devono resistere alle correnti marine e agli agenti

corrosivi, quindi devono essere realizzate secondo specifiche molto rigorose. La figura 3.1 illustra alcune tipologie di fondazione utilizzate per gli impianti off-shore.

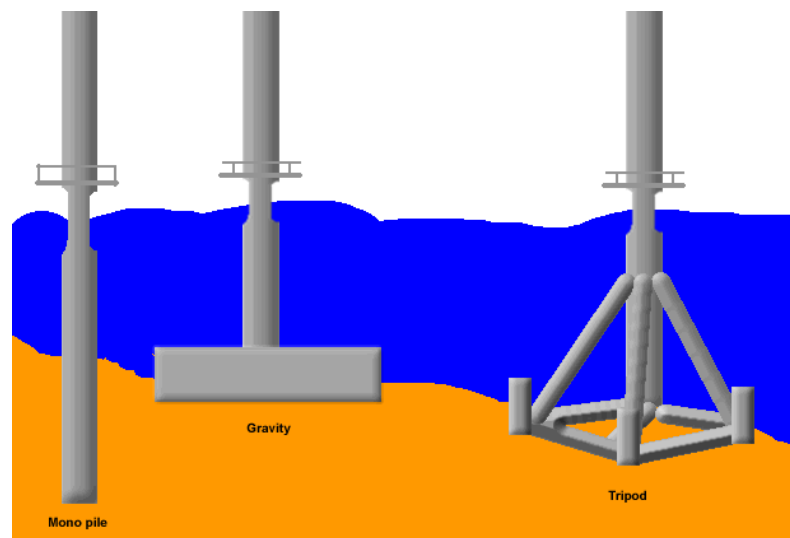


Figura 3.1 – Fondazioni per turbine off-shore

Per compensare gli elevati costi di realizzazione, dovuti in modo particolare alla costruzione delle fondazioni, alle linee di trasmissione e alla manutenzione (la salsedine è causa di corrosione e modifica il profilo palare), si scelgono macchine di grossa taglia (da 2 a 3 MW, dunque con diametri dell'ordine di 80-100 m, con una tendenza attuale a raggiungere i 5 MW). I più grossi impianti si trovano in Gran Bretagna e Danimarca, e nel 2009 la potenza totale installata in Europa è di quasi 2000 MW. I piani di sviluppo dell'eolico off-shore sono molto ambiziosi, tanto che per il 2020 si potrebbe arrivare ad una potenza totale di circa 40000 MW.

Il vantaggio di questo tipo di installazione sta nel fatto che la vena fluida del vento non è disturbata da ostacoli essendo la superficie del mare molto liscia.

In questi impianti si hanno anche minori turbolenze, in relazione alle piccole differenze di temperatura tra le masse d'aria alle diverse altitudini sopra la superficie del mare rispetto a quelle presenti sopra la terraferma.

Questa caratteristica comporta una vita utile dell'impianto generalmente maggiore rispetto agli impianti eolici sulla terraferma, anche se c'è da considerare che i costi di manutenzione sono rilevanti per via del più ostile ambiente operativo.



Figura 3.2 – Impianto eolico off-shore

3.3. Configurazione generale di un aerogeneratore

Fermo restando che sono possibili, e talora disponibili sul mercato, configurazioni diverse, quella di seguito descritta è la configurazione più generale di un aerogeneratore. Le *pale* della macchina sono fissate su un *mozzo* e nell'insieme costituiscono il *rotore*, il mozzo a sua volta è collegato a un primo *albero*, o *albero lento*, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato ad un *moltiplicatore di giri*, da cui si diparte un *albero veloce* che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del moltiplicatore. Sull'albero veloce è posto un *freno* a valle del quale c'è il *generatore elettrico* da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine odierne, tutti i componenti menzionati sono ubicati in una cabina detta *navicella* la quale, a sua volta, è posizionata su un supporto cuscinetto in maniera da essere facilmente orientabile a seconda della direzione del vento.

Oltre a tali componenti, è presente un sistema di controllo che ha, nel caso più generale, diverse funzioni: il *controllo della potenza* che può essere eseguito comandando meccanicamente, elettronicamente ed idraulicamente la rotazione delle pale intorno al loro asse principale, 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; il controllo dell'orientamento della navicella, detto

controllo dell'imbardata, serve a mantenere la macchina orientata nella direzione del vento, ma può anche essere utilizzato, in linea di principio, per il controllo della potenza. L'intera navicella è posizionata su una *torre* che può essere a traliccio o conica tubolare.

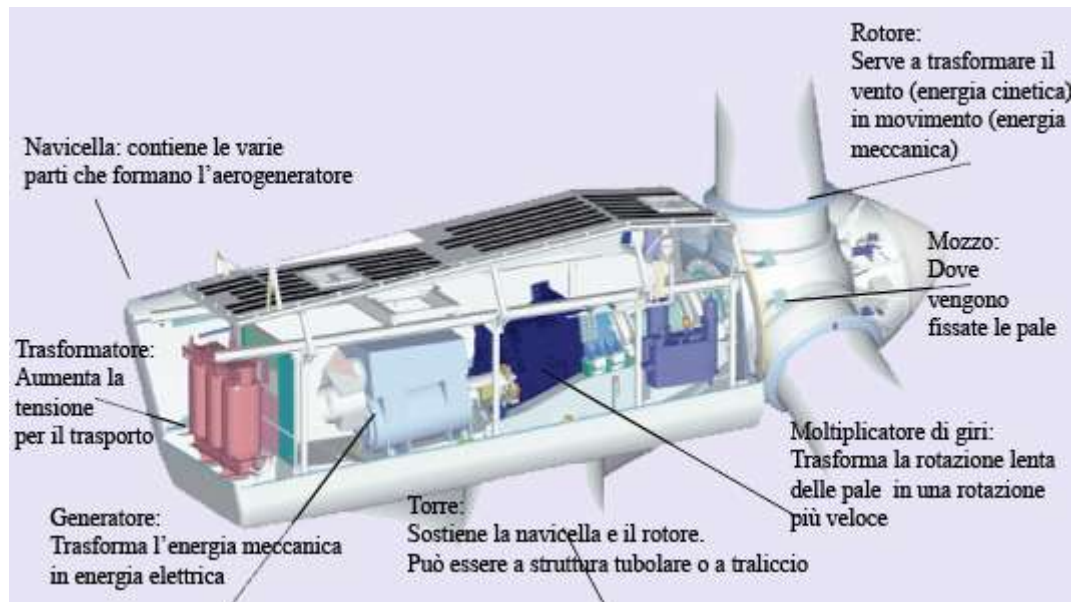


Figura 3.3 – Schema generale dei principali componenti di un aerogeneratore

La macchina si avvia quando è 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 output power*) ad una prefissata velocità del vento. La velocità del vento a cui viene raggiunta è detta appunto velocità nominale (*rated output speed*).

3.3.1. Il rotore e le pale

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 a 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 quella

di avviamento e quella nominale (intervallo all'interno del quale le moderne turbine di media e grande taglia generano circa il 50% dell'energia prodotta), 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.

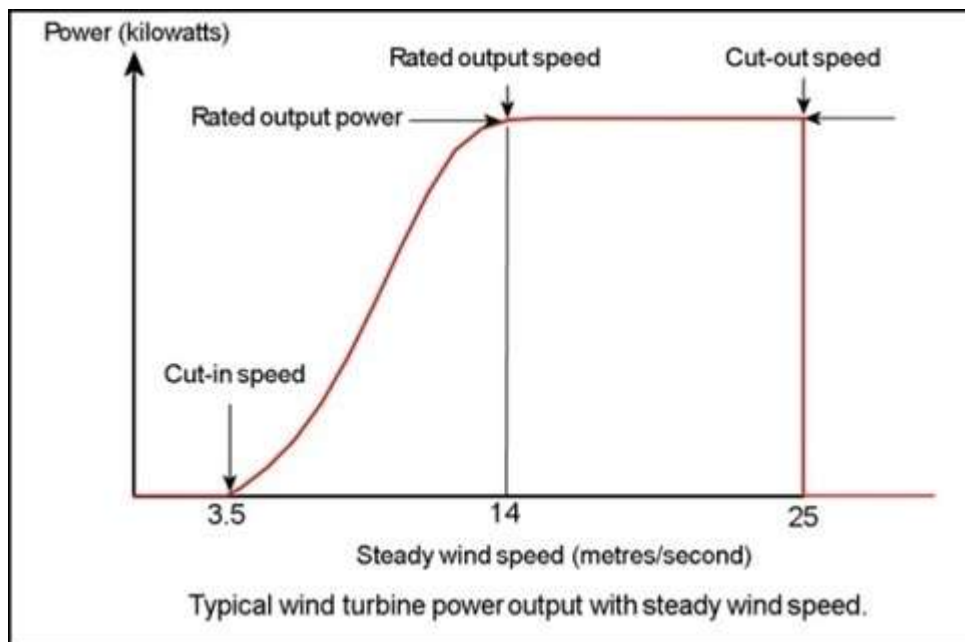


Figura 3.4 – Andamento della potenza in funzione della velocità

La lunghezza delle pale ha raggiunto i 45 m per molte turbine utilizzate per impianti on-shore ed oltre i 60 m per quelle off-shore. 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 sempre maggiori con aumento dei pesi più contenuti. Il recente utilizzo su alcuni modelli delle fibre del carbonio in sostituzione alle fibre di vetro ha consentito di ottenere pale più leggere ma, al tempo stesso, più resistenti e, quindi, più adatte in siti caratterizzati da forti venti. A questo proposito, sebbene le fibre di carbonio siano circa dieci 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.

3.3.2. Il sistema di generazione e la torre di sostegno

La generazione di energia elettrica da fonte eolica richiede un funzionamento dei sistemi elettrici differenti 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, caratteristico ormai della quasi totalità delle turbine eoliche in commercio, 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 dall'inverter) alla frequenza della rete.

Per quanto riguarda la torre di sostegno, le tipologie sono molteplici, ma la configurazione ormai consolidata è quella tubolare in acciaio su fondazione in cemento armato le cui caratteristiche dipendono dal sito di installazione. La principale variabile di una torre rimane la sua altezza: la maggior parte delle moderne turbine utilizza torri da 60 a 80 metri di altezza, ma, sempre più frequentemente, questo valore raggiunge anche i 100 metri. Quando le turbine era progettate esclusivamente per impianti on-shore, l'andamento dell'altezza delle torri di sostegno era direttamente proporzionale alla variazione della dimensione dei rotori. Attualmente, con l'entrata in produzione di turbine per impianti off-shore, questa proporzionalità è meno evidente.

3.3.3. I sistemi di controllo e i sistemi di protezione

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 di 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 attivando o disattivando, ad esempio, i controlli sull'orientamento della navicella, sulla regolazione dell'angolo delle pale, sull'attivazione del sistema frenante, sulla limitazione della potenza o sulle interruzioni di funzionamento in caso di sovraccarichi elettrici o problemi sulla rete di connessione. Questi sistemi sono anche responsabili di una serie di decisioni critiche per la sicurezza, quale l'interruzione del funzionamento dell'aerogeneratore in funzione di venti estremi. 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.

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 di 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 freni 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 longitudinale generando così delle forze aerodinamiche che si oppongono alla coppia del rotore. Altre tipologie di freni aerodinamici possono essere dei paracadute o degli spoiler.



Figura 3.5 – Esempio di rotazione della punta di una pala in un sistema di frenaggio aerodinamico

3.3.4. 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 taglia delle turbine è che, se da una parte la producibilità energetica aumenta con il quadrato del diametro del rotore, dall'altra il volume, e quindi la massa, aumentano con il cubo del 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.

Nella successiva figura 3.6 sono rappresentati i settori dove l'industria eolica dovrebbe concentrare maggiormente le attività di ricerca e sviluppo.

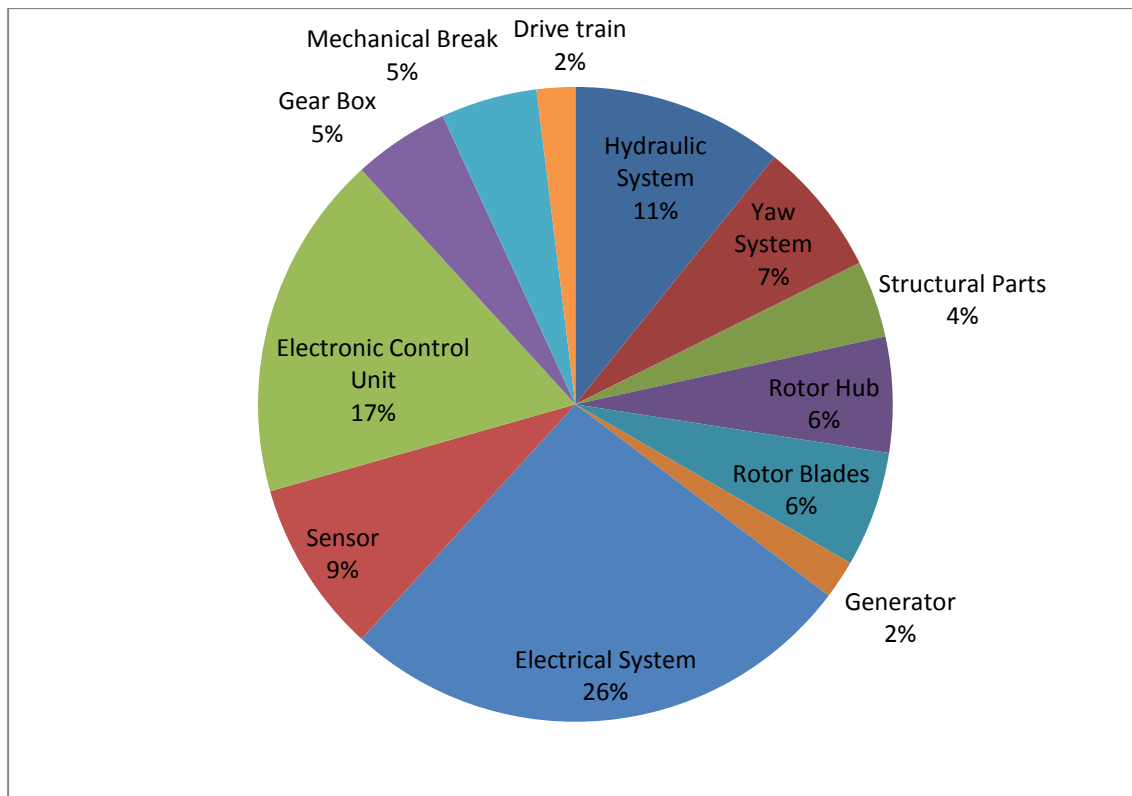


Figura 3.6 – Settori di ricerca e sviluppo

3.4 Gli impianti minieolici

Il mercato in cui il minieolico viene inserito e utilizzato per applicazioni per usi residenziali o per piccole aziende agricole è quello comunemente denominato “domestico”, che dalla fine degli anni '90 ha iniziato ad avere successo in seguito al forte impulso del settore degli impianti di media e grande taglia.

Aree che presentano prezzi elevati delle fonti fossili o Paesi in Via di Sviluppo (PVS) dove l'energia elettrica non è ancora accessibile per milioni di persone sono quelle di particolare interesse per questo mercato.

Una posizione di notevole importanza è rivestita dallo sviluppo tecnologico che questo tipo di turbine di piccola taglia (con potenza inferiore ai 100 kW) hanno registrato negli ultimi anni. Tali tecnologie hanno raggiunto ottimi livelli proprio grazie alle modalità maturate sulla base di quelle per turbine di grande taglia che vede come risultato principale quello di aver ottenuto un notevole abbassamento del limite minimo di funzionamento degli aerogeneratori che possono iniziare a produrre energia anche con velocità del vento inferiori ai 2 m/s.

Si possono andare a distinguere in questa categoria due tipologie principali di turbine classificate in base all'orientazione dell'asse, *verticale* o *orizzontale*, le quali con

diverse potenze e con range di funzionamento molto ampi per quanto riguarda la velocità del vento, possono superare le 6000 ore di funzionamento l'anno.

Anche dal punto di vista economico i sistemi minieolici devono raggiungere la piena competitività: i costi per kW 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 €/kW delle turbine di grande taglia.

3.4.1. Le turbine ad asse orizzontale

Sono ancora oggi quelle caratterizzate dalla maggiore diffusione commerciale. 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 quest'ultima configurazione caratterizzata da coppia motrice più uniforme (e quindi durata maggiore), energia prodotta leggermente superiore (cioè rendimento maggiore), nonché 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 queste 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 compositi: fibre di vetro rinforzato, con minor frequenza, fibre di carbonio e, raramente, legno. È stato abbandonato l'utilizzo di alluminio a causa della sua propensione alla deformazione sotto sforzo.

Le dimensioni ridotte non consentono l'alloggio di motori di imbardata o altri componenti 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.

Il sistema di generazione più diffuso è costituito da alberi a trasmissione diretta, alternatori a magneti permanenti e funzionamento a velocità variabile: 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 a induzione.

3.4.2. Le turbine ad asse verticale

Sono oggetto di 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 metro 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 15-20000 €/kW). Le due principali tipologie di turbine ad asse verticale sono:

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

La macchina di 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 sia costruttivo che del 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 3.7 – Esempio di macchina di Savonius e di Darreius

La macchina di Darreius fu inventata, nella sua prima versione, negli anni '20 da una 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 attorno 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.

3.5. Il progetto

Il progetto di un impianto eolico si suddivide in due grosse fasi:

- lo studio di fattibilità, che comprende lo studio anemometrico;
- la realizzazione.

La prima fase, lo studio di fattibilità, include le valutazioni per cui il progetto può essere realizzato dal punto di vista tecnico, la convenienza dal punto di vista economico e i tempi di esecuzione. Il fine è quello di assicurarsi, prima di impegnarsi soprattutto economicamente, del suo successo; può essere rivisto e aggiornato più volte fino a ottenere il risultato desiderato.

Lo studio di fattibilità è solitamente impiegato come parte centrale del piano di impresa o *business plan*, utile per reperire i finanziamenti necessari e per ottenere permessi autorizzativi.

La seconda fase, la realizzazione, include tutto il necessario perché il progetto sia pianificato, definendone il contesto, gli obiettivi, le responsabilità, il costo e la qualità, fino alla messa in esercizio degli impianti.

Prevede l'acquisto delle apparecchiature, gli appalti, la direzione e la sicurezza dei lavori, i collaudi, l'allaccio in rete e la vendita dell'energia.

3.5.1. Studio di fattibilità

L'approccio a un progetto eolico è globale e multidisciplinare: a questo fine è importante inquadrare correttamente in che ambito questo sarà sviluppato e quali sono gli attori coinvolti e se il progetto sarà realizzato per se stessi, per altri o da terzi.

In tutte le fasi di realizzazione dell'impianto non bisogna mai dimenticare che il principale referente è l'utente, al fine di soddisfare tutte le sue necessità. La

realizzazione deve inoltre soddisfare lo stato dell'arte, i vincoli economici e quelli temporali.

Si andranno pertanto a definire:

- producibilità elettrica dell'impianto;
- condizioni di vendita e possibili scenari di ritorno economico;
- autorizzazioni e permessi necessari.

La producibilità di un impianto eolico è legata alla disponibilità del vento, espressa in funzione della distribuzione di frequenza e della durata delle velocità del vento. Non è pertanto sufficiente conoscere la velocità media del vento in un sito per stimare la quantità di energia elettrica; occorre invece conoscere l'intera distribuzione del vento nel tempo.

È possibile affidarsi a un'analisi preliminare e successivamente attivarsi per una campagna anemologica, specie se si desidera ricevere un finanziamento e quindi comprovare con dati oggettivi le valutazioni davanti al finanziatore. È il caso di evidenziare che la campagna è inoltre richiesta obbligatoriamente per ottenere autorizzazioni ambientali.

Di seguito vengono riportati graficamente i principali elementi da considerare e i flussi informativi da seguire per il calcolo ipotetico della producibilità; naturalmente, più informazioni si avranno a disposizione provenienti da sorgenti diverse più il modello sarà esatto nella sua previsione.

È importante anche poter disporre di dati caratteristici di aerogeneratori in alternativa l'uno all'altro per poter effettuare diverse simulazioni, valutarne i comportamenti e scegliere la macchina in funzione di un modello o di un costruttore, potrebbe determinare la scelta di un prodotto magari più costoso come spesa iniziale ma in grado di ripagare in tempi più brevi in funzione dell'alto rendimento oppure, se il sito è percorso da venti prevalenti costanti, determinando così condizioni per cui le prestazioni dei generatori si equivalgono, la scelta del prodotto sarebbe determinata unicamente dal prezzo di acquisto.

In questo modo, si potranno calcolare i possibili scenari di ritorno economico.

Considerando che il prezzo di vendita è stabilito e la produzione è tutta acquistata, bisognerà quantificare almeno quando l'impianto si ripaghi nel suo complesso e da quando comincerà a generare profitto considerando gli oneri di conduzione e detraendone le tasse.



Figura 3.8 – Principali elementi da considerare e flussi informativi da seguire per il calcolo ipotetico della producibilità

Al fine di una maggiore schematicità di seguito si riportano i dati utili minimi:

- a) potenza nominale aerogeneratore (kW);
- b) numero degli aerogeneratori componenti l'impianto eolico;
- c) ore annue equivalenti di funzionamento degli aerogeneratori a potenza nominale, da cui risulti la loro producibilità teorica annua di energia;
- d) efficienza impianto/componenti elettrici (media 3,0%);
- e) disponibilità di aerogeneratori (stima 3,0%);
- f) sporcamento e ghiaccio sulle pale (stima 1,0%);
- g) interferenza da altri ostacoli (stima 0,2%);
- h) isteresi del vento sovrastante (stima 0,4%);

- i) indisponibilità della rete, variabile a seconda del sito (0,5-1,0%);
- j) costo di impianto complessivamente sostenuto per unità di potenza installata (€/kW);
- k) distanza del sito dal possibile punto di allacciamento alla rete elettrica (km);
- l) onere medio annuo di esercizio e manutenzione espresso come percentuale del costo di impianto;
- m) compenso annuo corrisposto ai proprietari dei terreni e ai comuni, ad esempio espresso come percentuale del ricavo dalla vendita dell'energia;
- n) prezzo di vendita medio dell'energia elettrica ceduta alla rete (€/kWh);
- o) incentivazione mediamente percepita (ad esempio prezzo dei certificati verdi) per unità di energia elettrica ceduta alla rete (€/kWh);
- p) numero di anni di disponibilità dell'incentivazione (ad esempio, anni in cui vengono concessi i certificati verdi);
- q) numero di anni di durata dell'investimento (di solito pari alla vita utile degli aerogeneratori);
- r) tasso di attualizzazione;
- s) tasso di interesse atteso per il capitale proprio.

Per gli impianti di taglia uguale o inferiore a 20 kW, i punti i), k), m) e n), che sono installati in edifici o comunque in prossimità del contatore/punto di consegna e che sfruttano lo scambio sul posto, non sono validi.

I principali indicatori finanziari da ricavare sono:

- valore attuale netto (VAN): è un indicatore completo, solitamente rappresentato graficamente per facilità di letture, il cui percorso ideale prevede che il primo anno sarà negativo e pari, in valore assoluto, al costo capitale dell'impianto stesso. Negli anni successivi, con l'inizio della produzione di energia, subentreranno anche i ricavi ottenuti dalla vendita di quest'ultima e degli eventuali certificati verdi. In generale, l'investimento risulterà conveniente se alla fine della durata della vita utile dell'impianto, il VAN sarà positivo, indifferente se nullo oppure disastroso se negativo. Quanto maggiore è il VAN, tanto più vantaggioso si prospetta l'investimento;
- costo medio dell'energia (CME): può essere interpretato come il ricavo costante per unità di energia prodotta e venduta (€/kWh), ovvero l'introito unitario che compensa esattamente i costi sostenuti, senza dare utili. Rappresenta la valutazione più immediata per confrontare l'attrattiva della fonte eolica rispetto ad altre fonti energetiche;

- tasso interno di rendimento (TIR): è quel valore del tasso di attualizzazione che rende nullo il VAN. Risulta utile per confrontare l'investimento in un impianto eolico con tassi di interesse che potrebbero essere percepiti in un investimento di tipo puramente finanziario (titoli, azioni, depositi, ecc.). se il TIR è inferiore a questi ultimi l'iniziativa è senz'altro sconsigliabile. Quanto maggiore è il VAN, tanto più vantaggioso si prospetta l'investimento;
- tempo di ritorno (TR) dell'investimento, cioè in quanto tempo il flusso di cassa raggiunge i costi di investimento (punto di pareggio – *break even point*). Quanto più è breve il TR, quanto prima l'investimento genererà profitto netto.

Ultimo passo dello studio di fattibilità, ma non meno importante dei precedenti, è la previsione di tempi e delle risorse che si ritengono necessari per arrivare a realizzare l'impianto.

Questa previsione, oltre a essere riportata analiticamente, può essere illustrata graficamente attraverso un diagramma di Gantt, dove sull'asse verticale sono indicate in sequenza di accadimento le principali attività ritenute necessarie, rappresentate poi a indicare la durata e l'arco temporale in barre orizzontali di lunghezza variabile.

Le barre temporali esprimono l'arco di tempo in cui si prevede sia iniziata e conclusa l'attività, l'impegno esatto va valutato in funzione della specifica lavorazione.

Si noti come le fasi più lunghe sono rappresentate dalla campagna anemologica, senza la quale però si correrebbe il rischio di avere un'alta incertezza sulla producibilità del sito, e dall'iter autorizzativo. Quest'ultimo in particolare è un percorso critico per la realizzazione dell'impianto, la cui durata può essere estremamente variabile e non dipende direttamente dall'investitore, pertanto si consiglia di procedere agli acquisti delle apparecchiature, che costituiscono il maggior aggravio economico solo al termine dell'iter e una volta ottenute tutte le autorizzazioni.

Le attività successive sono dipendenti dalla disponibilità sul mercato dei prodotti e dalla celerità con cui si realizzerà l'impianto. Un punto critico è rappresentato dall'eventuale complessità dell'opera civile, solo al termine della quale potrà essere installato l'aerogeneratore. Un riferimento temporale minimo è quello di considerare, a opera finita, almeno 40 giorni per permettere alla gettata di calcestruzzo di arrivare correttamente a fine maturazione.

In passato si tendeva ad affidare a un unico fornitore, di tipo *integratore*, la realizzazione del progetto e a cui si trasferiva ogni rischio economico e tecnologico. Oggi invece un metodo diffuso e molto più orientato alla gestione finanziaria consiste nell'affidare a professionisti *consultant* gli studi preliminari e di fattibilità dell'intervento.

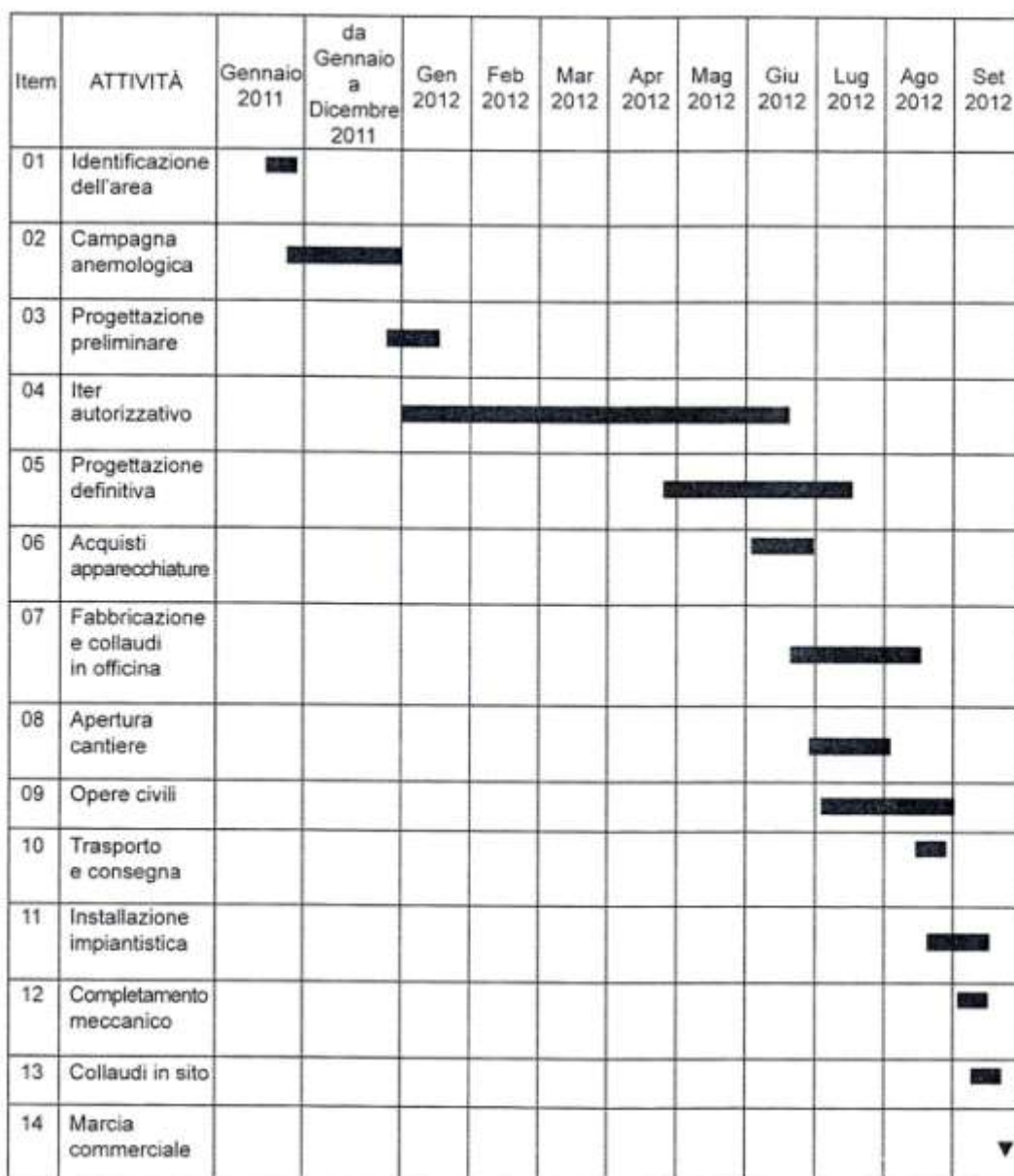


Figura 3.9 – Diagramma di Gantt relativo a un impianto eolico

Gli stessi professionisti accompagnano poi il committente in tutte le fasi successive, quali l'acquisto delle tecnologie, l'assegnazione degli appalti, la realizzazione e il collaudo del progetto, garantendo così competenze specifiche per raggiungere risultati in assoluta imparzialità.

Un ulteriore ruolo assegnato a professionisti è quello di direttore dei lavori, il quale per assicurare tempi e metodi si serve di varie tecniche di gestione del progetto (dette anche di *project management*).

3.5.2. Realizzazione

Nello sviluppo della realizzazione dell'impianto eolico i riferimenti principali saranno il rispetto dei tempi di esecuzione e della spesa preventiva al fine di garantire il ritorno dell'investimento all'interno di quanto stimato e messo a disposizione dall'investitore.

Il diagramma di Gantt prodotto in fase preliminare viene così rivisto, estendendo in dettaglio le attività e aggiornando le date in funzione dello sviluppo dei lavori: a ciò si affianca il progressivo incremento delle spese per consentire di vigilare costantemente sui progressi e intervenire per tempo sugli eventuali scostamenti con quanto preventivato.

L'attività di progettazione è essenzialmente l'ingegnerizzazione di quanto previsto. Il documento CEI 0-2, *Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici*, pur nato per una specifica disciplina, fornisce comunque un'impronta di riferimento per sviluppare la documentazione necessaria per un impianto di generazione eolica.

Per il progetto elettrico si raccomanda che questo consideri quanto segue:

- il collegamento non deve causare disturbi alla tensione e alla continuità sulla rete;
- in caso di mancanza di tensione sulla rete, l'impianto del produttore non può in alcun caso immettere tensione;
- qualunque evento anomalo, che si verifichi sull'impianto del produttore, deve provocare l'automatica interruzione del parallelo;
- semplicità e rapidità di manutenzione;

Sul mercato esistono programmi di ausilio alla stesura della documentazione nel rispetto degli standard, alcuni dei quali sono realizzati anche dagli stessi produttori delle apparecchiature.

Per il progetto civile o comunque della struttura di sostegno questo deve sempre prevedere:

- la verifica strutturale;
- la condizione peggiore di vento.

La condizione peggiore di vento da considerare per i calcoli delle strutture di supporto e nella scelta delle apparecchiature è un fenomeno meteorologico eccezionale quale può essere, per esempio, la tromba d'aria. I dati di una tromba d'aria di progetto da considerarsi dovranno essere almeno i seguenti:

- velocità tangenziale 88 m/s;

- velocità di traslazione 18 m/s;
- caduta di pressione 1,245 kgf/m² in 5 s.

Si ricorda la necessità di prevedere la possibilità di dismettere o ampliare in futuro l'impianto, considerando, ad esempio, la facile rimozione e la possibilità di effettuare la sostituzione dell'aerogeneratore con uno di nuova fabbricazione mantenendo la medesima fondazione.

In conclusione, sono necessari l'accertamento e la valutazione di tutto il progetto, comprendente l'attività di analisi critica documentata, esauriente e sistematica di quanto progettato per valutarne le capacità di soddisfare i requisiti di qualità, individuare eventuali problemi e proporre soluzioni denominate *design review*.

Riguardo agli acquisti, se il progetto non ritiene necessario l'impiego di specifiche apparecchiature o comunque l'utilizzo di queste è limitato a impianti di taglia uguale o inferiore a 20 kW, è sicuramente utile rivolgersi a costruttori nazionali che possono garantire rapidamente assistenza, disponibilità di ricambi e conformità a disposizione di legge italiana.

Per ciò che concerne gli appaltatori per i lavori civili, di montaggio e installazione, la soluzione migliore consiste nel rivolgersi a imprese qualificate quanto più vicine possibile al sito di installazione che sicuramente potranno garantire, a parità di qualità di prestazione e di costi, servizi logistici e costi più convenienti rispetto a imprese più distanti.

Per impianti superiori a 20 kW, si consiglia di eseguire sempre i collaudi di officina almeno degli aerogeneratori e degli inverter per qualificarne la bontà e soprattutto come occasione formativa per conoscere al meglio quanto si sta acquistando e un domani si sottoporrà a manutenzione.

L'attività in sito comporta l'apertura del cantiere che dovrà essere condotto nel rispetto della sicurezza e delle norme antinfortunistiche.

Per i rischi specifici, le fasi di lavorazione interessate sono l'esecuzione di:

- lavori civili, siano queste le fondazioni in calcestruzzo o la sola installazione di un palo a muro;
- l'installazione dell'aerogeneratore, che solitamente comporta la movimentazione di carichi ingombranti e pesanti in quota;
- l'energizzazione di impianto, deve essere sempre preceduta da una verifica di continuità e isolamento delle connessioni elettriche.

Al momento della messa in opera del conglomerato è obbligatoria la presenza di almeno un membro dell'ufficio della direzione dei lavori incaricato a norma di legge e di un responsabile tecnico dell'impresa appaltatrice.



Figura 3.10 – *Installazione di una turbina eolica*

Riguardo al trasporto, va preventivamente verificato che gli ingombri delle apparecchiature possano accedere agevolmente al sito. Per quel che concerne la posa, deve essere innanzitutto premontato tutto quanto può essere eseguito a terra in tutta sicurezza; successivamente vengono erette e fissate, per mezzo di autogru, prima la torre e poi la navicella e, per finire, le pale.

Chi esegue i montaggi deve raggiungere l'aerogeneratore in modo sicuro e opportunamente assicurato per mezzo dei dispositivi di protezione individuale necessari.

Visti i rischi e la complessità dell'operazione, per la durata di tutte queste operazioni (solitamente un giorno) l'area di lavoro dovrà essere opportunamente recintata e andrà interdetto il transito ai non addetti ai lavori. La squadra di lavoro dovrà essere composta da tre persone più il gruista.

Una volta installato l'aerogeneratore, rimangono da ultimare le connessioni che possono essere predisposte preventivamente, così come la posa del quadro inverter. Seguirà l'energizzazione e il periodo di prova di almeno sei mesi per gli aerogeneratori di taglia superiore ai 6 kW; la verifica può essere efficacemente svolta tramite un sistema di telecontrollo.

CAPITOLO 4

Analisi economica degli impianti eolici

4.1. 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 il 76% sul totale; mentre i costi per la connessione alla rete e quelli per le fondazioni si attestano rispettivamente al 9% ed al 7% circa (tabella 4.1).

Il costo totale per kW installato è di circa 1000-1500 € e può variare in maniera significativa da un paese all'altro. I costi più bassi vengono registrati in Danimarca, seguita da Grecia e Olanda. Per Gran Bretagna, Spagna e Germania, i costi sono del 25-30% più alti che in Danimarca; nel nostro Paese lo sono circa del 20%.

	Percentuale [%]
Turbine	75,6
Fondazioni	6,5
Opere elettriche	1,8
Connessione alla rete	8,9
Viabilità	0,9
Sistemi di controllo	0,3
Consulenze	1,2
Terreni	3,9
Costi finanziari	1,2

Tabella 4.1 - Ripartizione percentuale dei costi capitali di un impianto eolico

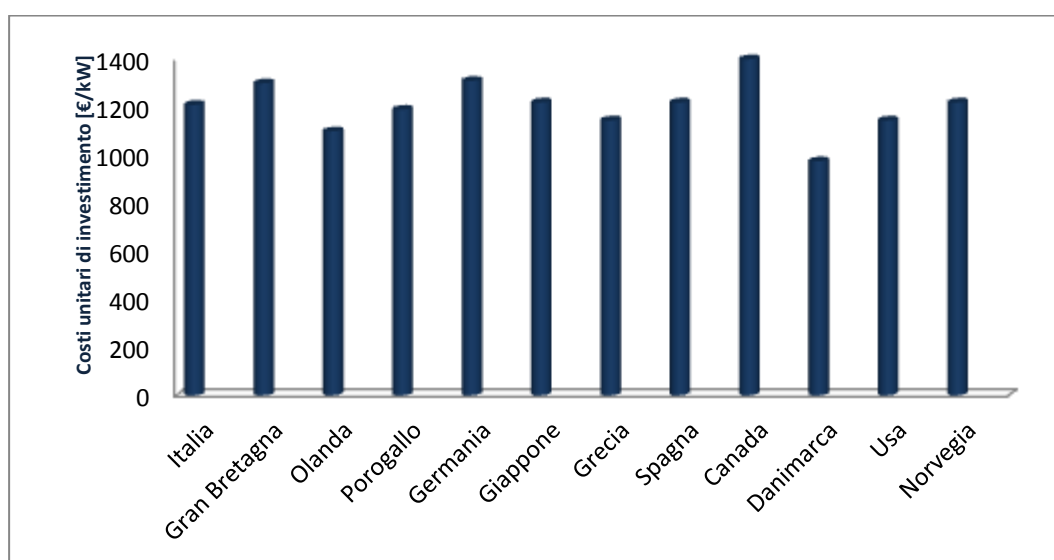


Figura 4.1. - Costi unitari totali di investimento in vari Paesi

Nella figura 4.2 sono riportati i costi delle turbine, i costi ausiliari e l'incidenza percentuale dei primi per alcuni Paesi.

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.

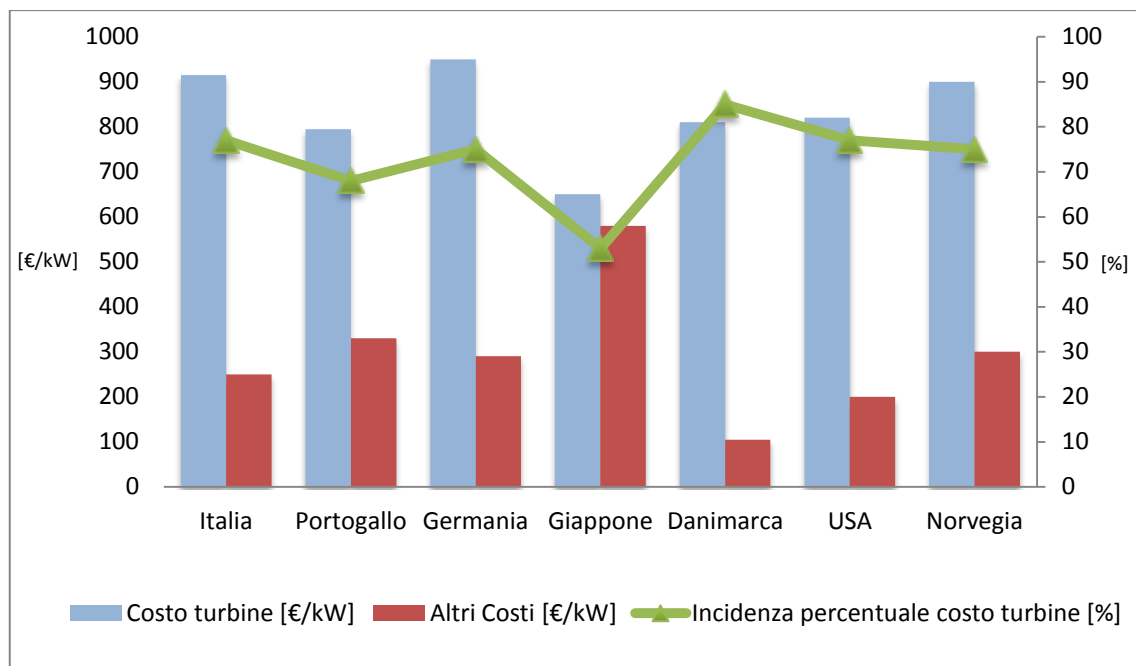


Figura 4.2 - Costi unitari di investimento per le turbine e altri costi unitari.

Alle macchine che superano il MW di potenza appartiene una quota di mercato superiore al 95%, con il segmento delle taglie superiori ai 2 MW che assume via via maggiore importanza anche per le applicazioni *on-shore*: ad oggi la quota di mercato supera il 6%, contro lo 0,3% del 2003. Sono migliorati significativamente sia i metodi di misurazione e di valutazione delle caratteristiche anemologiche di un sito, portando a scelte di siti ottimali e delle turbine più adatte da installare, che le apparecchiature meccaniche ed elettriche. Tutto ciò ha portato ad 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 corrispondenti ad una riduzione sull'intero periodo superiore al 30%. Questo andamento si è poi invertito, nel biennio 2004-2006, a causa dell'elevato incremento della domanda di turbine combinato all'aumento dei prezzi delle materie prime e della carenza delle forniture (non imputabili unicamente ai produttori di turbine ma anche a difficoltà da parte dei produttori dei singoli componenti). Si è infatti registrato un + 20% dei costi a livello internazionale, con punte del + 40% negli Stati Uniti e in Canada.

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 circa del 10-15% all'inizio dell'operatività della turbina e può salire fino a 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 ordinaria manutenzione;
- costi di manutenzione straordinaria (pezzi di ricambio e interventi di riparazione);
- costi di affitto dei terreni;
- costi amministrativi;
- costi di fornitura dell'energia elettrica;
- costi vari.

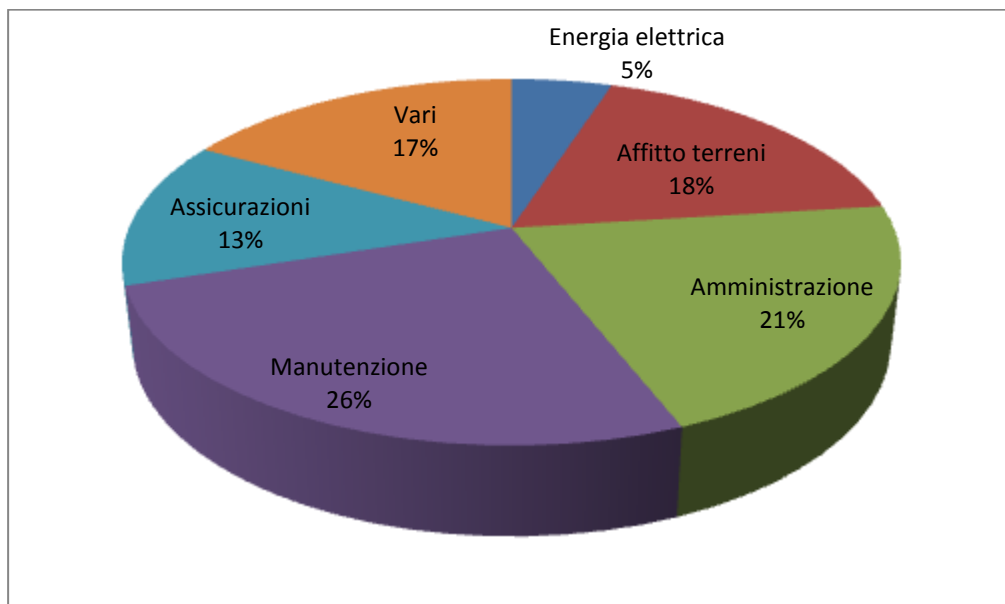


Figura 4.3 - Ripartizione percentuale dei costi di gestione e manutenzione di un impianto eolico.

Alcune di queste voci di costo sono facilmente stimabili: ad esempio, per la manutenzione ordinaria e le assicurazioni è prassi stipulare contratti standard che coprono quasi la totalità del ciclo di vita dell'impianto. Al contrario, ciò non è possibile ad esempio per i costi della manutenzione straordinaria sui quali incidono maggiormente gli interventi sulle turbine.

Infatti, nonostante questi costi aumentino con l'età di una turbina, allo stato attuale solo poche turbine installate hanno raggiunto i 20 anni di vita attesa e, quelle che lo hanno fatto, sono nettamente differenti dalle turbine attualmente sul mercato.

In base all'esperienza acquisita a livello europeo (in particolare Danimarca, Germania, Spagna e Gran Bretagna), i costi complessivi possono essere valutati in 1,2-1,5 centesimi di euro per kWh generato. Per il prossimo futuro è ragionevole pensare che, così come accade per i costi per kW installato delle turbine, anche i costi di gestione e

manutenzione possano ridursi con l'incremento della taglia delle turbine. Inoltre, i produttori delle turbine stanno inoltre cercando di ridurre in maniera significativa questi costi sviluppando modelli che richiedano minori interventi di controllo periodico programmato e minor durata delle interruzioni di funzionamento forzato per consentire agli addetti di intervenire.

Il costo totale per 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 è 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 se la turbina sia o meno ubicata in un sito di 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) a 0,053 €/kWh (calcolato in una turbina di 2 MW di potenza), per una riduzione superiore al 40%.

Circa il 75-80% dei costi di produzione di una turbina dipendono dai costi di investimento: costi della turbina, delle fondazioni, delle apparecchiature elettroniche e della connessione alla rete. Questo differenzia gli impianti eolici dalla tecnologie convenzionali alimentate da fonti fossili dove il 40-60% dei costi di produzione sono dovuti al combustibile ed ai costi di manutenzione e gestione.

Per il prossimo futuro si prevede un'ulteriore riduzione dei costi per kWh prodotto, che dovrebbe raggiungere un tasso del 10% per ogni raddoppio della potenza complessiva installata (condizione che si verifica ogni 3 anni).

Quindi, al 2015 i costi dovrebbero posizionarsi nell'intervallo 0,043-0,050 €/kWh in funzione delle condizioni anemologiche.

La potenza complessiva degli impianti *off-shore* installati a fine 2009 è pari all'1,2% della potenza eolica installata a livello mondiale. Il 98,8% degli impianti *off-shore* sono concentrati in Europa nel Mare del Nord e nel Mar Baltico.

Gli impianti sono quasi tutti installati in acque basse (meno di 20 m di profondità) e ad una distanza inferiore a 20 km dalla costa, per minimizzare i costi delle fondazioni e delle linee elettriche sottomarine.

Gli impianti *off-shore* sono ancora del 40-50% più cari di quelli sulla terra ma, grazie ai vantaggi derivanti dalle migliori condizioni anemologiche e dell'impatto visivo, il settore è in forte espansione con obiettivi ambiziosi.

I costi dipendono principalmente dalle condizioni meteorologiche e dal moto ondoso, dalla profondità e dalla distanza dalla costa.

L'intervallo dei costi di investimento sostenuti per la costruzione di alcuni impianti più recenti varia da 1,2 a 2,7 milioni di euro a MW installato.

Valori più elevati rispetto agli impianti *on-shore* sono dovuti alle strutture ed alla complessa logistica per installare le torri. Ad esempio, le turbine sono del 20% più costose e le torri e le fondazioni possono arrivare a costare 2,5 volte in più rispetto a quelle degli impianti *on-shore*.

Nella seguente tabella sono riportate le percentuali di incidenza sul costo complessivo delle singole fasi di sviluppo.

	Percentuale [%]
Turbine (trasporto e posa in opera compresi)	49
Fondazioni	21
Stazione di trasformazione e cavo sottomarino di collegamento alla costa	15
Cavi sottomarini di collegamento tra le turbine	5
Progettazione e gestione	6
Studio di impatto ambientale	3
Varie	1

Tabella 4.2 - Ripartizione percentuale dei costi capitali di un impianto eolico off-shore

Confrontando questi valori con quelli relativi agli impianti *on-shore*, le principali differenze sono riconducibili al maggior costo delle fondazioni (che incide al 21% sui costi totali), delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche sottomarine (doppi rispetto a quelli sulla terra) e degli studi di impatto ambientale.

Tuttavia, con lo sviluppo del settore sono previsti alcuni miglioramenti tecnologici e, di conseguenza, delle riduzioni dei costi.

I costi di investimento più alti sono bilanciati da una produzione di energia elettrica più elevata: salvo gli impianti più obsoleti, gli impianti installati in Europa superano tutti le 3000 ore equivalenti all'anno, con punte superiori a 4000 ore equivalenti l'anno.

Per il calcolo dei costi dell'energia prodotta, sono state considerate le seguenti ipotesi:

- i costi di gestione e manutenzione sull'intera vita dell'impianto sono pari a 16 €/MWh;
- i costi di bilanciamento della produzione sono pari a 3 €/MWh;
- l'analisi economica è effettuata come per gli impianti on-shore.

Il costo dell'energia prodotta varia da un minimo di 0,06 €/kWh ad un massimo di 0.093 €/kWh.

4.1.1. Gli impianti minieolici

Come già visto in precedenza il costo di questi impianti varia tra i 2000 ed i 6000 €/kW per le macchine ad asse orizzontale; mentre il costo delle macchine ad asse verticale è ancora sensibilmente superiore. Nel primo caso, il costo dell'energia risulta variabile tra 0,1 e 0,3 €/kWh. I fattori che influenzano la scelta della taglia ottimale degli impianti minieolici sono simili a quelli degli impianti di taglia più elevata; ma in questa valutazione hanno un peso determinante il tipo di utilizzo e la tariffazione.

4.1.2. Altri aspetti economici

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 essere impiegati per l'agricoltura e l'allevamento ed il pascolo perché gli aerogeneratori e le opere a supporto (cabine elettriche, strade) occupano solamente una minima parte del territorio necessario per la costruzione di un impianto.

4.1.3. L'energia eolica in confronto con le altre tecnologie di generazione

La spinta allo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia viene dalla situazione di incertezza a livello globale sui costi futuri dell'energia, dalla dipendenza dal petrolio, dalla sua disponibilità e dagli obblighi di riduzione di emissioni inquinanti. In questo paragrafo, per poter procedere al confronto tra i costi dell'energia prodotta con fonti fossili e quella prodotta da fonte eolica, per il calcolo dei primi è stato utilizzato il modello Recab, sviluppato dalla Agenzia Energetica Internazionale.

Il costo della produzione di energia elettrica da fonte convenzionale è determinato da quattro componenti:

- costo del combustibile;
- costo delle emissioni di CO₂;
- costi di gestione e manutenzione;
- costi capitali.

Per i prezzi dei combustibili e della CO₂ evitata sono stati considerati due scenari di riferimento:

- *Scenario 1* : prezzo del petrolio 59 \$/barile, prezzo del carbone 1,6 €/GJ, prezzo del gas naturale 6,05 €/GJ e prezzo della CO₂ evitata 25 €/t
- *Scenario 2* : prezzo del petrolio 118 \$/barile, prezzo del carbone 2,4 €/GJ, prezzo del gas naturale 12,1 €/GJ e prezzo della CO₂ evitata 35 €/t.

Il confronto è stato effettuato con due impianti: una centrale termoelettrica a carbone ed una centrale a gas a ciclo combinato considerando per entrambe un tempo di vita di 40 anni ed un fattore di carico del 75%. Nella figura successiva sono riportati i risultati ottenuti.

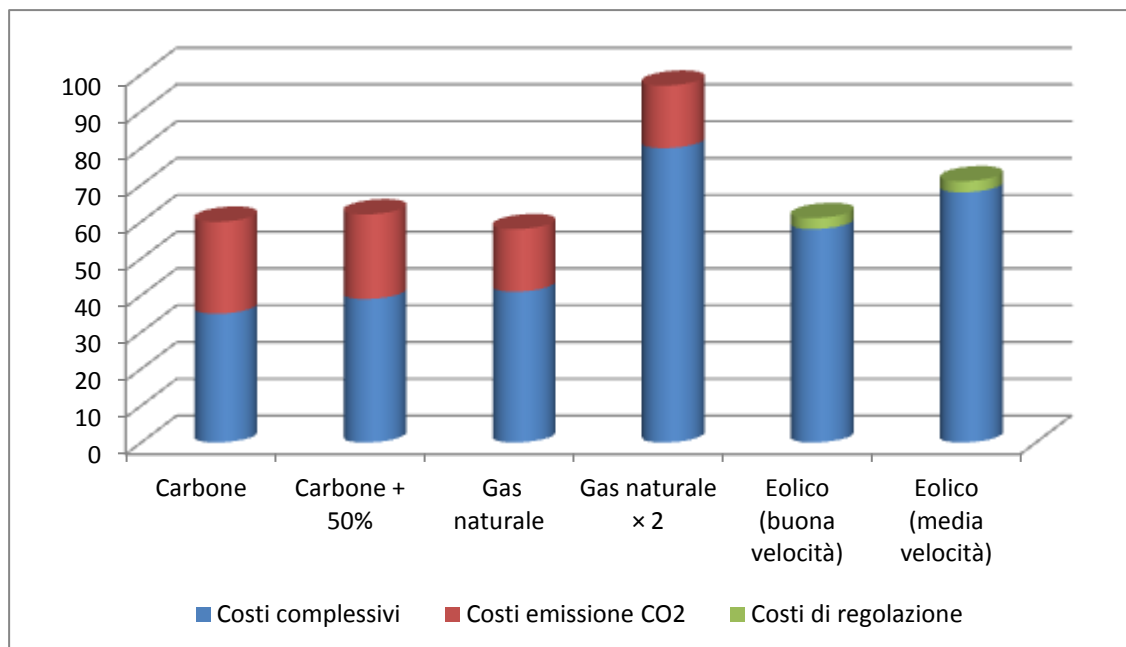


Figura 4.4 - Costi unitari di produzione dell'energia elettrica da fonte eolica a confronto con le tecnologie convenzionali

Nello *Scenario 1* i costi di generazione dell'energia eolica sono superiori di oltre il 30% rispetto ai costi delle tecnologie convenzionali.

Nello *Scenario 2* la competitività economica dell'energia eolica aumenta notevolmente: i costi dell'energia prodotta da impianti *on-shore* sono inferiori a quelli dell'energia prodotta da centrali a gas a ciclo unico combinato e sono solo del 10% superiori a quelli delle centrali a carbone. Per impianti con migliori condizioni di vento, l'energia eolica produce l'elettricità meno cara.

La previsione dell'andamento dei costi energetici è complicata se si considera che questi sono guidati principalmente dal costo del petrolio.

Il costo del barile di petrolio negli anni '90 era di 15-25 dollari e le previsioni di quegli anni parlavano di un incremento lento e costante sino a 30 dollari al barile del 2020.

Invece il barile di petrolio ha raggiunto questo valore molto prima rispetto alle previsioni arrivando anche a toccare i 147 dollari nel luglio 2008.

Quindi, gli incrementi di prezzo non sono stati e non saranno mai uniformi sia temporalmente che geograficamente.

Queste incertezze implicano considerevoli rischi sui costi futuri di generazione delle celle elettriche tradizionali.

Al contrario, i costi a kWh generato da fonte eolica si mantengono mediamente costanti durante tutta la vita dell'impianto.

Pertanto, uno scenario di maggiore penetrazione nel sistema di produzione dell'energia elettrica potrebbe contrastare incrementi inattesi o improvvisi dei costi futuri dei combustibili fossili, giustificando eventuali costi maggiori dell'energia eolica. Tutte le precedenti considerazioni non tengono conto del processo in atto in molti paesi di internalizzazione dei costi sociali ed ambientali nei costi di generazione dell'energia delle fonti fossili.

I valori delle esternalità (emissioni di CO₂, consumi di acqua, inquinamento, ecc.), assegnati direttamente dai governi o determinati da specifiche commissioni, possono essere nulli ma arrivare anche ad essere superiori a 0,1 €/kWh prodotto, come nel caso degli impianti termoelettrici a carbone più obsoleti e inquinanti.

Nel caso dell'energia eolica, le esternalità sono tutte positive perché quella eolica è una fonte energetica locale, la generazione di elettricità non richiede consumi di acqua e non porta all'emissione di gas climalteranti; pertanto, l'internalizzazione dei costi renderebbe l'energia prodotta da fonte eolica più economica dell'energia prodotta dalle fonti fossili.

Confrontando, infine, i costi delle altre fonti rinnovabili, è possibile affermare che quella eolica è la più economica.

Nella seguente figura sono riportati i costi di generazione delle principali fonti rinnovabili e del nucleare.

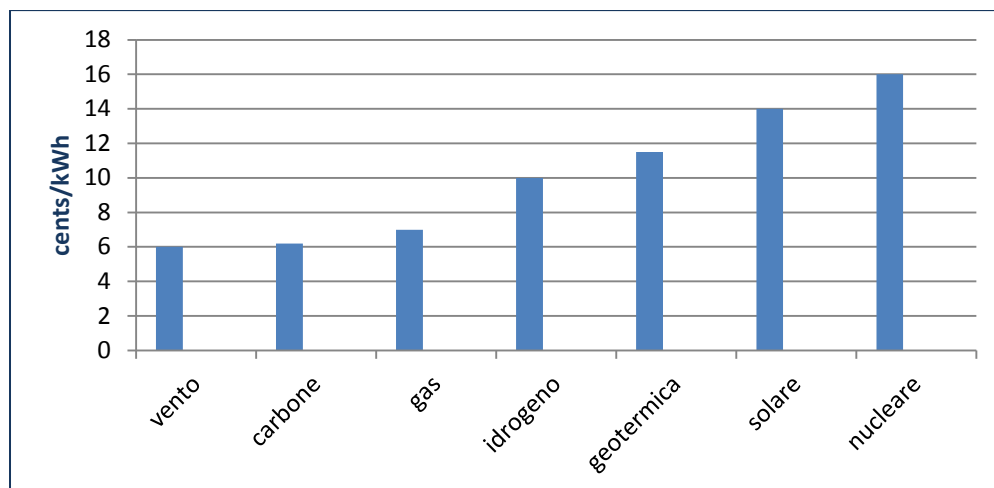


Figura 4.5 - Costi unitari di produzione dell'energia da fonti rinnovabili e da nucleare

CAPITOLO 5

Impatto ambientale degli impianti eolici

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 (esplorazione, estrazione, trasporto, lavorazione, utilizzo e smaltimento) e, durante il funzionamento, non producono emissioni di gas climalteranti o di sostanze tossiche.

Gli unici impatti sulla qualità dell'aria sono concentrati nella fase di costruzione e hanno eventuali effetti negativi localizzati e solo a breve termine. Tali impatti sono dovuti alla produzione di polveri durante le fasi di cantiere ed alle emissioni dei mezzi di trasporto e di cantiere.

Per tale tipologia di impianto risultano importanti altre forme di impatto ambientale quali, in particolare, l'occupazione del territorio, l'impatto visivo, le emissioni acustiche, le emissioni elettromagnetiche e le possibili interferenze con la flora e la fauna.

La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è definita come la procedura che assicura che tutti gli impatti 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.

Le turbine eoliche sono strutture verticali con degli elementi rotanti e, per questi motivi, hanno la potenzialità di attrarre l'attenzione e di essere fattori dominanti sulla percezione del paesaggio e creare degli impatti negativi.

Il rapporto fra la potenza installata e la superficie del territorio complessivamente richiesto dagli impianti eolici è dell'ordine di 10 W/m^2 , ovvero circa 100 kW/ha . Tuttavia, la superficie di territorio effettivamente sottratta agli altri usi (pascolo, agricoltura, etc.) è dell'ordine del 2-3% del totale (essenzialmente quella occupata dalle strade e dalle piazzole delle turbine), in relazione alla notevole spaziatura fra le macchine.

Le interferenze con la flora sono di solito molto modeste (almeno negli impianti realizzati con cura) e limitate alla fase di realizzazione dell'impianto (sbancamenti per le strade di accesso e di collegamento fra le macchine, scavi per cavidotti e fondazioni). I possibili problemi sulla fauna sono legati alla possibilità di urti dei volatili, specie di alcuni rapaci, contro le pale delle turbine.

Le specie migratorie sembrano adattarsi meglio alla presenza delle turbine, e comunque il numero annuo di collisioni è limitato.

Ulteriori problemi secondari, possono sorgere in merito al possibile disturbo di natura elettromagnetica arrecato alle trasmissioni radio e TV.

L'impatto visivo è essenzialmente un problema di percezione e integrazione complessiva delle turbine eoliche nel paesaggio. Infatti, gli aerogeneratori, per la loro altezza sono visibili in qualunque conteso, anche se in misura più o meno marcata a seconda dell'orografia del territorio.

Evidentemente l'impatto visivo aumenta al crescere dell'altezza e del numero delle macchine installate. Anche in questo caso, a seconda delle circostanze, risulterà di volta in volta preferibile un minore numero di macchine di maggiore altezza (per esempio utilizzando 10 turbine da 1,5 MW con altezza al mozzo di 65 metri invece di 25 turbine da 600 kW con altezza al mozzo di 45 metri), oppure il viceversa. Per ridurre l'impatto visivo si possono utilizzare alcune soluzioni di mitigazione, come per esempio la scelta delle torri a traliccio nel caso in cui si voglia ridurre l'impatto visivo da lunga distanza (il traliccio a lunga distanza si confonde con lo sfondo), oppure di quelle tubolari qualora si voglia ridurre l'impatto a breve distanza. Peraltro, sia il traliccio che la torre tubolare possono essere verniciati con colori neutri e antiriflesso, al fine di armonizzarli con l'ambiente circostante. Infine, per ridurre l'impatto visivo in corrispondenza dei punti di osservazione particolarmente sensibili (strade, paesi, etc.), è possibile introdurre appositi elementi di schermatura, come per esempio dei filari di alberi.

Nelle moderne turbine eoliche le problematiche legate all'impatto acustico si sono fortemente ridotte, in quanto il livello di emissione acustica può anche essere programmato durante la fase iniziale di scelta della macchina.

Vengono prodotti due tipi di rumore: il rumore aerodinamico prodotto dalle pale in rotazione ed il rumore meccanico prodotto dalle parti elettromeccaniche (generatore, moltiplicatore di giri, sistemi di raffreddamento ed altre componenti), più basso del primo e già non più percepibile a poche decine di metri di distanza.

La trasmissione del rumore può avvenire direttamente per via aerea o può propagarsi lungo la struttura per poi trasmettersi in aria. Inoltre, la navicella, il rotore e la torre potrebbero comportarsi da casse di risonanza, trasmettendo il rumore.

Il rumore aerodinamico delle pale non è diverso da quello prodotto dal vento stesso attraverso gli alberi o altri ostacoli o direttamente alle orecchie di un ascoltatore ma è comunque distinguibile perché è intermittente, maggiormente quando le condizioni del vento non sono tali da mascherarlo.

Le moderne tecnologie hanno permesso di ridurre il rumore aerodinamico attraverso:

- la riduzione della velocità di rotazione della punta delle pale ha valori inferiori ai 65 m/s;
- l'utilizzo del *pitch control* (regolazione del passo) che permette la rotazione delle pale lungo l'asse longitudinale e, quindi, la riduzione della portanza aerodinamica attraverso la variazione diretta dell'angolo di attacco.

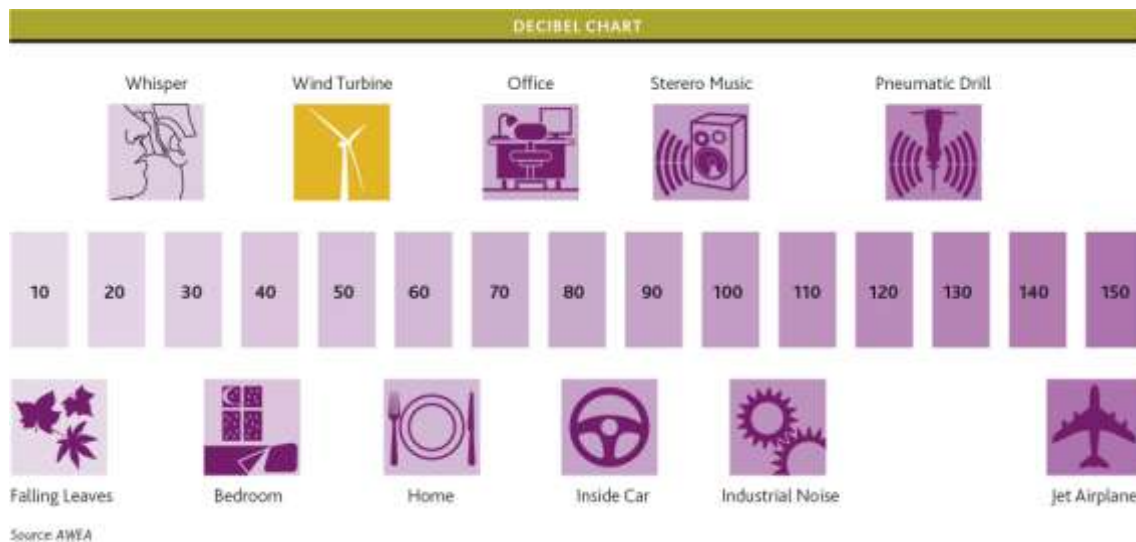


Figura 5.1 – livelli di emissione in dB di rumore per diverse sorgenti

La questione del rumore appare meno problematica se la confrontiamo non con l'assoluto (e mai tale, in realtà) silenzio della campagna, ma con altri rumori assai più

insistenti con cui conviviamo ogni giorno. Il rumore percepito ad una certa distanza dagli aerogeneratori è ben al di sotto, in termini di decibel, del chiasso di un ufficio pubblico o del rumore cui siamo sottoposti in automobile o in mezzo al traffico, senza mai arrivare a quello di molte industrie attive nelle periferie delle città.

Il problema sembra ancora più trascurabile, ove si tenga anche conto di ulteriori elementi:

- il rumore percepito in prossimità di impianti eolici viene talvolta erroneamente attribuito ai soli generatori eolici, in realtà in zone ventose ed a qualche centinaio di metri di distanza dai generatori stessi, il rumore di fondo causato dal vento è paragonabile a quello dovuto agli aerogeneratori;
- a circa 200 metri di distanza dal singolo aerogeneratore il livello di emissioni acustiche 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;

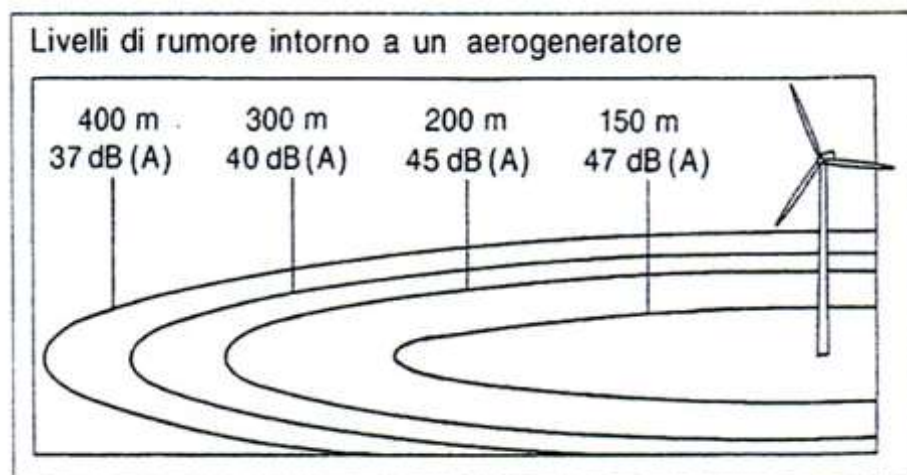


Figura 5.2 – Distribuzione spaziale del rumore prodotto da un moderno aerogeneratore in terreno aperto e pianeggiante

- a circa 350 metri di distanza da un impianto eolico il livello di emissioni acustiche che si percepisce è variabile da 35 a 45 decibel, valore equivalente a quello prodotto da un tradizionale frigorifero in funzione;
- la reazione della maggioranza delle persone è di valutare il rumore prodotto dalle turbine, anche a breve distanza, molto inferiore rispetto a quanto ritenuto. Ad esempio un'indagine svolta in Gran Bretagna ha messo in evidenza come la

maggior parte degli abitanti che vivono nei pressi di centrali eoliche, ad una distanza variabile dai 300 ai 1300 m, non ha manifestato alcun problema.

L'obiettivo principale è quello di stabilire se i livelli acustici in corrispondenza di eventuali recettori sensibili presenti nell'area prevista per la realizzazione di un impianto eolico siano compatibili con i livelli massimi previsti dalla normativa vigente e di evitare così fastidi o interferenze sulla qualità della vita dei residenti nell'area di un impianto eolico.

I livelli di pressione acustica prodotti da un impianto eolico possono essere misurati ma, come nel caso degli impianti visivi e paesaggistici, anche la percezione dell'impatto acustico è, in parte, soggettiva e dipende dalla tolleranza individuale.

Sulla base delle precedenti considerazioni, si evince che è opportuno localizzare gli impianti eolici lontano dalle zone urbane (in realtà già a qualche centinaio di metri di distanza è molto difficile distinguere il rumore prodotto dalla turbine dal rumore di fondo). Tuttavia questo aspetto non è l'unico che concorre alla scelta del sito di installazione. Un altro aspetto che condiziona il posizionamento delle turbine è infatti quello legato alla sicurezza, onde far fronte al rischio derivante dalla probabilità, sebbene remota, che si verifichi la rottura di una pala. Sono questi rischi che possono coinvolgere maggiormente gli addetti alla manutenzione piuttosto che la popolazione che risiede nell'area dell'impianto proprio perché la distanza tra questo e le abitazioni è tale da annullare qualsiasi potenziale impatto. Studi specifici si occupano di valutare la distanza che coprirebbe la pala in caso di distacco. Per macchine con altezza del mozzo di circa 50 metri, per esempio, la distanza di sicurezza è dell'ordine di 200-300 m.

Con riferimento alle emissioni evitate, considerando ancora un impianto eolico costituito da 10 turbine da 850 kW che operano per 2000 ore/anno, producendo pertanto 17 GWh/anno, si può agevolmente valutare l'entità delle emissioni inquinanti non immesse in atmosfera, ipotizzando, per esempio, che tale produzione vada a sostituire analogo produzione elettrica di una centrale termoelettrica a carbone. A partire dalla produzione annua di energia elettrica, la realizzazione dell'impianto eolico eviterebbe di consumare circa 6200 t/anno di carbone e consentirebbe di evitare l'emissione in atmosfera di:

- 23,6 t/anno di SO_x
- 11,8 t/anno di NO_x
- 2,9 t/anno di particolato
- 15000 t/anno di CO₂

Infine, per costruire una turbina eolica da 850 kW, trascurando gli altri materiali secondari, sono necessari circa 85 tonnellate di acciaio (per la struttura della navicella, l'albero, la torre, etc.), circa 8 tonnellate di fibre di vetro (per le pale e per la navicella), circa 3 tonnellate di rame (per il generatore elettrico e per i cavi) nonché circa 80 tonnellate di calcestruzzo (essenzialmente per le fondazioni). Tenuto conto dei consumi di energia primaria richiesti per la produzione di ciascuno di questi materiali (per produrre un kg di acciaio servono in media 15 kWh, per 1 kg di rame servono 25 kWh, per 1 kg di fibra di vetro occorrono 28 kWh, mentre per 1 kg di calcestruzzo necessitano 0,5 kWh), la realizzazione della turbina sopracitata richiede circa 1,6 GWh di energia primaria. Tenuto conto che la turbina produce 1,7 GWh/anno, che corrispondono a circa 4,85 GWh in termini di energia primaria, si ottiene un tempo di recupero dell'energia pari a circa 4 mesi.

CONCLUSIONI

Oggi si avverte l'importanza e la necessità di una rivoluzione tecnologica che sviluppi e affermi definitivamente le fonti di energia rinnovabili. L'eolico è, tra queste ultime, quella che mostra assieme alle biomasse un tasso di sviluppo maggiore e delle caratteristiche economiche migliori rispetto alle altre. Un passaggio alle energie rinnovabili presuppone un cambiamento strutturale economico profondo e di ampia portata che ovviamente non è realizzabile senza contrasti e soprattutto con la volontà concorde dell'industria energetica tradizionale: il complesso economico-energetico è infatti il settore più grande e più potente dell'economia mondiale.

La crescita delle fonti rinnovabili è ostacolata, inoltre, dalla difficoltà di valutare correttamente le esternalità associate alla produzione di energia, che fanno apparire costose queste opzioni tecnologiche laddove ci si limiti a considerare i soli costi privati e non anche i costi sociali: si ritiene che una corretta valutazione dei costi ambientali, infatti, possa ridimensionare il divario di costo con le fonti fossili, fino addirittura ad annullarlo in molti casi, soprattutto con gli attuali costi dei combustibili.

È importante sottolineare che i costi di investimento nelle energie rinnovabili sono alti e una buona redditività degli impianti si ottiene solo a condizione che si accettino tempi di ritorno del capitale investito abbastanza lunghi (solitamente superiori ai 15 anni).

Si tratta in definitiva di un vero e proprio cambiamento culturale che, con una precisa e diffusa informazione, potrebbe gettare le basi per un vero cambiamento paradigmatico di natura epocale. Evidentemente la questione non riguarda la scelta tra una risorsa rinnovabile e un'altra: la soluzione potrebbe essere coerentemente ravvisata nell'utilizzo di un *mix* di fonti rinnovabili, a seconda delle peculiarità morfologiche e climatiche del sito prescelto.

Accanto alle problematiche di sviluppo legate alla tecnologia e agli investimenti, un altro ostacolo allo sviluppo di queste fonti è costituito dalle scelte dei decisori pubblici e privati. L'eolico costa meno del solare e i tempi di installazione di un impianto sono sensibilmente inferiori a quelli di costruzione di una centrale idroelettrica o geotermica. Sarebbe auspicabile un intervento pubblico più convinto per cercare di indirizzare le politiche energetiche nazionali e internazionali verso scelte ottime sul piano sociale, in maniera tale da rendere concrete nuove opportunità; e questo ancor prima di badare alla necessità di fornire una prospettiva sostenibile al sistema energetico. Come sostenuto da Scheer, insistere sulla strada tradizionale, pur con una maggiore prudenza, è altamente pericoloso.

BIBLIOGRAFIA

Andreolli Fabio, 2011, Impianti mini e micro eolici, Guida alla progettazione e realizzazione, Dario Flaccovio Editore.

Cfr. AA.VV., 20% Wind Energy by 2030 – *Increasing wind energy's contribution to U.S. electricity supply*, U.S. Department of Energy, 2008.

Cfr. AA.VV., *Wind Energy – The facts*, European Wind Energy Association – WWEA, 2010.

Cfr. AA.VV., Wind Turbine Acoustic Noise, 2002-2006, Renewable Energy Research Laboratory Department of Mechanical and Industrial Engineering University of Massachusetts at Amherst.

Cfr. International Energy Agency (IEA) (2011), *2010 IEA Wind Annual Report*.

Cfr. Scheer, H. (2006), Autonomia energetica. Ecologia, tecnologia e sociologia delle risorse rinnovabili, Edizioni Ambiente, Milano.

Cfr WWEA – World Wind Energy Report, 2009.

Cocco Daniele, Palomba Chiara, Puddu Pierpaolo, 2010, Tecnologie delle energie rinnovabili, SGEEditoriali Padova.

Graniglia Nicola, 2010, Impianti eolici, Progettazione, criteri di inserimento ambientale e valutazione economica, Grafill.

SITOGRAFIA

www.ecoage.it

www.anev.org

www.edilio.it

www.enea.it

www.ewea.org

www.iea.org

www.ieawind.org

www.terna.it

www.windpower.org

