



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PALERMO
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA PER L'AMBIENTE E IL TERRITORIO
DIPARTIMENTO DI RICERCE ENERGETICHE ED AMBIENTALI

IL MINIEOLICO:
TECNOLOGIA ED APPLICAZIONI

Tesi di Laurea di:
Natale D'Armetta

Relatori:
Ch.mo Prof. **Maurizio Cellura**
Ch.mo Prof. **Marco Beccali**

ANNO ACCADEMICO 2004/05

INDICE

<i>i. Presentazione</i>	p. 5
1. La questione energetica	p. 7
1.1. Consumi energetici	p. 10
1.2. Fonti fossili	p. 17
1.3. Energia e Ambiente	p. 23
1.4. Fonti rinnovabili	p. 30
1.4.1. Energia da biomasse	p. 32
1.4.2. Energia idraulica	p. 34
1.4.3. Energia geotermica	p. 37
1.4.4. Energia solare	p. 38
1.4.5. Energia eolica	p. 42
1.4.6. Vettore idrogeno	p. 44
1.5. L'energia in Italia	p. 47
1.5.1. Produzione di elettricità da FER	p. 49
2. L'energia eolica	p. 53
2.1. Energia dal vento	p. 55
2.1.1. Misure	p. 56
2.1.2. Potenza teorica	p. 57
2.1.3. Teoria di Betz	p. 59
2.1.4. Potenza effettiva	p. 63
2.1.5. Influenza del terreno	p. 64
2.2. Produzione energetica e costi	p. 68
2.3. Aerogeneratori	p. 72
2.3.1. Turbina	p. 74
2.3.2. Generatore	p. 78
2.3.3. Sistemi di controllo	p. 79
2.3.4. Strutture di sostegno	p. 81
2.4. Impianti eolici	p. 83

2.4.1.	Wind farm	p. 83
2.4.2.	Centrali eoliche off-shore	p. 86
2.5.	Impatto ambientale	p. 89
2.5.1.	Paesaggio	p. 89
2.5.2.	Occupazione di territorio	p. 91
2.5.3.	Flora e fauna	p. 91
2.5.4.	Interferenze elettromagnetiche	p. 93
2.5.5.	Rumore	p. 94
2.5.6.	Emissioni inquinanti evitate	p. 94
2.5.7.	Ricadute occupazionali	p. 95
3.	Impianti eolici di piccola scala	p. 96
3.1.	Tecnologia	p. 98
3.1.1.	Rotore	p. 98
3.1.2.	Controllo dell'imbardata	p. 99
3.1.3.	Regolazione della potenza	p. 100
3.1.4.	Generatore	p. 101
3.1.5.	Controllo della velocità di sicurezza	p. 102
3.1.6.	Torre	p. 104
3.2.	Applicazioni	p. 106
3.2.1.	Impianti isolati	p. 108
3.2.2.	Sistemi connessi	p. 110
3.2.3.	Sistemi ibridi	p. 111
3.3.	Installazione	p. 116
3.3.1.	Scelta dell'impianto	p. 117
3.3.2.	Posizione	p. 119
3.3.3.	Sicurezza	p. 123
3.4.	Impatti ambientali	p. 126
3.4.1.	Rumore	p. 126
3.4.2.	Ombre	p. 127
3.4.3.	Emissioni evitate	p. 127
3.5.	Incentivi e autorizzazioni	p. 128

3.5.1.	I Certificati Verdi	p. 129
3.5.2.	Lo scambio sul posto	p. 131
3.5.3.	Autorizzazioni richieste	p. 133
4.	Miniturbine commerciali	p. 136
4.1.	Ampair	p. 139
4.2.	Bergey Windpower	p. 141
4.3.	Proven Energy	p. 144
4.4.	Southwest Windpower	p. 149
4.5.	Sunrise Solar	p. 153
4.6.	Vergnet	p. 156
4.7.	WTIC	p. 160
4.8.	Altri produttori	p. 163
5.	Casi studio	p. 164
5.1.	Stazioni anemometriche	p. 166
5.2.	Metodologia	p. 168
5.2.1.	Determinazione della tabella di potenza	p. 169
5.2.2.	Determinazione del profilo di velocità	p. 175
5.2.3.	Elaborazione delle curve di distribuzione della velocità	p. 179
5.2.4.	Produzione energetica	p. 183
5.2.5.	Risultati finali	p. 190
5.3.	Valutazione dei costi	p. 202
6.	Considerazioni finali	p. 208
<i>ii.</i>	<i>Bibliografia e sitografia</i>	p. 213
	Appendice: normativa di riferimento	p. 218
-	DPR 387/03	p. 219
-	Delibera AEEG 28/06	p. 238

*"Vento in faccia,
Alzo le braccia,
Pronto a ricevere il sole..."*

Bandabardò

Presentazione

I recenti avvenimenti dello scorso inverno, relativi alla carenza di gas e combustibile da riscaldamento dovuta all'improvvisa ondata di gelo in Russia, hanno evidenziato ancora una volta l'importanza e l'attualità della "questione energetica".

Accanto ad essa, gli sconvolgimenti naturali causati dalle alluvioni in Europa e USA, la crescita della popolazione mondiale, il crescente problema della desertificazione di alcune aree del globo mettono in risalto la necessità di attuare uno sviluppo economico ed energetico che sia *sostenibile*.

Consci di quanto oggi sia vasta e variegata tale tematica, il presente lavoro di Tesi focalizza l'attenzione sulle potenzialità degli impianti eolici di piccola scala, quelli cioè che rientrano nella taglia di potenza comunemente definita "minieolico" o "microeolico", proponendosi di presentare in un'unica sede le numerose e spesso ridondanti nozioni disponibili.

Questo tipo di impianti, ritornati in auge dopo alcuni anni in cui erano stati accantonati, promettono di dare un piccolo ma significativo contributo nel dibattito, proponendosi come ottima opportunità per la distribuzione su vasta scala della produzione energetica, se non per la quantità di energia erogata almeno come dimostrazione di come sia possibile produrre energia pulita in modo semplice ed economico.

Il presente lavoro è suddiviso in sei capitoli, in ognuno dei quali, dopo una breve introduzione, si affronta una diversa tematica riguardante il minieolico, analizzandone i dettagli nei diversi paragrafi e, ove fosse opportuno scendere ad un ulteriore livello di dettaglio, sottoparagrafi.

Nel presente lavoro si affronta dapprima la questione energetica nel suo complesso, ponendo l'attenzione sulle problematiche ambientali connesse all'uso massiccio delle fonti fossili, per poi analizzare le opportunità delle fonti rinnovabili in genere e della fonte eolica in particolare.

Successivamente l'attenzione viene spostata sulla produzione di energia da fonte eolica, dapprima mediante alcune considerazioni di base a carattere teorico e in seguito con la descrizione degli impianti attualmente utilizzati su scala industriale e con le problematiche ambientali connesse al loro utilizzo.

Nella parte centrale del presente lavoro vengono presentati gli impianti minieolici, con evidenza sulle peculiarità tecniche e sulle tipiche applicazioni e potenzialità. Viene affrontata la questione economica e i fattori che devono essere tenuti in conto in fase di progettazione e di scelta dell'impianto, non ultimo dei quali la ridondante e frammentata normativa esistente in proposito.

Subito dopo viene fornita una panoramica su alcune delle mini e microturbine esistenti sul mercato, presentando le diverse macchine in un unico formato per meglio evidenziare i punti di convergenza e le rispettive peculiarità.

Nella parte successiva si affronta uno studio in cui alcune delle macchine presentate precedentemente vengono valutate sulla base di dati meteorologici reali, considerando le statistiche redatte per alcune località della Sicilia.

Chiudono il lavoro le considerazioni finali e i ringraziamenti alle persone che a vario titolo hanno contribuito alla stesura del presente lavoro, la bibliografia cartacea ed elettronica ed infine un'appendice in cui è riportata la normativa di interesse.

1. La questione energetica

L'**energia** è ciò che rende possibile il verificarsi di un qualsiasi avvenimento. Infatti la materia, da sola, è inerte: ogni evento, dalla goccia che cade allo tsunami, dal battito delle palpebre al pensiero cosciente, implica una variazione o una trasformazione di energia.

In Fisica, l'energia è definita come la capacità di un sistema di compiere lavoro. L'intero ecosistema del nostro pianeta può essere considerato come un unico sistema termodinamico di tipo chiuso, in cui i vari componenti partecipano all'intero ciclo vitale: tutti gli elementi naturali e gli esseri viventi subiscono in natura delle trasformazioni cicliche, come nel noto caso del ciclo dell'acqua. Cicli analoghi coinvolgono infatti anche le altre sostanze, dal Carbonio, all'Azoto, all'Ossigeno. Tutta l'energia coinvolta nell'ecosistema planetario ha origine dal Sole e dal calore interno della Terra.

Anche l'umanità può essere considerata nel suo complesso come un unico gigantesco sistema termodinamico di tipo aperto, in cui la massa delle materie prime e delle risorse naturali viene trasformata in una eguale massa di prodotti finiti e scarti: l'energia coinvolta proviene in questo caso dalle varie risorse naturali. Infatti nel corso degli anni, fin dalla più remota antichità, l'energia utilizzata dall'umanità ha subito una profonda variazione, sia in senso quantitativo sia in senso qualitativo. Se anticamente l'unica risorsa energetica necessaria per la sussistenza di un gruppo di cacciatori paleolitici era solo un po' di legna per il fuoco, oggi gli uomini della moderna società industrializzata hanno bisogno di

molteplici fonti energetiche per ogni tipo di attività: benzina per le auto, gasolio per il riscaldamento ed energia elettrica per far funzionare ogni sorta di apparecchiatura industriale o domestica. L'energia utilizzata per tutte le trasformazioni e i processi vitali umani è oggi superiore, secondo alcuni studi, alla quantità complessiva di energia coinvolta nei processi naturali.

Si definisce *fonte energetica primaria* una *risorsa naturale* dalla quale è possibile ricavare energia utile in modo *diretto*: in questa definizione non sono considerati né il procedimento impiegato per ricavare l'energia, che può essere più o meno tecnicamente complesso, né il tipo di energia che si ottiene, che può essere termica (principalmente) o di altro tipo. Le fonti energetiche primarie attualmente utilizzate sono le seguenti:

- Le **biomasse**, incluso il legno;
- Le **fonti fossili**, dette così perché derivanti dalla decomposizione degli organismi preistorici, costituite da *carbone, petrolio e gas naturale*;
- L'**energia nucleare**;
- L'**energia geotermica**;
- L'**energia idraulica** e quella **eolica**;
- L'**energia solare**.

L'energia che si ottiene direttamente da queste fonti viene chiamata *energia primaria* e costituisce la totalità dell'energia utilizzata dall'uomo. Comunque, oltre a queste risorse, una piccola parte di energia viene ottenuta da anche altre fonti, definite *non convenzionali*: di questa categoria fanno parte ad esempio i rifiuti urbani o i gas di fermentazione da materiale biologico. L'energia da fonte non convenzionale costituisce in realtà un *recupero* di energia da quelli che sono gli scarti del sistema produttivo, realizzato attraverso i termovalorizzatori per rifiuti solidi urbani, i generatori

termici da gas di scarica o quelli da digestione anaerobica dei fanghi negli impianti di depurazione idrica. Questa energia viene normalmente utilizzata per coprire i consumi degli stessi impianti che la producono, fornendo talvolta un surplus, pertanto si tratta principalmente di energia per autoconsumo: in ogni caso, l'energia da fonte non convenzionale riduce la quantità di energia primaria complessiva richiesta, ovvero può essere considerata essa stessa una fonte "primaria".

L'unità di misura utilizzata per misurare grandi quantitativi di energia è la *Tonnellata Equivalente di Petrolio* (indicata con *tep*, in inglese *toe*, per Ton of Oil Equivalent) con i suoi multipli (1ktep = 10^3 tep e 1 Mtep = 10^6 tep), che misura l'energia primaria come l'equivalente quantità di energia termica ottenuta dalla combustione di una tonnellata di petrolio greggio. Per il PCI del petrolio si assume il valore convenzionale, ossia PCI = 41.860 kJ/kg, pertanto 1 tep = 41,86 GJ.

1.1 Consumi energetici

L'energia primaria può essere utilizzata direttamente o subire ulteriori conversioni atte a trasformarla in altre forme utili: in questo caso viene detta *energia secondaria, terziaria* e così via, a seconda di quanti passaggi intercorrano tra la sua forma primaria e quella *finale* (o *utile*), cioè quella effettivamente impiegata: comunque in generale questi passaggi sono solitamente due o tre al massimo. Secondo gli usi finali cui è destinata l'energia si distinguono le seguenti macrocategorie:

- Agricoltura e pesca (o settore primario);
- Usi industriali (o settore secondario);
- Settore residenziale e terziario;
- Trasporti;
- Bunkeraggio internazionale (carburante destinato al rifornimento delle navi);
- Usi non energetici delle fonti fossili.

L'energia deve anche essere trasportata dal luogo di produzione al luogo di effettivo utilizzo, mediante un appropriato *vettore energetico*.

Per tutti gli usi, le principali forme utili dell'energia sono due: le fonti fossili e l'elettricità.

Le risorse fossili vengono impiegate soprattutto come combustibili per la produzione di calore oppure, in particolare il petrolio, per quelli che sono chiamati *usi non-energetici*, ovvero per essere utilizzati nell'industria petrolchimica come materie prime per la produzione di varie sostanze (come ad esempio le materie plastiche). Dalle fonti fossili inoltre, e ancora una volta soprattutto dal petrolio, si ricavano quasi tutti i carburanti utilizzati nei comuni

motori a combustione, dall'olio combustibile usato nelle navi al gasolio utilizzato per i trasporti pesanti, fino alla benzina per le automobili e al kerosene per gli aerei. Le fonti fossili sono a volte considerate esse stesse dei vettori energetici, in quanto consentono un agevole trasporto da un luogo ad un altro: questa visione è tuttavia imprecisa, poiché in questo caso è la stessa fonte energetica ad essere trasportata. Nel caso in cui l'energia da trasportare a distanza sia costituita da energia termica, come ad esempio nel caso del calore prodotto dalle centrali geotermiche, come vettore energetico generalmente si utilizza un fluido ad elevato calore specifico, chiamato appunto *fluido termovettore*: quello più comunemente adoperato in tal senso è l'acqua, sia in forma liquida che in forma di vapore.

Per la maggior parte degli usi industriali o terziari, inclusi gli usi residenziali, l'energia utile è invece l'*energia elettrica*, che può essere considerata come la forma più "pregiata" di energia, in quanto da essa possono essere ricavate tutte le altre forme con perdite generalmente abbastanza ridotte: si può dire che in pratica tutta la società moderna si basa sull'elettricità, che oggi è necessaria per far funzionare praticamente ogni genere di apparecchiatura. L'energia elettrica inoltre è anche la forma più usata di vettore energetico, in quanto consente facilmente il trasporto a distanza dalle centrali elettriche, ove viene prodotta, alle utenze, mediante la rete di distribuzione ad alta tensione.

A prescindere dalla qualità dell'energia finale, il totale del fabbisogno energetico primario di uno Stato è strettamente correlato al grado di industrializzazione: quanto più una società è ricca, economicamente sviluppata e tecnologicamente avanzata, tanta più energia essa richiederà per il suo stesso sostentamento. Questo fabbisogno energetico non si mantiene costante nel tempo e la sua variazione è all'incirca proporzionale alla variazione del

Prodotto Nazionale Lordo. Il rapporto tra consumo totale di energia primaria e PNL prende il nome di *intensità energetica*: questo parametro in pratica fornisce una misura dell'efficienza di un sistema produttivo, poiché indica la quantità di energia primaria necessaria a produrre un'unità di PNL. Nelle statistiche internazionali l'intensità energetica viene misurata in tep/1000\$95ppa, ove l'unità di PNL viene conteggiata in dollari statunitensi a prezzi costanti del 1995. L'intensità energetica cresce rapidamente in una società in fase di industrializzazione la cui economia sia in espansione, mentre decresce sensibilmente in una società avanzata di tipo post-industriale in cui il peso dell'economia sia spostato maggiormente sul settore terziario rispetto al settore industriale. Il primo caso è tipico delle economie di Stati come la Cina, l'India, il Brasile e più in generale di alcuni Paesi dell'Europa Orientale, del Sud-Est Asiatico e dell'America Meridionale, caratterizzate da un forte sviluppo dell'industria pesante di base e da una conseguente elevata richiesta di fonti fossili; il secondo caso è tipico delle società capitalistiche avanzate, come quelle degli Stati appartenenti all'OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico – sigla internazionale, OECD –, di cui fanno parte molti Paesi dell'Unione Europea, la Turchia, gli Stati Uniti d'America e il Canada, il Giappone, l'Australia e la Nuova Zelanda), in cui alla piena maturazione industriale corrisponde una maggiore richiesta di energia elettrica sul totale e un generale aumento dell'efficienza nel consumo energetico primario.

L'assunto di base dell'economia capitalistica moderna è rappresentato dalla continua espansione necessaria per il suo stesso sostentamento. La crescita di produzione attiva un circolo virtuoso facendo aumentare la ricchezza; questa a sua volta trascina l'espansione demografica; una popolazione in crescita fa crescere anche i consumi; l'aumento dei beni consumati fa

umentare la produzione, e così da capo. Il ritmo di espansione dell'economia accelera progressivamente nel corso del tempo: negli ultimi anni è divenuto addirittura esponenziale. Infatti, nel 2004 l'economia mondiale ha registrato una crescita del 5,1% su base annua, variazione perfino superiore al valore dell'anno precedente, pari a sua volta al 4%. L'espansione economica nel 2004 non è stata omogenea, ma ha favorito principalmente gli Stati asiatici e quelli dell'Europa centro-orientale, Paesi le cui economie sono in fase di piena maturazione industriale e che hanno accresciuto il volume delle esportazioni; inoltre sono aumentate anche le esportazioni dei Paesi della cosiddetta "area Euro", nonostante l'apprezzamento della valuta nei confronti del dollaro statunitense.

	2003 <i>Mtep</i>	2004 <i>Mtep</i>	2004 <i>Quote %</i>	2004/2003 <i>Incrementi %</i>
Europa	1965,4	1989,6	17,90	1,23
<i>UE (15)</i>	1525,8	1537,1	13,83	0,74
<i>UE (25)</i>	1737,3	1752,0	15,76	0,85
CSI*	969,8	991,1	8,91	2,19
<i>Russia</i>	660,6	675,8	6,08	2,30
Nord America	2554,8	2596,8	23,36	1,64
<i>Stati Uniti</i>	2296,4	2333,8	20,99	1,63
America latina	640,1	660,5	5,94	3,18
Asia orientale	2656,5	2873,1	25,84	8,15
<i>Cina</i>	1351,1	1519,8	13,67	12,49
<i>Giappone</i>	513,2	523,5	4,71	2,01
Asia meridionale	664,0	690,7	6,21	4,02
<i>India</i>	557,7	581,8	5,23	4,34
Pacifico	133,4	134,6	1,21	0,86
Medio Oriente	455,0	480,8	4,32	5,66
Africa	536,3	548,2	4,93	2,20
<i>Nord Africa</i>	128,2	132,6	1,19	3,46
<i>Africa sub-sahariana</i>	408,2	415,7	3,74	1,85
Mondo	10721,8	11117,7	100,00	3,69
<i>OCSE</i>	5415,8	5496,3	49,44	1,49
<i>OPEC</i>	748,2	783,4	7,05	4,70
<i>Ex- Unione Sovietica</i>	988,4	1010,6	9,09	2,24

* Comunità di Stati Indipendenti

Fonte: elaborazione ENEA su dati ENERDATA

Tab. 1.1: Consumo di energia primaria nel mondo, anni 2003-04 (Mtep)

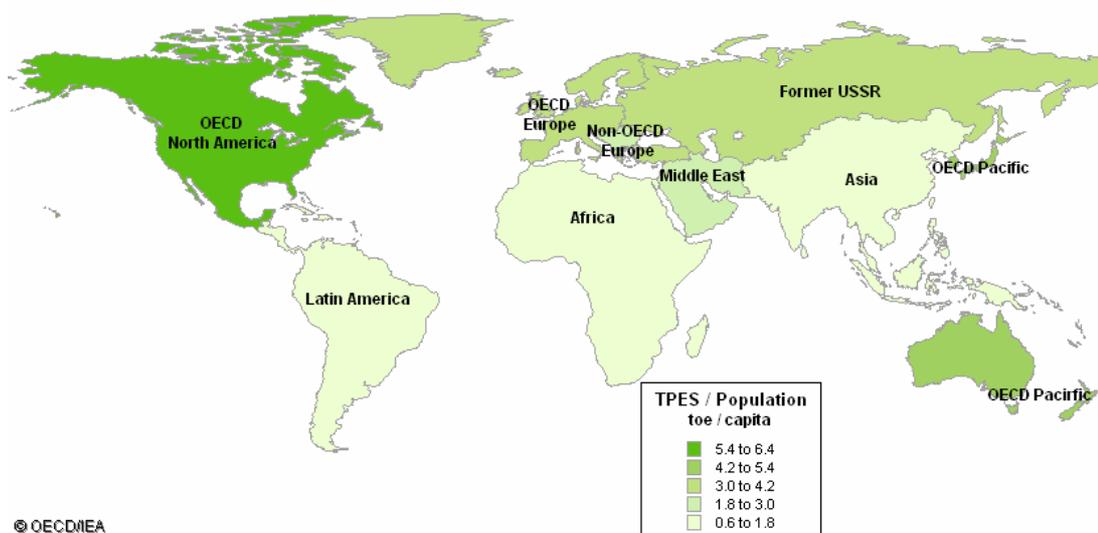


Fig. 1.1: Consumo di energia primaria pro-capite (IEA)

La generale ripresa economica coincide con il rilancio della domanda negli Stati Uniti, mentre i Paesi asiatici hanno mantenuto elevata la propria competitività contenendo l'apprezzamento delle loro valute mediante l'accumulazione di riserve monetarie in dollari statunitensi. Nei prossimi anni, lo sviluppo del prodotto economico mondiale e l'espansione del commercio internazionale previsti si caratterizzeranno, secondo le stime degli analisti, per tassi di crescita ancor più elevati di quelli fatti registrare durante la lunga fase d'espansione degli anni ottanta e novanta: le ragioni sono da ricercarsi nell'affacciarsi sul mercato globale di grandi Paesi come l'India e soprattutto la Cina, Stati che insieme rappresentano un mercato dalle potenzialità enormi, in quanto comprende oltre un terzo della popolazione mondiale, e bisognoso di moltissime merci di prima necessità, dato che la stragrande maggioranza della popolazione in queste aree è ancora legata ad uno stile di vita agricolo molto arretrato.

Il consumo mondiale di energia primaria è aumentato dalle 10.722 Mtep del 2003 alle 11.118 Mtep del 2004, il che in percentuale si traduce in una crescita su base annua del 3,7% a fronte di una crescita dell'economia globale del 5,1% nello stesso

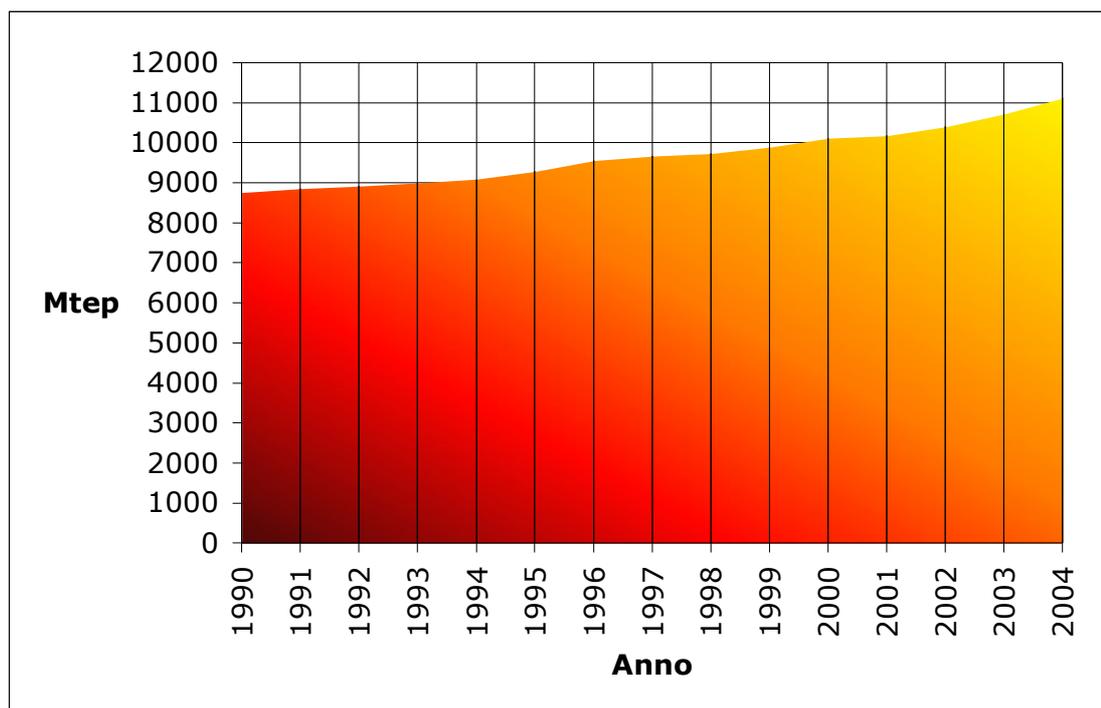


Fig. 1.2: Consumo mondiale di energia primaria per anno (da ENEA)

periodo di riferimento: pertanto nel corso dell'anno vi è stata una lieve riduzione dell'intensità energetica su scala mondiale, passata da 0,241 a 0,238 tep/1000\$95ppa dal 2003 al 2004, che si traduce in un aumento dell'efficienza globale. Come nel caso della crescita economica, anche in questo caso si tratta di un dato medio che è il prodotto di dinamiche differenti fra le varie regioni del mondo: infatti, poiché la crescita dei consumi energetici è correlata allo sviluppo economico, essa risulta trainata dalla crescita economica avvenuta in quasi tutta l'area asiatica e sudamericana, mentre viene frenata dalle aree degli Stati Uniti e dell'Unione Europea, sia a causa delle minori crescite economiche, sia a causa della diminuzione dell'intensità energetica legata ad una maggiore efficienza, sia infine a causa dell'incremento dei prezzi delle risorse energetiche fossili. In particolare, l'aumento dei consumi energetici in Cina mostra una progressione davvero notevole, con una crescita del 12,5%: di fatto la voracità di energia e di materie

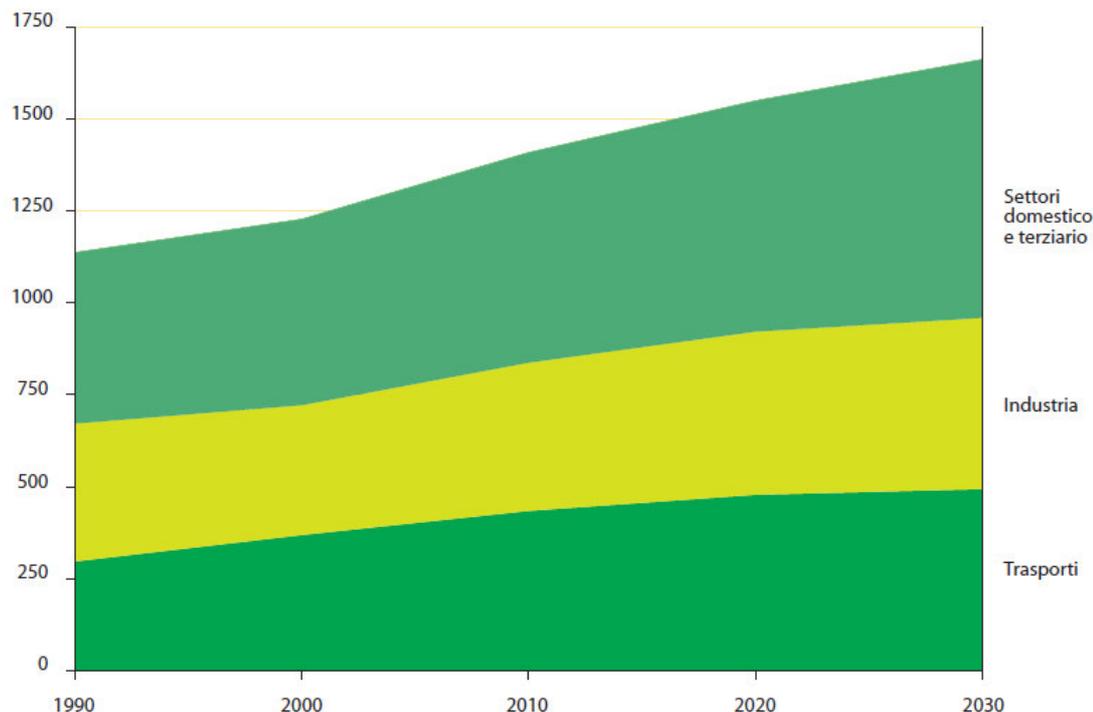


Fig. 1.3: Consumi finali di energia per settore in Europa (stime e osservazioni)
(Libro Verde della Commissione Europea)

prime di questa regione trascina l'attività economica di altre aree del mondo, come l'America Meridionale ed il Medio Oriente, da dove provengono gran parte delle risorse primarie. Il risultato complessivo di queste dinamiche è che la Cina, col suo 13,7% sul totale dei consumi energetici mondiali, ha raggiunto un peso ormai quasi equivalente all'Unione Europea (15,8%), mentre presa come singolo Stato si attesta al secondo posto dopo gli Stati Uniti (21%). Ad esclusione dell'India e del Medio Oriente, che mantengono rispettivamente le quote di 5,2% e 5,7%, il peso delle altre regioni del mondo sui consumi energetici globali diminuisce in termini percentuali.

1.2 Fonti fossili

Le fonti fossili sono così chiamate in quanto sono state originate, nel corso di centinaia di milioni di anni di vita geologica del pianeta, dalla decomposizione degli organismi vegetali o animali in particolari condizioni ambientali di calore e pressione, generando grandi accumuli nel sottosuolo (più raramente affioranti), dove talvolta risultano strettamente legate al substrato roccioso. Poiché i meccanismi di generazione che danno origine a queste risorse sono estremamente rari e di durata (pari a diverse ere geologiche) tale da essere praticamente trascurabili, le fonti fossili sono dette fonti *esauribili*. Ciò implica che, seppure abbondanti, esse sono presenti in quantità limitata sul nostro pianeta: lo stesso destino accomuna peraltro l'Uranio, base delle risorse nucleari.

La quantità di fonti fossili prodotte può essere descritta da un grafico in cui in ascissa sia riportato il tempo e in ordinata la quantità di risorsa utilizzata. Secondo la teoria sviluppata nel 1956 dal geologo americano M. King Hubbert, implementando i dati statistici si ottiene una curva che presenta un andamento simile ad una gaussiana. L'andamento della curva è dovuto non tanto all'esaurimento della fonte, quanto al fatto che via via che i giacimenti più grandi vengono sfruttati ed esauriti è necessario sfruttare e scoprire i giacimenti più piccoli: quest'operazione fa aumentare nel tempo i costi di lavorazione e di conseguenza causa una naturale contrazione della domanda. Per quanto riguarda la produzione di petrolio, Hubbert prevede che negli USA il massimo della curva sarebbe stato raggiunto nel 1971 e in effetti in quell'anno la produzione USA raggiunse il massimo e da quel momento in poi essi divennero uno Stato importatore di petrolio.

Secondo gli studi di Hubbert, considerando gli attuali ritmi di sviluppo e quelli ragionevolmente prevedibili per il futuro, il picco nella produzione globale di petrolio a basso costo verrà raggiunto nel 2007. Dopo di allora, il ricorso a fonti petrolifere di qualità inferiore o la cui difficoltà di estrazione sia maggiore, con conseguente ulteriore incremento dei costi, farà spostare in avanti il picco di pochi anni. La teoria di Hubbert è analoga per quanto riguarda gas naturale e carbone, come anche l'Uranio per energia nucleare, con picchi che si presenteranno sfalsati nel tempo. Questa situazione provocherà un crescente aumento dei prezzi, tanto da diventare economicamente improponibile.

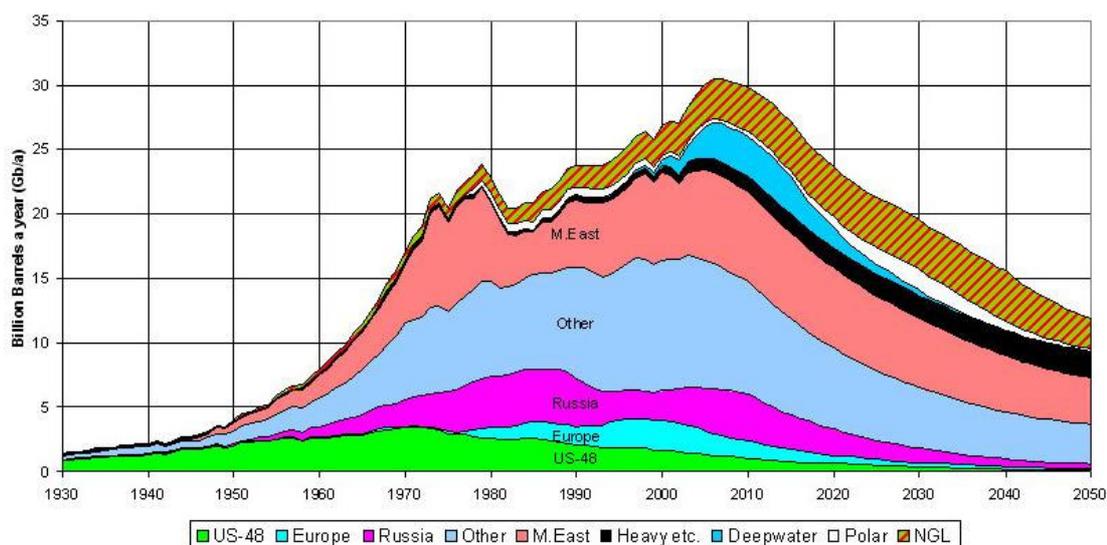


Fig. 1.4: Picco di Hubbert per petrolio di diversa provenienza (ASPO)

Del totale di 11.118 Mtep di energia primaria prodotta in tutto il mondo nel 2004, ben 8.956 Mtep, corrispondenti ad oltre l'80%, sono state ricavate a partire dalle fonti fossili, mentre la quota restante è stata coperta da energia elettrica primaria (quasi 1000 Mtep, pari al 9%), ottenuta principalmente da fonte nucleare e idroelettrica, e dalle biomasse (circa 1.155 Mtep, pari al 10,4%): in quest'ultimo caso si deve considerare che la "biomassa" è in realtà

principalmente costituita da legname, ancora diffusamente utilizzato come unica rudimentale fonte di energia in molti Paesi in via di sviluppo.

Le fonti fossili, e più specificatamente i derivati del petrolio quali benzina, gasolio e kerosene, ricoprono quasi completamente il fabbisogno di energia per il comparto relativo ai trasporti, a causa della necessità di carburanti per i motori a combustione. L'uso di fonti energetiche diverse dalle fossili in questo caso è legato alla fase di costruzione dei veicoli e all'alimentazione di una piccola quantità di mezzi elettrici, inclusi treni e metropolitane. A titolo esemplificativo, basti considerare che in Italia, per il 2003, la quota parte di energia da fonte fossile per la fornitura dell'intero comparto trasporti è stata pari al 98,1%.

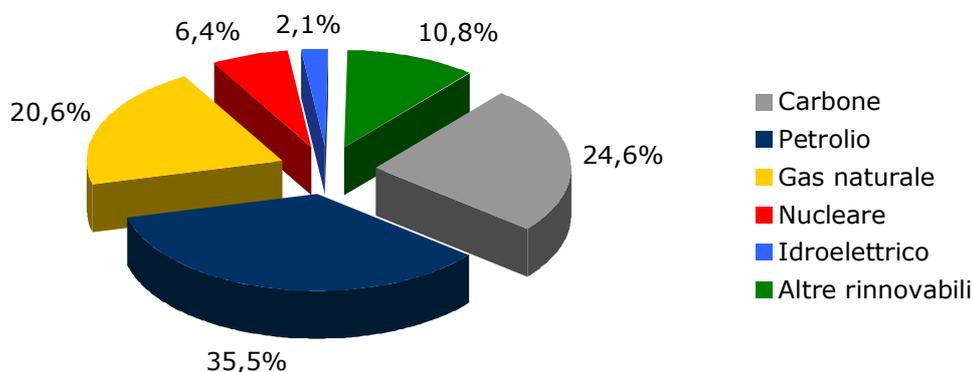


Fig. 1.5: Consumo mondiale di energia primaria per fonti (da ENEA)

Le fonti fossili sono tutte largamente utilizzate anche come combustibili nelle centrali termoelettriche: infatti su un totale di 17.373 TWh di energia elettrica finale consumata nel mondo nel 2004 (inclusa l'energia elettrica primaria), la quota parte generata da fonti fossili è stata pari a quasi il 68%.

La diffusione così ampia delle fonti fossili ha molteplici spiegazioni di carattere storico, tecnico ed economico. L'inizio della

moderna era industriale infatti può essere fatto risalire alla seconda metà del XVIII secolo, quando lo scienziato inglese James Watt perfezionò la macchina a vapore, originariamente ideata dal connazionale Thomas Newcomen, in modo da aumentarne drasticamente il rendimento e rendere così possibile la massiccia diffusione della produzione industriale su vasta scala. Il primo combustibile che si iniziò ad adoperare allora fu il carbone, mentre l'industria petrolifera, sviluppatasi in USA a partire dalla seconda metà del XIX secolo, ha letteralmente invaso il mondo in seguito all'invenzione del motore a combustione interna, avvenuta all'inizio del secolo scorso, fino ad avere l'enorme diffusione odierna. Inoltre lo stoccaggio e il trasporto delle fonti fossili, anche a notevoli distanze, risultano sia semplici dal punto di vista tecnico sia relativamente economici a causa della maturità della tecnologia, a differenza di quanto avviene nel caso dell'energia elettrica che è facilmente trasportabile su lunghe distanze ma molto difficilmente immagazzinabile se non in piccolissime quantità.

A fronte di indubbi vantaggi pratici ed economici, l'utilizzo massiccio delle fonti fossili comporta purtroppo una serie di gravi svantaggi di carattere socio-politico, tecnico ed ambientale, che sfortunatamente solo negli ultimi anni stanno iniziando a rivelarsi pienamente.

Dal *punto di vista socio-politico*, il problema principale, come si rese evidente al tempo della crisi petrolifera di metà anni '70, è costituito dal fatto che le fonti fossili non sono equamente distribuite sulla superficie terrestre, pertanto i Paesi che non le possiedono risultano fortemente vincolati a quelli che invece ne hanno grande disponibilità, venendosi così a creare una situazione di oligopolio. In particolare:

- Il *carbone* si trova soprattutto in America Settentrionale e in Asia: in particolare in Cina gli incidenti

nelle miniere sono in genere abbastanza gravi e purtroppo anche piuttosto comuni;

- Il *gas naturale* proviene in buona parte dall’Africa Settentrionale e da alcuni Paesi della C.S.I., in particolare dalla Russia;
- Il *petrolio*, infine, proviene in larga parte dagli Stati del Medio Oriente, regione notoriamente ad alta instabilità politica, e inoltre è controllato da un potente cartello di Paesi produttori (OPEC).

I *problemi di carattere tecnico* sono associati alla limitatezza delle fonti che ne comporta l’esauribilità. Questo fattore, associato al precedente, già adesso fa apparire non inverosimile agli analisti un balzo del prezzo del petrolio dagli attuali 60 fino a quote superiori ai 100 US\$/barile nel giro di pochi anni.

Le *problematiche di carattere ambientale*, infine, sono connesse al fatto che le fonti fossili sono sfruttate mediante reazioni di combustione per la maggior parte delle destinazioni d’uso, sia per la produzione di energia nelle centrali termoelettriche sia come combustibile per gli impianti di riscaldamento sia, nel caso dei derivati del gas e del petrolio, per l’utilizzo nei comuni motori a scoppio per la movimentazione dei veicoli. La combustione delle fonti fossili causa il rilascio in atmosfera di sostanze inquinanti, quali monossido di carbonio (CO), ossidi di azoto e di zolfo (NO_x e SO_x), composti organici volatili incombusti (COV), polveri sottili e particolati (PST), ma soprattutto anidride carbonica (CO₂), in quantità e modalità variabili, a seconda dello specifico combustibile e delle condizioni in cui avviene la combustione.

In particolare, per la CO₂, si può fare riferimento ad un fattore, chiamato appunto *fattore CO₂* e indicato col simbolo F_{CO_2} , che fornisce una misura dell’anidride carbonica formata come risultato

della conversione completa di un'unità di combustibile fossile. Da tale risultato si possono conoscere le effettive emissioni in atmosfera, tramite la seguente:

$$(1.1) \quad E_{CO_2} = \frac{F_{CO_2}}{\eta};$$

in cui E_{CO_2} è il fattore di emissione ed η è il rendimento elettrico.

Per i diversi combustibili, i fattori di CO₂ sono riassunti nella seguente tabella:

Combustibile	F_{CO₂} (kg/MWh)
Gas naturale	205
Petrolio	255
Carbone	340

Tab. 1.2: Fattore di CO₂ per diversi combustibili (ENEA)

1.3 Energia e ambiente

Il crescente consumo da parte dell'umanità di materie prime e risorse energetiche comporta una serie di ripercussioni negative sull'ambiente naturale, a causa della non ciclicità, salvo rare eccezioni, delle trasformazioni antropiche. In generale infatti le risorse naturali vengono sfruttate ad un ritmo *non sostenibile* dall'ecosistema globale, ossia tale da alterare profondamente tutti quei cicli di materia sui quali si fonda l'ambiente naturale. Tale stato di cose ha inevitabili conseguenze sul progressivo impoverimento delle risorse ambientali del nostro pianeta e quindi sulla capacità per l'uomo di mantenere l'attuale standard di vita raggiunto. Dalla presa di coscienza di questi fattori, il concetto di **sviluppo sostenibile** venne introdotto per la prima volta nel rapporto "Our Common Future" (pubblicato in Italia nel 1988 con il titolo "Il futuro di tutti noi") redatto nel 1987 dalla Commissione Mondiale Ambiente e Sviluppo delle Nazioni Unite, presieduta dalla norvegese Gro Harlem Brundtland. In questo rapporto per la prima volta si distingue nettamente il concetto di "sviluppo" da quello di "crescita economica", asserendo esplicitamente che "il futuro di tutti noi che abitiamo il Pianeta Terra dipende da uno sviluppo economico di tipo nuovo: da uno Sviluppo Sostenibile". Da questo rapporto si arrivò alla Conferenza di Rio de Janeiro del 1992 alla celebre definizione secondo la quale lo sviluppo sostenibile è l'unico in grado di "garantire i bisogni delle generazioni attuali senza compromettere la possibilità che le generazioni future riescano a soddisfare i propri". In concreto, il concetto di sviluppo sostenibile implica la *necessità* di attuare una *gestione* oculata delle risorse ambientali, intese sia come materie prime che come risorse energetiche, invece che uno *sfruttamento* selvaggio, necessità che

si rende evidente a prescindere da prese di posizione ecologiste ma semplicemente in base a implicazioni logiche, tecniche e anche squisitamente economiche.

Come anticipato nel precedente paragrafo, la maggior parte delle sostanze inquinanti rilasciate in atmosfera dalla combustione delle fonti fossili sono direttamente nocive per l'uomo e la loro tossicità può manifestarsi in varie forme: gli ossidi di zolfo e di azoto hanno effetti irritanti sulle mucose delle vie respiratorie, il monossido di carbonio ad alte concentrazioni ha effetti letali e asfissianti, mentre i composti organici volatili e alcuni particolati possono avere effetti addirittura cancerogeni.

Il fattore inquinante più pericoloso, tuttavia, è un gas naturale molto più comune, prodotto anche dalla normale respirazione aerobica cellulare, e cioè l'*anidride carbonica* (o di-ossido di carbonio, CO_2). Le conseguenze dell'accumulo in atmosfera di concentrazioni rapidamente crescenti di questo gas, assolutamente incolore e inodore e del tutto inerte, non sono né intossicazioni o irritazioni acute né effetti cancerogeni. L'anidride carbonica è, infatti, il principale gas responsabile del cosiddetto **effetto serra**, insieme con altri gas quali il metano (CH_4), il protossido di azoto (N_2O) e il vapore d'acqua. Per il loro effetto questi gas vengono in complesso chiamati, appunto, *gas serra*.

L'effetto serra è un fenomeno naturale, che si manifesta anche in altri pianeti del sistema solare, dovuto alla non perfetta trasparenza dell'atmosfera rispetto alle diverse lunghezze d'onda delle onde elettromagnetiche. I raggi ultravioletti e quelli infrarossi vengono filtrati dall'atmosfera, che per queste lunghezze d'onda risulta come una barriera quasi completamente invalicabile, mentre tutte le altre onde elettromagnetiche, come la luce visibile e le onde radio, riescono a passare. Le conseguenze di tale fenomeno sono normalmente positive, poiché in questo modo sono bloccati

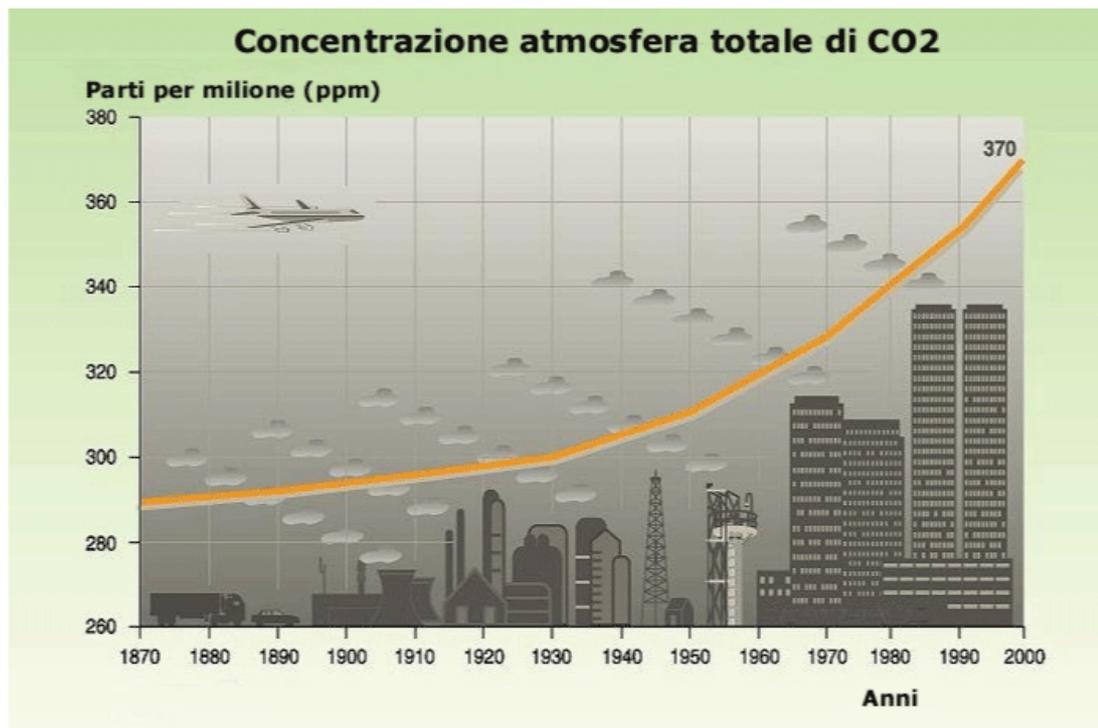


Fig. 1.6: Aumento della concentrazione media globale di CO₂ (ENI)

sia i raggi ultravioletti in ingresso, che a causa dell'alto contenuto energetico possono provocare scottature, lesioni retinali o perfino tumori della pelle, sia i raggi infrarossi in uscita dal nostro pianeta, che, non disperdendo il loro calore nello spazio esterno, riescono a mantenere la temperatura del pianeta ai livelli più favorevoli per la vita degli organismi.

La protezione dai raggi ultravioletti è assicurata da uno strato di ozono presente alle alte quote su quasi tutta la superficie terrestre, e anche in questo caso i responsabili del "buco nell'ozono", ossia della progressiva rarefazione di questo strato protettivo osservata negli ultimi anni, sono alcuni gas di origine antropica (come i *clorofluorocarburi* -CFC- e l'*esafluoruro di zolfo* -SF₆-). L'eccesso di anidride carbonica, invece, altera l'equilibrio dell'atmosfera, rendendola ancora più opaca ai raggi infrarossi in uscita. In questo modo, viene mantenuta sul pianeta una maggiore quantità di calore, con il conseguente *innalzamento della temperatura media mondiale* e l'alterazione del regime climatico

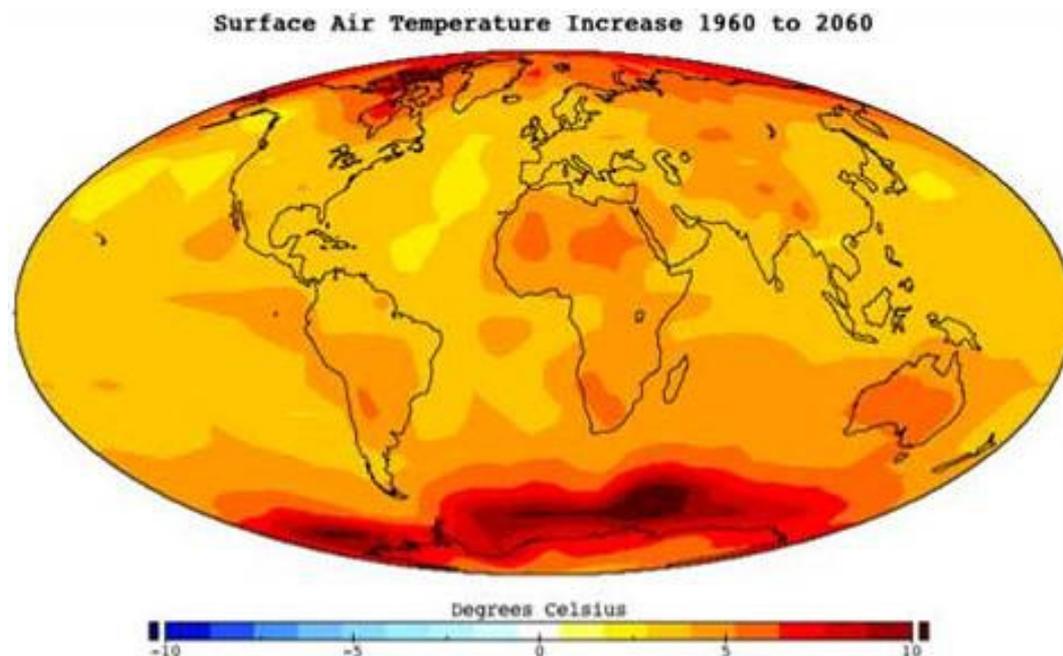


Fig. 1.7: Aumento globale della temperatura (stime e osservazioni) (NASA)

globale. Le conseguenze di questo *riscaldamento globale* (*global warming*, in inglese), peraltro già parzialmente osservato, sono difficilmente prevedibili, poiché l'intero sistema di circolazione atmosferico è molto complesso e non può essere descritto tramite equazioni lineari. In ogni caso la maggior parte degli studiosi è concorde sul fatto che si avrebbe un'alterazione nell'equilibrio che regola lo scioglimento e la formazione dei ghiacciai antartici, con un conseguente aumento del livello medio del mare che, secondo le diverse previsioni, potrebbe andare da pochi decimetri ad alcuni metri, con ovvie conseguenze per gli insediamenti costieri e insulari.

La CO₂ liberata dalla combustione delle fonti fossili in realtà è la stessa che piante e altri organismi preistorici fissarono in forma organica, sottraendola dall'atmosfera decine o centinaia di milioni di anni addietro, e che sarebbe stata comunque re-immessa nel ciclo naturale dalla normale decomposizione o combustione degli organismi. Tuttavia nel corso delle ere geologiche il carbonio fissato

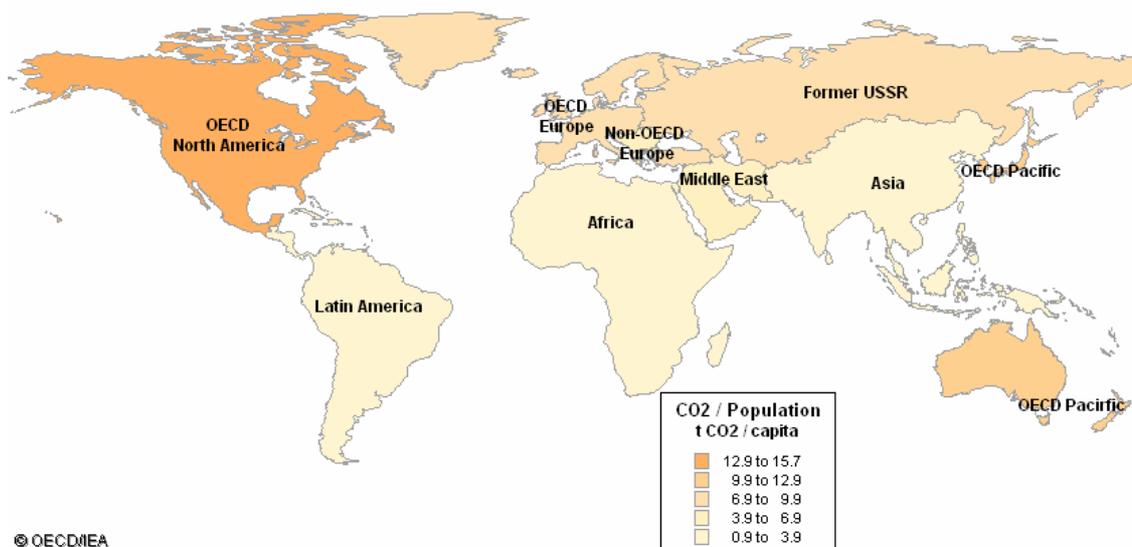


Fig. 1.8: Emissioni di CO₂ pro-capite per regione (AIEA)

nelle fonti fossili è rimasto isolato dal ciclo naturale, pertanto la sua massiccia re-introduzione in atmosfera, in tempi che su scala geologica possono essere ritenuti trascurabili, altererebbe bruscamente l'equilibrio naturale, intervenendo pesantemente sull'effetto serra. Le future conseguenze del mutamento climatico, già parzialmente osservabili nel corso di questi ultimi anni, non sarebbero tanto gravi per l'ecosistema naturale, poiché semplicemente si arriverebbe a nuove condizioni di equilibrio e si sostituirebbe un nuovo ecosistema a quello attuale, mentre sarebbero gravissime per l'umanità a causa degli inevitabili sconvolgimenti naturali che ne deriverebbero e delle conseguenze sulle persone, sui manufatti e più in generale sulle profonde modifiche allo stile di vita.

La discussione sul riscaldamento globale conseguente all'effetto serra viene affrontata a livello mondiale tramite una serie di conferenze e incontri internazionali tra scienziati, economisti e più in generale esponenti di governo, promossi dall'ONU e dalle sue agenzie. Non tutti gli scienziati concordano sul fatto che il complessivo riscaldamento globale, peraltro già osservato con un

innalzamento di $0,6 \pm 0,2^{\circ}\text{C}$ della temperatura media mondiale dalla fine del XIX secolo, sia dovuto alle attività antropiche, ma in questo occorre anche considerare i forti interessi che alcuni Stati oggi ripongono nel commercio delle fonti fossili. Nell'ambito delle conferenze internazionali per lo sviluppo sostenibile, un importante obiettivo riguardo alla riduzione delle emissioni di CO_2 è stato fissato dal *Protocollo di Kyoto*, negoziato nella città giapponese nel dicembre 1997 da oltre 160 Paesi, durante la Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC). L'accordo prevede, per i paesi industrializzati, una riduzione delle emissioni di gas serra del 5,2% rispetto a quelle del 1990, nell'arco temporale 2008-2012: è anche prevista la possibilità di scambio (acquisto e vendita) di "quote di emissione" (*emission trading*) di questi gas da parte dei diversi Paesi. Per l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto occorre la ratifica da parte di almeno 55 Paesi, che producessero almeno il 55% delle emissioni complessive di gas serra. I Paesi in via di sviluppo furono esclusi a priori dal negoziato, poiché per essi si stabilì di non porre ostacoli alla loro crescita economica. Dopo varie tappe (Conferenza di Marrakech, Conferenza delle Parti) questo traguardo è stato raggiunto nell'ottobre 2004, quando il documento è stato ratificato dalla Russia, responsabile da sola dell'emissione del 14,7% sul totale di gas serra, facendo in questo modo raggiungere il quorum sulla percentuale di emissioni (i Paesi ratificatori a quel punto erano già oltre 120). Esistono tuttavia alcune vistose eccezioni, rappresentate dall'Australia, da Israele e dagli USA, responsabili da soli del 36,1% delle emissioni di gas serra, che nel marzo 2001, con l'amministrazione Bush, rescisero l'accordo firmato pochi mesi prima dall'uscente amministrazione Clinton. L'Italia ha ratificato il Protocollo di Kyoto il 31/5/2002.

Alla luce di quanto esposto, sia per le motivazioni di carattere ambientale sia per la condizione di esauribilità, il massiccio ricorso alle risorse energetiche fossili risulta incompatibile con lo sviluppo sostenibile. Pertanto per il futuro occorre individuare una rosa di soluzioni alternative, applicabili su vasta scala, all'uso delle risorse energetiche fossili come fonte primaria e quanto prima sarà raggiunto questo obiettivo tanto minori saranno le interferenze esercitate sull'ecosistema e le conseguenze sul pianeta.

1.4. Fonti rinnovabili

La compatibilità ambientale dello sfruttamento energetico può essere assicurata solo da fonti che siano inesauribili o continuamente rigenerabili con impatti nulli sulla natura, cioè, in una sola parola, da **fonti energetiche rinnovabili**.

Lo sfruttamento di risorse secondo modalità eco-compatibili non è del tutto nuovo per l'umanità, che fin dall'antichità ha fatto uso della legna secca o, più recentemente, della forza del vento e dell'acqua. In tutto il mondo, le fonti rinnovabili attualmente utilizzate su scala industriale sono:

- L'energia delle *biomasse*;
- L'energia *idraulica*;
- L'energia *geotermica*;
- L'energia *solare*;
- L'energia *eolica*.

L'energia solare, in particolare se utilizzata mediante la tecnologia *fotovoltaica*, e quella eolica nel loro complesso sono chiamate anche *nuove fonti rinnovabili*, intendendo con questo neologismo indicare le fonti di più recente sviluppo commerciale e tecnologico.

Oltre alle fonti energetiche, una importante prospettiva futura, nell'ambito dei *vettori* energetici rinnovabili, è rappresentata dall'utilizzo dell'*idrogeno*. Infine sono considerate risorse rinnovabili anche quelle *fonti non convenzionali* per come sono state definite all'inizio del presente capitolo: queste in particolare sono assimilate alle biomasse.

Le fonti energetiche rinnovabili (FER d'ora in avanti) costituiscono un'importante risorsa anche nel quadro della

diversificazione delle fonti energetiche e della *distribuzione su base locale* dell'energia, fattori strategici cruciali per lo sviluppo di molti Paesi, tra cui in particolare l'Italia, che dipendono in misura considerevole dalle importazioni di energia dall'estero.

In tutto il mondo, sul totale di 11.118 Mtep di energia primaria consumata, la quantità di energia primaria prodotta da fonte rinnovabile nel 2004 è stata pari ad appena 1.449 Mtep, valore cui corrisponde un'aliquota del 12,9%. Il dato medio, apparentemente interessante, perde gran parte della sua valenza positiva quando si considera che esso tiene conto anche dell'energia prodotta dalla combustione di legna o di rifiuti tal quali, risorsa che spesso rappresenta l'unica rudimentale fonte energetica per la maggior parte dei PVS (Paesi in Via di Sviluppo). Analizzando il dato con maggior dettaglio, si vede invece come lo sviluppo delle fonti rinnovabili, in particolare delle "nuove" FER, sia molto diverso a seconda dei Paesi considerati. In particolare, nei Paesi-OECD, caratterizzati da economie avanzate di tipo post-industriale, la risorsa più utilizzata è l'energia idraulica, seguita (o, in taluni casi, preceduta) dalle nuove rinnovabili.

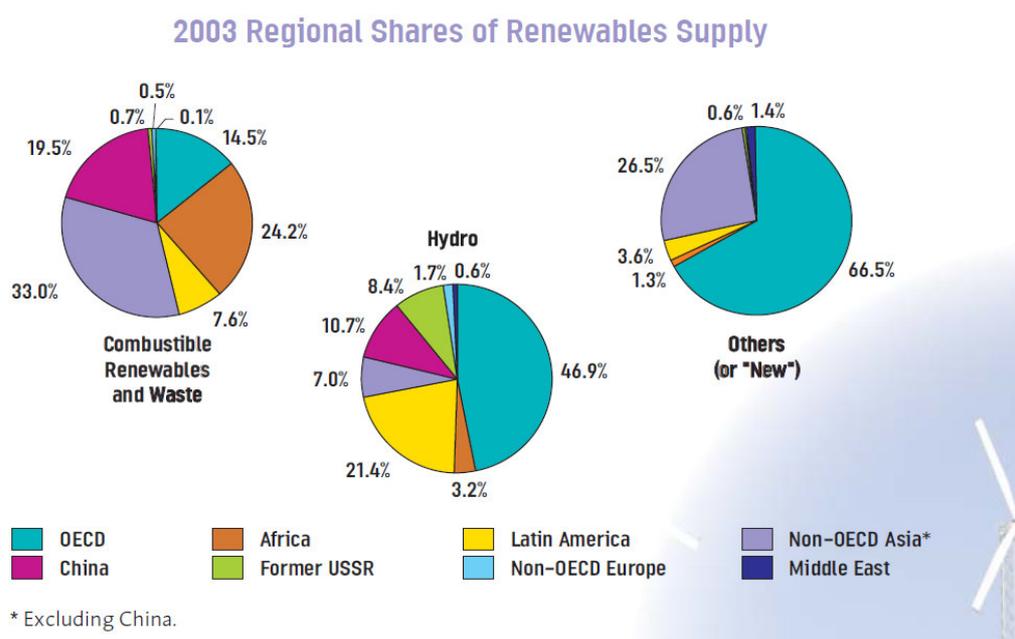


Fig. 1.10: Uso delle diverse fonti rinnovabili per regione globale (IEA)

Su scala globale, i settori d'utilizzo in cui le FER trovano maggiori applicazioni sono costituiti dal settore domestico-terziario, ancora una volta principalmente a causa dell'ampia diffusione delle biomasse, seguite dalla produzione di elettricità e dagli usi industriali, dovuti invece principalmente ai Paesi più ricchi e alle altre fonti rinnovabili. Purtroppo, invece, la copertura del fabbisogno energetico per il settore dei trasporti, il principale responsabile per le emissioni di CO₂, in generale non può attualmente essere soddisfatta dalle tecnologie alimentate da FER. In questo campo sembra essere molto promettente lo sviluppo del vettore idrogeno.

1.4.1. Energia da biomasse

Con il termine *biomasse* indichiamo tutti quei materiali, di natura estremamente eterogenea, accomunati fra loro dal fatto di avere matrice organica: da esse escludiamo però i combustibili fossili e le plastiche. Le biomasse possono, quindi, essere costituite dai residui delle coltivazioni destinate all'alimentazione umana o animale, da piante espressamente coltivate per scopi energetici (colza, soia, girasole), da residui dal campo forestale, scarti di attività industriali (come ad esempio i trucioli di legno), scarti di aziende zootecniche o rifiuti urbani: pertanto a tale categoria possono essere assegnate anche le risorse non convenzionali di cui sopra. Le tecnologie adoperate per lo sfruttamento energetico delle biomasse sono basate su due differenti metodologie di *conversione biochimica* oppure *conversione termochimica*. In entrambi i casi, dalla biomassa di partenza si ottengono ulteriori sostanze combustibili chiamate appunto *bio-combustibili*, che possono essere utilizzate nei comuni motori a scoppio o in altri specificatamente progettati. L'impiego dei bio-combustibili non contribuisce all'effetto serra, poiché, sia che essa avvenga naturalmente sia per

effetto della conversione energetica, la quantità di anidride carbonica rilasciata durante la decomposizione è equivalente a quella assorbita durante la crescita della biomassa stessa: quindi non vi è alcun contributo netto all'aumento del livello di CO₂ nell'atmosfera. La biomassa è ampiamente disponibile a basso costo ovunque e a causa dell'impatto complessivo nullo sull'emissione di CO₂ può essere considerata a pieno titolo come una fonte pulita e rinnovabile.

Nel 2004, in tutto il mondo, la produzione di energia primaria da biomasse è stata pari a 1.156 Mtep. Nonostante questo valore sia pari a ben l'80% della produzione totale da FER, tale fonte energetica ha ancora notevoli margini di sviluppo, poiché, come anticipato, il dato tiene conto anche dell'energia termica dovuta alla combustione della legna come unica rudimentale fonte energetica usata nei Paesi in via di sviluppo. L'uso delle biomasse è invece ancora scarsamente diffuso nei Paesi industrializzati, dove una crescita nella produzione di bio-combustibili, possibile ad esempio grazie ad un miglioramento della gestione dei RSU, potrebbe contribuire ad una significativa diminuzione delle emissioni nette a carico del settore trasporti.

I processi di **conversione biochimica** dell'energia contenuta nelle biomasse sono realizzati tramite l'azione di alcuni microrganismi (batteri, funghi, protozoi) che si sviluppano in alcune sostanze che rispondano a particolari condizioni: queste biomasse sono costituite tipicamente da sottoprodotti colturali, reflui zootecnici, rifiuti urbani e più in generale sostanze il cui contenuto di umidità sia superiore al 30%. I processi che si possono attuare sono costituiti da *digestione aerobica* o *anaerobica*, *fermentazione alcolica* oppure, per residui ad elevato contenuto oleaginoso, dall'*estrazione di oli*.



Fig. 1.11: Gassificatore

Le tecnologie di **conversione termochimica** delle biomasse invece consistono nell'estrazione di energia mediante *combustione diretta* o tramite i più sofisticati processi di *carbonizzazione*, *pirolisi* o *gassificazione*: questi consistono in una sorta di combustione lenta realizzata in appositi reattori in condizioni di carenza o totale assenza di ossigeno, a seconda dello specifico processo. I processi di conversione termochimica mirano a ricavare ulteriori composti combustibili ad elevato potere calorifico e possono essere attuati sulle biomasse il cui contenuto di umidità sia inferiore al 30%, come il legno e altre sostanze legnose in genere.

1.4.2. Energia idraulica

L'energia idraulica, dal cui sfruttamento è possibile ricavare direttamente energia elettrica primaria detta appunto *energia idroelettrica*, è l'unica fonte di energia rinnovabile impiegata su larga scala nei Paesi industrializzati, anzi allo stato attuale le

centrali idroelettriche sono quelle che, tra gli impianti tradizionali, sono caratterizzate dalle maggiori potenze installate. L'uso della forza idraulica è noto fin dal Medioevo, quando l'energia cinetica dei torrenti e dei fiumi era sfruttata direttamente per far funzionare i mulini. Negli impianti idroelettrici odierni, invece, la produzione di energia avviene solitamente sfruttando un salto di quota della corrente liquida, a spese della sua energia meccanica potenziale. Un moderno impianto idroelettrico è costituito generalmente da un'opera di derivazione per la captazione della corrente fluida, un'opera di adduzione, una o più vasche di laminazione e/o sedimentazione, una condotta forzata al termine della quale si trova la turbina, un generatore elettrico e un'opera di restituzione, per garantire la re-immissione della portata liquida nell'ambiente naturale. La taglia di potenza di una centrale idroelettrica può variare da pochi Megawatt ad alcune migliaia, anche se le centrali più grandi sono quelle più comuni: in Cina sono allo studio perfino centrali elettriche da 170 GW di potenza.

La produzione di energia idroelettrica primaria in tutto il mondo nel 2004 è stata di 236 Mtep, pari a poco più del 2% sul totale e al 16,3% sul totale delle rinnovabili. Nei Paesi più industrializzati il potenziale di sfruttamento della risorsa idroelettrica mediante macchine di grande taglia è giunto alla quasi totale saturazione, ma nel corso degli ultimi anni ha iniziato a svilupparsi una nuova classe di impianti di piccola taglia, denominata *min-iidro* (o in inglese *mini-hydro*), di cui fanno parte gli impianti la cui taglia di potenza sia pari o inferiore ai 10 MW. Gli impianti mini-idro infatti riescono a sfruttare nicchie finora non utilizzabili, fornendo energia di ottimo pregio anche se in piccole quantità.

Un particolare tipo di impianto idroelettrico è costituito dalla cosiddetta *centrale di pompaggio*. Un impianto di questo tipo è

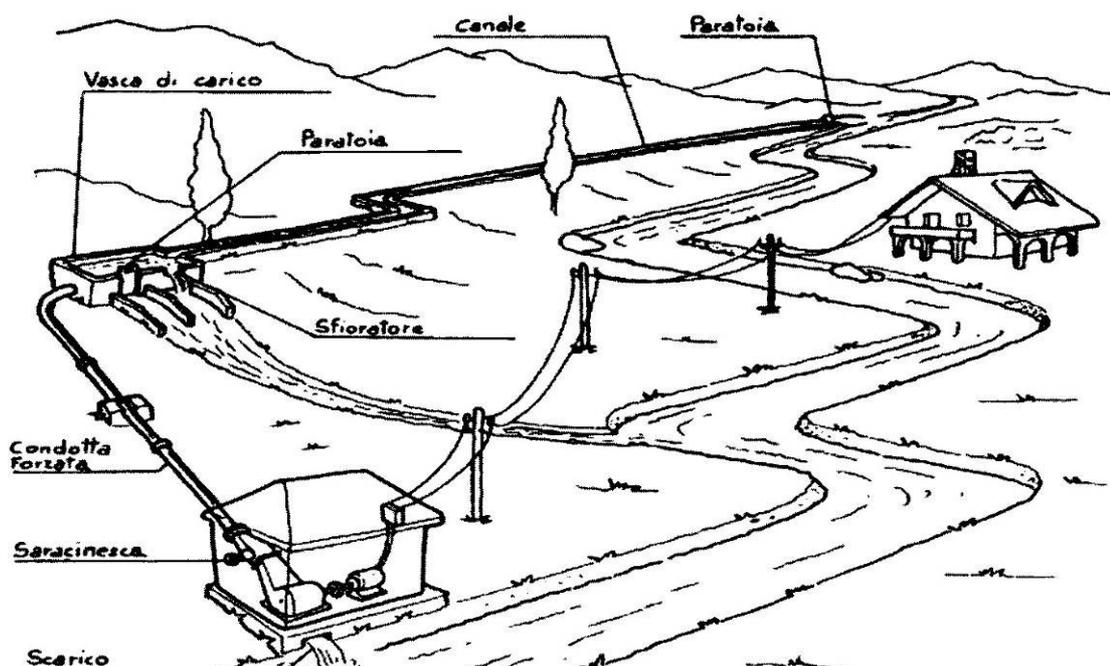


Fig. 1.12: Schema di impianto mini-idroelettrico

costituito da due vasche, o serbatoi, posti a differente quota: in condizioni normali, la centrale di pompaggio funziona come un normalissimo impianto idroelettrico, sfruttando tramite una turbina l'acqua in caduta dal serbatoio a quota maggiore a quello a quota inferiore per la produzione di energia; in alternativa, l'acqua viene trasferita dal serbatoio a quota inferiore a quello a quota superiore mediante una pompa idraulica, che consuma energia. Il bilancio energetico netto di questa operazione è sensibilmente negativo a causa delle inevitabili perdite energetiche, tuttavia la risalita dell'acqua mediante pompaggio viene effettuata quando i carichi energetici da alimentare siano ridotti (ad esempio di notte), in modo da sfruttare il surplus energetico da altre fonti per attuare il pompaggio. Si costituisce in questo modo una riserva di energia da sfruttare quando vi siano maggiori richieste e anzi questo è l'unico modo conosciuto per accumulare grandi quantità di energia elettrica, utilizzando l'acqua come vettore energetico.

Oltre a queste risorse idroelettriche di tipo "tradizionale", sono allo studio nuove soluzioni per sfruttare a fini energetici il

movimento del mare, mediante appositi meccanismi ad elica. In particolare, gli studi si concentrano sullo sfruttamento di correnti, moto ondoso, gradiente termico tra superficie e profondità e variazioni di marea: in quest'ultimo caso occorre però che queste maree siano dell'ordine di almeno qualche metro. Allo stato attuale queste tecnologie sono ancora in fase sperimentale o a livello di prototipi.

1.4.3. Energia geotermica

La Geotermia è il settore della geofisica che studia il calore terrestre, che si manifesta attraverso geysers, movimenti magmatici o circolazione acquifera profonda. Scendendo di profondità, la temperatura aumenta di circa $0,3^{\circ}$ C ogni 100 metri: in alcune zone tuttavia questo gradiente è maggiore e l'energia termica fornita in questo modo dalle profondità terrestri, continuamente e gratuitamente, può essere utilizzata direttamente come energia termica primaria, ad esempio per alimentare un impianto di teleriscaldamento mediante un fluido termovettore, o essere convertita in energia elettrica mediante i convenzionali sistemi a turbina. L'utilizzo della risorsa geotermica è possibile solo in determinati ambiti di territorio ove il calore terrestre sia fornito naturalmente, pertanto risulta di più limitata diffusione rispetto alle altre fonti rinnovabili.

Storicamente, l'uso dell'energia termica terrestre è stato da sempre associato alle acque termali, molto diffuse fin dall'antichità, mentre l'uso del calore a fini industriali è molto più recente: la prima applicazione risale infatti ai primi dell'800, quando si incominciò a sfruttare il campo geotermico di Larderello, in Toscana. L'impatto ambientale negativo di questo tipo di centrali è costituito dagli odori, a causa della presenza di zolfo nei gas che esalano dalle profondità, e dalla costruzione delle centrali in zone

che sono generalmente caratterizzate da grande pregio paesaggistico.

La produzione di energia primaria da fonte geotermica, fra calore ed elettricità, nel 2004 è stata di 46 Mtep (3,2% sul totale da rinnovabili), valore che le vale il terzo posto per contribuzione fra le diverse FER. Tuttavia questa produzione non è aumentata significativamente nel corso degli ultimi anni, a causa del ristretto numero di siti idonei in cui è possibile sfruttare questo tipo di energia.

1.4.4. Energia solare

Il sole è la fonte energetica più abbondante sulla Terra. Tutte le forme di energia, ad eccezione di quella nucleare, traggono origine dal sole, direttamente o indirettamente, infatti il nostro pianeta riceve un flusso ininterrotto di energia solare che, oltre ad alimentare tutti i processi vitali, vegetali ed animali, scioglie i ghiacci ed alimenta il ciclo dell'acqua tra mare ed atmosfera, genera i venti, fa crescere le piante.

Per essere utilizzata, l'energia solare viene captata attraverso alcuni pannelli che devono essere esposti al sole secondo opportune angolazioni, in modo da recepire il massimo della radiazione incidente. La natura modulare dei pannelli solari consente un'installazione ottimale per l'integrazione negli edifici, ad esempio mediante l'installazione su un tetto, fattore che costituisce un vantaggio importante sulla strada della distribuzione della produzione energetica e che non è possibile conseguire tramite le altre fonti rinnovabili viste fin qui.

Le forme di energia primaria che è possibile ricavare direttamente dal sole sono due: *termica* ed *elettrica*. La tecnologia dei pannelli è completamente diversa, a seconda di quale delle due forme energetiche si intenda ottenere. La produzione di energia

primaria nel 2004 da fonte solare è stata di sole 4 Mtep, quasi esclusivamente costituite da energia termica.

L'energia solare può essere sfruttata per ottenere **energia termica primaria** mediante l'utilizzo del *collettore solare piano* (o *pannello solare termico*), tecnologia in uso all'incirca dagli anni '70. L'energia termica generata può essere sfruttata per la produzione di acqua calda, ad uso sanitario, industriale o (più raramente) per un impianto di riscaldamento. La quantità d'acqua che si riesce a riscaldare dipende dal numero e dalla tipologia dei pannelli installati ed è solitamente compresa tra i 40 e i 300 litri/giorno. Il collettore solare piano è costituito da un involucro a forma di parallelepipedo schiacciato, delle dimensioni di circa 1x1,5 metri, che deve essere posto in modo da offrire la maggior parte della superficie all'irraggiamento solare (tipicamente su un tetto). All'interno dell'involucro, un fluido termovettore scorre all'interno di una tubazione metallica, saldata alla piastra inferiore del collettore, che ha la funzione di captare la luce solare ed essere da essa riscaldata. La tubazione e la piastra inferiore sono dipinte di nero e protette da una lastra di vetro posta superiormente in modo da chiudere l'involucro. All'interno del collettore può essere lasciata dell'aria oppure si può praticare il vuoto. In questo modo, illuminato dal sole e grazie all'effetto serra creato dal vetro, l'interno del pannello viene riscaldato a temperature che, a seconda dello specifico tipo di pannello, possono andare dai 90° C agli oltre 120° C. Il fluido termovettore, così riscaldato, trasmette il calore all'acqua contenuta in un boiler mediante un apposito scambiatore di calore: nelle applicazioni più semplici il fluido termovettore è invece costituito dalla stessa acqua che si vuole riscaldare. Solitamente le installazioni di questo tipo non alimentano interi impianti di riscaldamento, in quanto il dimensionamento del



Fig. 1.13: Spaccato di collettore solare piano

collettore solare per l'inverno sarebbe eccessivo per le condizioni estive, a meno che non si disponga di una piscina o altro analogo gran quantitativo d'acqua da riscaldare anche in estate. L'energia termica che si ottiene è proporzionale all'intensità dell'irraggiamento solare: paradossalmente, i pannelli solari termici sono particolarmente diffusi in Germania e negli altri Paesi del Nord Europa, dove l'irraggiamento solare non raggiunge certo i livelli raggiunti in Italia meridionale.

In alternativa, l'energia solare può essere utilizzata per generare direttamente **energia elettrica primaria**, sfruttando l'*effetto fotovoltaico*, che consiste nella proprietà che hanno alcuni materiali semiconduttori di generare una differenza di potenziale quando illuminati dalla radiazione solare. Questa tecnologia fu studiata originariamente a partire dagli anni '50 per l'uso sui satelliti spaziali. Il materiale più comunemente utilizzato è il silicio, lo stesso utilizzato per l'industria informatica, che viene assemblato



Fig. 1.14: Pannelli termici e fotovoltaici installati su un tetto

in piccole piastre, denominate *biscotti*, delle dimensioni di circa 100 cm^2 . Una faccia del biscotto viene *drogata* (termine tecnico) con atomi di Boro (B) mentre l'altra è drogata con atomi di Fosforo (P), per esaltarne l'effetto fotovoltaico: la piastrina così trattata prende il nome di *cella fotovoltaica*. Più celle sono montate su un supporto protettivo trasparente (solitamente in vetro) e collegate in serie in modo da formare un pannello, delle dimensioni di circa $0,5 \text{ m}^2$, mentre i vari pannelli sono collegati in parallelo. A seconda della diversa qualità di silicio utilizzato cambia il rendimento di conversione energetica della cella fotovoltaica (variabile dal 6% al 15%), pertanto variano le dimensioni a parità di potenza erogata: quest'ultima dipende poi naturalmente dall'irraggiamento solare. La potenza generata è dell'ordine dei 120 Watt/m^2 , pertanto in media occorrono 8 m^2 di pannelli per ottenere la potenza di 1 kW.

La produzione di energia elettrica fotovoltaica sembrerebbe essere la fonte energetica pulita per eccellenza, poiché il sole è disponibile gratuitamente ovunque e in modo regolare: in realtà una grossa barriera è rappresentata dai costi molto elevati dei pannelli fotovoltaici, che fanno lievitare il costo medio del kWh prodotto a valori pari a circa 8-10 volte il normale prezzo di mercato, a seconda della qualità del silicio utilizzato e dell'intensità dell'irraggiamento solare. Per incoraggiare la diffusione di questa tecnologia pulita, alcuni Stati (tra cui l'Italia) incentivano con diverse forme gli utenti che decidano di installare pannelli fotovoltaici, meccanismo che, seppure utile ad aumentarne la diffusione, non può essere applicato su larga scala poiché graverebbe eccessivamente sullo Stato. Un'altra novità che si annuncia interessante nel senso della riduzione dei costi è la recentissima scoperta (ottobre 2005), da parte dell'University of California di Los Angeles, sulla possibilità di sfruttare l'effetto fotovoltaico in celle di plastica al posto di quelle di silicio, fattore che, sebbene con rendimenti ridotti (circa il 4,4%), consentirebbe l'abbattimento dei costi del pannello di circa l'80%.

1.4.5. Energia eolica

Lo sfruttamento della risorsa eolica per la produzione di energia elettrica primaria costituisce l'argomento centrale del presente lavoro, pertanto in questa sezione ne verranno solo accennate le problematiche introduttive.

L'energia del vento viene usata dall'umanità fin dai tempi più antichi, all'inizio come forza propulsiva per le imbarcazioni a vela e successivamente anche per mezzo dei mulini a vento. Oggi l'energia cinetica posseduta dal vento viene invece sfruttata utilizzando gli *aerogeneratori*, che possono essere considerati come una versione moderna degli antichi mulini a vento.



Fig. 1.15: Aerogeneratori

In generale, un *aerogeneratore* è una macchina costituita da un rotore ad elica montato su un apposito sostegno a torre. Il vento soffia sul rotore facendolo girare attorno al suo asse e questa energia di rotazione può essere a sua volta sfruttata direttamente in forma di energia cinetica o, più frequentemente, convertita in energia elettrica. La taglia di potenza degli impianti è andata crescendo progressivamente a partire dagli anni '70, anni in cui l'utilizzo su larga scala di questa risorsa venne riscoperto, arrivando agli attuali 3 MW per macchine commerciali il cui rotore può avere fino a 90 metri di diametro.

Tra tutte le fonti rinnovabili, l'energia eolica è quella che cresce di più e sulla quale maggiormente scommettono i massimi esperti di sostenibilità ambientale. La tecnologia eolica ha oggi raggiunto la piena maturità commerciale, tanto che il costo medio del kWh elettrico da fonte eolica risulta oggi competitivo con il costo del kWh da fonte tradizionale, ed il suo sviluppo e la sua diffusione sono in fase di crescita esponenziale, trovandosi a sfruttare un mercato ancora praticamente vergine.

Nel 2004, la produzione di energia elettrica primaria da fonte eolica su base mondiale ha raggiunto la quota delle 6 Mtep, mostrando una progressione sempre crescente nel corso degli ultimi anni.

1.4.6. Vettore idrogeno

L'Idrogeno (H) è l'elemento chimico più semplice e più comune dell'universo. Sulla Terra l'idrogeno non è facilmente disponibile in forma gassosa ma è ampiamente presente in buona parte delle sostanze inorganiche, la principale e più abbondante delle quali è l'acqua, e in tutte le sostanze organiche. In tutto il mondo, l'idrogeno è un elemento dai molteplici utilizzi, sia in campo scientifico sia in ambito industriale.

L'interesse nell'utilizzo a scopi energetici dell'idrogeno sta nel fatto che allo stato attuale esso è l'unico vettore energetico "pulito" che si prevede possa sostituire efficacemente i comuni combustibili per l'alimentazione dei veicoli. Infatti, se l'idrogeno fosse utilizzato come combustibile in una comune reazione che veda l'ossigeno come comburente, l'unico sottoprodotto della combustione sarebbe costituito esclusivamente da vapore acqueo, senza la presenza di sostanze inquinanti o scorie di alcun genere. Oltre alla combustione per così dire "classica", l'idrogeno può essere fatto reagire con l'ossigeno all'interno di una *cella a combustibile* (in inglese, *fuel cell*), che consiste di uno speciale generatore elettrochimico in cui la reazione tra l'idrogeno e l'ossigeno è controllata mediante catalizzatori. L'efficienza di conversione energetica di questo procedimento è maggiore rispetto alla precedente e inoltre viene prodotta direttamente energia elettrica. In questo caso il prodotto della reazione è lo stesso, ossia acqua allo stato puro.

L'idrogeno di partenza può essere ottenuto da diverse fonti: da idrocarburi leggeri, mediante il processo di *steam reforming*; dal

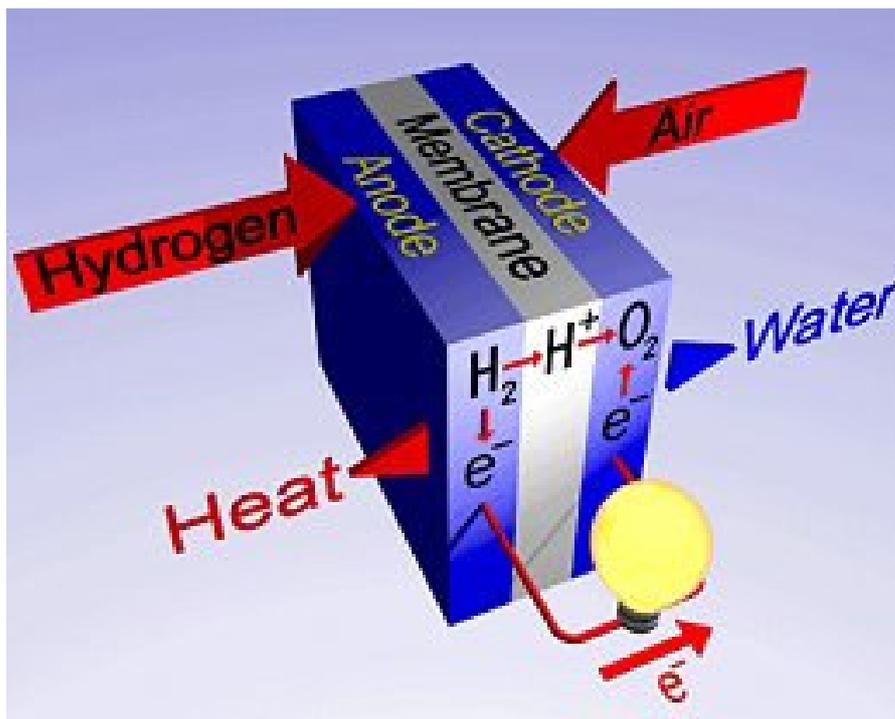


Fig. 1.16: Schema di cella a combustibile

carbone o da altre biomasse pesanti, e più propriamente dai gas da essi ottenuto mediante il procedimento di *gassificazione*; dall'acqua, mediante il processo di *idrolisi* che richiede per la sua attivazione l'uso di energia elettrica. Visti gli elevati costi energetici richiesti allo stato attuale per questi procedimenti, l'uso dell'idrogeno a fini energetici non è conveniente, poiché in questo senso risulta più efficiente, sia dal punto di vista economico che da quello ambientale, l'uso delle sostanze di partenza. Tuttavia, nonostante tra tutti i processi l'idrolisi sia quello per il quale è richiesta la maggior quantità di energia, è proprio quest'ultimo il procedimento ritenuto più interessante dai ricercatori. Infatti, poiché dall'utilizzo dell'idrogeno si ottiene acqua, il fatto di partire proprio dall'acqua per la generazione dell'idrogeno costituisce la garanzia dell'inesauribilità della fonte e la sua eco-compatibilità.

La separazione degli atomi di idrogeno dall'acqua comporta una reazione endotermica e quindi un consumo di energia, mentre la combinazione dell'idrogeno con l'ossigeno in una combustione

controllata è una reazione esotermica e fornisce la stessa quantità di energia: tuttavia, a causa delle inevitabili dissipazioni, il bilancio netto indica un *consumo* di energia. L'uso efficace dell'idrogeno come vettore energetico dipende allora dalla possibilità che questa differenza di energia venga fornita da una sorgente esterna *pulita e rinnovabile*. Infatti, attualmente, la maggior parte dell'energia elettrica mondiale viene ricavata da fonte fossile, pertanto il bilancio ambientale complessivo prevede sempre una forma di inquinamento.

Se in futuro si riuscirà a trovare una fonte rinnovabile che sia largamente disponibile ovunque e a basso costo, tutta l'energia mondiale potrebbe essere fornita da questa fonte e dal vettore idrogeno. In tal senso, appare come ottimale la produzione di energia da *fusione nucleare*, un'ipotesi suggestiva ma che purtroppo è ancora distante almeno alcune decine di anni dalla possibilità di realizzazione e di piena commercializzazione.

1.5. L'energia in Italia

Nel valutare il bilancio energetico complessivo dell'Italia, così come di qualsiasi altro Paese, le voci che devono farsi equilibrio sono l'energia in ingresso, costituita dalla *produzione nazionale* e dall'*energia importata*, e l'energia in uscita, ossia la *domanda energetica* e le *esportazioni*: successivamente occorre aggiustare il dato tenendo conto delle *riserve strategiche*, a seconda se vi sia stato un accumulo o una cessione.

Negli ultimi anni, l'economia italiana è cresciuta meno che nel resto d'Europa. Infatti, nel 2004, in Italia il PIL è cresciuto dell'1,2%, a fronte di una crescita europea del 2%, mentre nel 2003 la crescita era stata, rispettivamente, dello 0,3% e dello 0,5%. La *domanda di energia primaria* è variata più o meno dello stesso valore: nel 2004 è stata di 196,8 Mtep, con un aumento di 2,4 Mtep rispetto al 2003 (+1,2%, in linea con il PIL). Poiché l'aumento del consumo complessivo risulta identico alla crescita del PIL, se ne deduce anche l'intensità energetica non è variata, risultando pari a 0,187 tep/1000€95. Per quanto riguarda le emissioni di CO₂, invece, se da un lato il miglioramento dell'efficienza globale si traduce in una sensibile riduzione del quantitativo emesso in atmosfera per singolo kWh prodotto, dall'altro la suddetta crescita dei consumi elettrici si traduce in un complessivo aumento delle emissioni. Questo andamento non è compatibile con la prosecuzione di una politica volta al conseguimento degli obiettivi indicati dal Protocollo di Kyoto, che, come ricordato precedentemente, è stato ratificato dall'Italia il 31 maggio del 2002.

Con il referendum abrogativo tenutosi l'8 e il 9 novembre 1987, indetto sulla scia delle grandi emozioni e paure createsi in

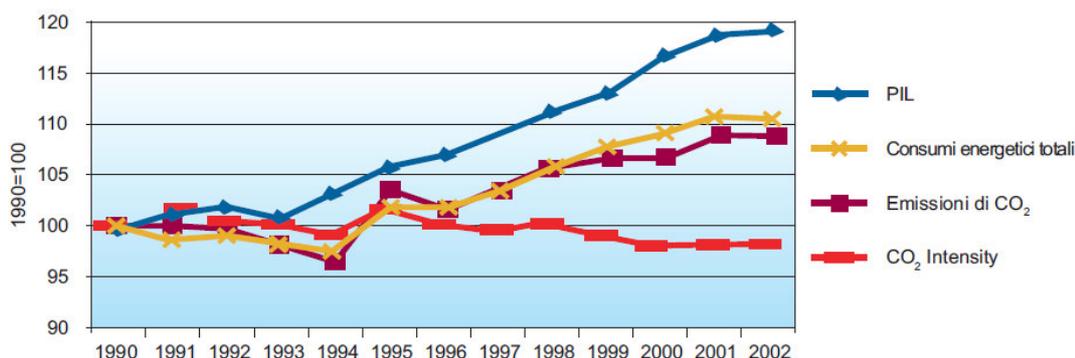


Fig. 1.17: Confronto tra indicatori economici ed energetici e le emissioni di CO₂ (numeri indice) (ENEA)

seguito all'incidente avvenuto nella centrale atomica di Chernobyl il 26 aprile 1986, l'Italia ha rinunciato a produrre energia da fonte nucleare. Le centrali funzionanti in Italia in quel periodo dovettero chiudere ed essere successivamente smantellate. Pertanto, a seguito della rinuncia al nucleare, oggi tutta l'energia utilizzata in Italia è prodotta da fonti fossili, da fonti rinnovabili oppure direttamente importata dall'estero. Nel 2004, in particolare, la domanda energetica nazionale è stata soddisfatta per il 7,2% da fonti rinnovabili, per il 5,1% dall'import netto di energia elettrica e per ben l'87,7% da fonti fossili, la stragrande maggioranza delle quali importate dall'estero.

La produzione nazionale di energia primaria da fonti rinnovabili ammonta a circa 15,2 Mtep. Nel computo non rientra la legna da ardere per uso civile, normalmente commercializzata per l'alimentazione di stufe a legna e caminetti per il riscaldamento. La produzione di energia da fonti rinnovabili copre circa il 45% della produzione endogena complessiva: tale valore, apparentemente elevato, è attribuibile alla forte incidenza dell'idroelettrico nella produzione nazionale, all'assenza di generazione da fonte nucleare nel nostro Paese e infine, purtroppo, alla scarsità della stessa produzione endogena.

L'energia elettrica, a causa della impossibilità di accumulo, viene continuamente scambiata tra l'Italia e i Paesi confinanti attraverso le reti di distribuzione e i collegamenti internazionali. Nel 2004 il bilancio netto è consistito nell'importazione di 10,0 Mtep.

Infine, nel 2004 il fabbisogno di energia da fonte fossile è stato di 171,6 Mtep, di cui 17,1 Mtep di combustibili solidi (pari all'8,8% sul totale, in leggera crescita), 66,5 Mtep di gas naturale (33,9%, in crescita) e ben 88,0 Mtep di petrolio (45% sul totale ma in sensibile diminuzione, a vantaggio del gas). Poiché la produzione nazionale di fonti fossili è stata complessivamente di circa 16,5 Mtp, si vede come la quota restante di fonti energetiche, pari a 155,1 Mtep (valore corrispondente a ben oltre l'80% del fabbisogno totale), sia di importazione estera.

1.5.1 Produzione di elettricità da FER

Il fabbisogno elettrico complessivo del 2004, pari 325,4 TWh (in aumento dell'1,5% rispetto al 2003), al netto dei consumi ausiliari, dell'energia necessaria per i pompaggi e delle perdite, è stato soddisfatto dall'energia di produzione nazionale e dalle importazioni nette: queste ultime sono state pari a 45,6 TWh. La produzione elettrica lorda è stata di 303,3 TWh, con un aumento del 3,2% rispetto alla produzione 2003, pari a 293,9 TWh. Di questi, 246,1 TWh (pari all'81,1% sul valore complessivo) sono stati prodotti da centrali termoelettriche convenzionali, mentre i restanti 57,2 TWh sono stati prodotti da fonti rinnovabili. Considerando un singolo kWh elettrico, si può pertanto immaginare che esso sia stato prodotto da una combinazione di diverse fonti, che viene chiamata *mix elettrico*. Poiché le varie fonti energetiche forniscono un diverso apporto alle emissioni di CO₂ in atmosfera, positivo per le fonti fossili e negativo, ovvero immaginabile come quantitativo *evitato*, per le fonti rinnovabili, si può associare

un'emissione netta di CO₂ all'intero mix elettrico: per l'Italia, questo valore è di circa 0,531 Kg di CO₂/kWh.

Considerando in particolare i diversi contributi delle varie fonti rinnovabili, si rileva:

- La potenza **idroelettrica** installata si è praticamente stabilizzata, arrivando alla quasi completa saturazione della risorsa disponibile. Gli unici nuovi impianti costruiti sono costituiti principalmente da impianti del tipo mini-idro ad acqua fluente, ossia senza bacino di invaso, impianti che comportano facilità di realizzazione e ridotti problemi di impatto ambientale. La produzione idroelettrica del 2004 si è attestata sui 42,7 TWh, pari al 76,8% sul totale di energia elettrica da FER;
- La potenza **geotermoelettrica** installata, così come l'energia prodotta da tale fonte, mostra alcune sensibili oscillazioni, legate anche in questo caso alla quasi completa saturazione nello sfruttamento delle risorse disponibili. La produzione 2004 da fonte geotermoelettrica è stata di 5,4 TWh, pari al 9,8% del totale;
- La potenza complessiva installata negli impianti alimentati a **biomasse** e risorse ad esse assimilabili continua progressivamente a crescere. Nell'ultimo anno la variazione nella produzione di energia elettrica è stata di oltre il 25%, passando dai 4,5 TWh del 2003 ai 5,6 TWh del 2004, valore pari al 10,1% del totale;
- La potenza **eolica** installata nel 2004 è tornata a crescere rapidamente, dopo i precedenti due anni di relativo rallentamento. L'energia prodotta nel 2004 è aumentata a 1.847 GWh, dai 1.458 GWh dell'anno precedente. La variazione corrispondente è stata di quasi il 27%. Il

contributo dell'eolico è pari a circa il 3,3% sul totale di elettricità prodotta da FER;

- Lo sviluppo del **fotovoltaico** ha registrato nel 2004 una fase di momentaneo arresto: infatti, a causa degli alti costi di investimento, l'installazione di nuovi pannelli è strettamente legata alle politiche statali di incentivazione, soprattutto nel caso delle utenze domestiche. La potenza installata attualmente è pari a 30,8 MW_p, mentre la quantità di energia generata nel 2004 è stata di 27,4 GWh.

Con l'esclusione dell'idroelettrico, soggetto come detto ad oscillazioni legate al regime pluviometrico, la quantità di energia elettrica complessivamente generata dalle altre fonti rinnovabili, in particolare dall'eolico, vanta una continua crescita, tale da incrementare l'incidenza dell'apporto di queste fonti rispetto al totale da rinnovabili.

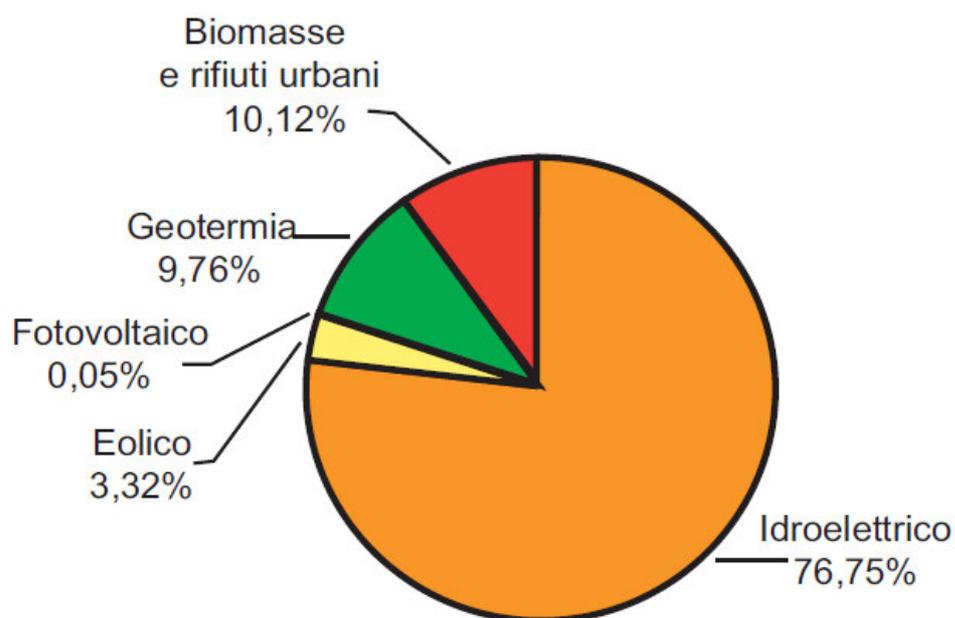


Fig. 1.18: Contributo delle FER per la produzione di elettricità nel 2004 (ENEA)

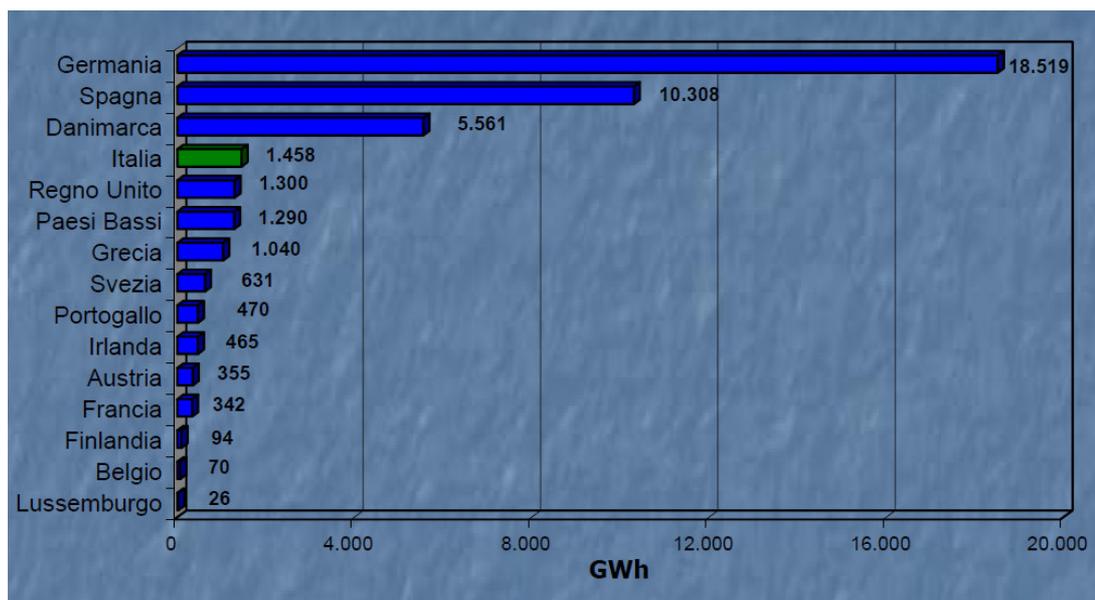


Fig. 1.19: Produzione eolica lorda 2003, Italia e altri Paesi UE-15 (GRTN)

Con particolare riferimento all'eolico, nel 2004 sono stati installati nuovi impianti per un totale di 257 MW, portando il totale della potenza lorda installata a 1.131 MW (+22,7%). Nello stesso periodo è cresciuta la taglia di potenza media delle turbine di nuova installazione, passata dagli 800 ai 918 kW/turbina. Questo fattore è collegato sia alle installazioni di nuove centrali, in cui, in linea con i principi precedentemente esposti, vengono privilegiate macchine di grande taglia, sia al rinnovamento delle centrali esistenti, in cui alle vecchie macchine di media potenza si sostituiscono quelle più nuove, caratterizzate da una taglia maggiore: in questo secondo caso si ottiene anche una diminuzione del numero complessivo di macchine, con una sensibile riduzione degli impatti ambientali, poiché poche macchine più grandi possono svolgere lo stesso lavoro di molte macchine più piccole. Dal 1994 al 2004 la potenza eolica installata in Italia è centuplicata, risultato importante ma ancora inferiore a quelli di altri grandi Paesi europei, come la Germania, la Danimarca o la Spagna, che stanno investendo molte risorse nella ricerca e nello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

2. L'energia eolica

Il vento è sempre stato considerato un elemento importante nella vita degli uomini, tanto che gli antichi popoli civilizzati, e probabilmente anche gran parte dei popoli più primitivi, gli attribuivano un valore divino. Probabilmente tale sacra devozione derivò, oltre che dalle sue manifestazioni violente come tempeste e uragani, dal fatto che gli uomini impararono presto a intuirne le potenzialità come fonte energetica, anche quando il concetto di sostenibilità ambientale e fonte energetica rinnovabile era ancora molto di là da venire.

I primi popoli che abitavano il bacino del Mediterraneo fabbricarono vele per le loro navi e proprio grazie al vento fecero del mare la culla dell'Occidente, mentre anche i popoli aborigeni dell'Oceania intuirono molto presto le potenzialità del vento per la navigazione a vela. Più tardi, a partire dal Medioevo, i mulini a vento costituiranno il secondo esempio, dopo i mulini ad acqua, di macchina industriale di tipo complesso, soprattutto in Olanda in cui, ancora oggi, i mulini a vento sono un elemento di folklore tipico del paesaggio.

Fino alla fine del 1800, epoca in cui per questo scopo cominciarono ad essere impiegate le macchine a vapore, la navigazione a vela rimase in effetti l'unico metodo per attraversare il mare, mentre in poche parti del mondo alcuni mulini a vento sono utilizzati ancora oggi, come ad esempio nelle saline di Marsala.

Al giorno d'oggi la navigazione a vela è uno sport di quasi

esclusivo appannaggio dei ricchi, mentre i nuovi "mulini a vento" che stanno progressivamente ricomparendo in svariate parti del mondo sono in realtà *aerogeneratori*, sofisticati sistemi tecnologicamente avanzati per produrre energia elettrica primaria sfruttando quella risorsa naturale pulita, inesauribile ed antica come il mondo che è il vento.

Il mercato dell'eolico in tutto il mondo è in fase di rapidissima espansione: la potenza installata in tutto il mondo è cresciuta dai 1.743 MW della fine del 1990 ai 39.500 della fine del 2003, con una crescita di oltre 20 volte. Nell'Europa dei 15, la potenza installata è cresciuta in proporzione ancora superiore, passando da 439 a 28.440 MW.

In questo capitolo faremo dapprima alcune valutazioni teoriche sulla fonte eolica e sull'energia utilizzabile, per poi analizzare in dettaglio i principi costitutivi e il funzionamento degli aerogeneratori e le problematiche ambientali connesse al loro impiego.

2.1. Energia dal vento

Il vento è un fenomeno naturale, che consiste nel movimento di grandi masse d'aria, causato dagli squilibri di pressione esistenti nella troposfera. Questi squilibri si originano poiché di giorno la radiazione solare riscalda le terre emerse più velocemente rispetto ai mari e agli oceani, pertanto anche le masse d'aria sovrastanti vengono riscaldate diversamente. Di conseguenza l'aria più fredda tende a spostarsi nelle zone lasciate libere dall'aria calda poiché questa, essendo più leggera, tende a espandersi verso l'alto. Di notte il meccanismo si inverte, poiché l'aria sovrastante le terre emerse si raffredda più velocemente dell'aria che sovrasta i mari e gli oceani. Si crea così quella che si chiama *cella convettiva*, in cui si realizza un moto ciclico dell'aria. Gli uragani, i tornado e le tempeste tropicali sono tutte manifestazioni estreme dell'energia cinetica che il fenomeno naturale appena descritto è in grado di sviluppare. Tale meccanismo si ripete anche a livello globale, poiché alle latitudini più basse l'aria si riscalda di più dell'aria che sta alle latitudini più elevate. Si realizza in questo modo un ciclo analogo al precedente che viene chiamato *macrocella* e che sta all'origine di venti costanti o periodici come gli *alisei* e i *monsoni*.

L'energia cinetica posseduta dal vento può essere opportunamente utilizzata mediante *aerogeneratori*, che possono essere considerati come una versione moderna degli antichi mulini a vento. La struttura e il funzionamento di un aerogeneratore saranno analizzate con maggiore dettaglio più avanti nel corso del presente lavoro, tuttavia in questo momento possiamo dire che in generale un aerogeneratore è costituito da un rotore ad elica montato su un apposito sostegno a torre. Il vento soffia sul rotore facendolo girare attorno al suo asse e questa energia di rotazione

può essere a sua volta sfruttata direttamente o convertita in energia elettrica.

2.1.1. Misure

Come noto, in uno stesso sito il vento varia continuamente di intensità e di direzione. Misurando con continuità tali parametri è possibile determinare alcune grandezze statistiche, come ad esempio la direzione prevalente del vento e la sua velocità media per il sito in esame. Normalmente queste misurazioni vengono effettuate da alcune stazioni meteorologiche disposte variamente sul territorio, tuttavia quando si deve installare un nuovo generatore eolico è opportuno avviare un'apposita campagna di indagine, della durata di almeno un anno, per determinare quali sono i venti prevalenti nella zona.

I dispositivi di misura comprendono una *banderuola*, per la determinazione della direzione del vento, e un *anemometro*, per la determinazione della sua velocità.

L'anemometro è solitamente costituito da un'elica o da un piccolo mulinello a coppe coniche o semisferiche in grado di ruotare attorno ad un asse verticale. La velocità di rotazione viene trasformata da un sensore in segnale elettrico, fornendo direttamente il valore della velocità alla stazione meteo. Altri tipi più recenti di anemometro funzionano utilizzando laser o ultrasuoni: in questo modo si riesce ad evitare l'inconveniente costituito dalla possibile formazione di ghiaccio.



Figura 2.1: Sensore unico anemometro + banderuola

2.1.2 Potenza teorica

La quantità di energia che può essere prodotta da un generatore eolico è proporzionale all'energia posseduta dal vento e cioè, essenzialmente, alla sua velocità. Questa, come abbiamo già detto, può essere misurata da opportuni strumenti, ma qui vogliamo fare una piccola discussione teorica che, come vedremo, ci fornisce alcuni spunti interessanti.

Come noto dalla fisica classica, l'energia cinetica posseduta da un generico corpo dotato di massa è:

$$(2.1) \quad E = \frac{1}{2} m \cdot v^2,$$

in cui E è l'energia cinetica, m è la massa del corpo e v è la sua velocità. Nel valutare l'energia posseduta dal vento dobbiamo considerare che esso non è un corpo ma un fluido (aria), quindi per esso non ha senso parlare di massa se non in riferimento ad un volume di controllo specificato. In questo caso pertanto risulta più appropriato parlare di *potenza* W in luogo di *energia*. Possiamo a questo punto riscrivere la (2.1) considerando in luogo dell'energia E la potenza W e una *portata massiva* M , cioè una massa per unità di tempo, in luogo della massa scalare m . Otteniamo:

$$(2.2) \quad W = \frac{1}{2} M \cdot v^2.$$

A questo punto, per valutare tale portata massiva M possiamo considerare un *tubo di flusso*, cioè una regione dello spazio in cui il vento si muova in direzione normale all'area spazzata dal rotore dell'aerogeneratore, che costituisce pertanto la sezione trasversale del tubo di flusso. All'interno di questo tubo di flusso, la portata massiva M è legata alla *portata volumetrica* Q . Pertanto, supponendo costante la densità ρ del fluido, cioè la densità dell'atmosfera, la portata massiva M può essere ottenuta come:

$$(2.3) \quad M = \rho \cdot Q.$$

Considerando sempre il tubo di flusso, a sua volta la portata Q

del vento è:

$$(2.4) \quad Q = v \cdot A,$$

dove v è la velocità del vento e A l'area trasversale del tubo di flusso, ossia l'area spazzata dal rotore dell'aerogeneratore.

Sostituendo successivamente quanto trovato e riordinando:

$$(2.5) \quad W_{teor} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3.$$

La (2.5) fornisce direttamente il valore teorico della potenza, espresso in Watt, posseduto da una corrente di fluido di densità costante ρ che fluisce con velocità v in un tubo di flusso di area trasversale A . Se nella (2.5) sostituiamo il valore della densità dell'aria (cioè, al livello del mare $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$), otteniamo:

$$(2.6) \quad W = 0,6125 \cdot A \cdot v^3,$$

che fornisce la potenza direttamente in Watt conoscendo l'area spazzata dal rotore e la velocità del vento.

Possiamo a sua volta considerare l'area spazzata dal rotore A in funzione del raggio r . Otteniamo:

$$(2.7) \quad A = \pi \cdot r^2.$$

Sostituendo la (7) nella (6) otteniamo:

$$(2.8) \quad W_{teor} = 1,924 \cdot r^2 \cdot v^3,$$

il cui risultato è espresso in Watt e che ci fornisce la potenza posseduta dal vento.

A questo punto, poiché la potenza di picco dipende dal *quadrato* del raggio del rotore e addirittura dal *cubo* della velocità media del vento, notiamo che bastano aumenti relativamente piccoli di una delle due grandezze per far aumentare in misura più consistente la potenza sviluppata dalla macchina. Ad esempio, posto $r=1$ il raggio del rotore (per il momento non ci interessa l'unità di misura) e posta la potenza $W=1$, ferma restando la velocità del vento, incrementando del 20% le dimensioni del rotore (ossia ponendo $r=1,2$), si ottiene $W=1,44$, cioè un aumento di oltre

il 40% nella potenza restituita. Ancora, considerando un incremento del 20% relativamente alla sola velocità del vento (da $v=1$ a $v=1,2$) e mantenendo invariati gli altri parametri, la potenza aumenta di conseguenza, passando da $W=1$ a $W=1,73$, con una crescita di oltre il 70%.

Queste semplici considerazioni evidenziano come i rendimenti di scala nella produzione di energia da fonte eolica aumentino rapidamente al crescere delle dimensioni lineari dell'aerogeneratore.

2.1.3 Teoria di Betz

La potenza ricavata dalla (5) è la potenza *totale* posseduta da una vena di fluido generico, ma non tutta questa energia può essere sfruttata, perché ciò significherebbe *arrestare* il moto e si arriverebbe dunque a un paradosso. Esiste infatti un limite teorico, detto *Limite di Betz* dal nome dello scienziato tedesco che lo evidenziò negli anni '20, che fissa la massima aliquota di energia che è possibile estrarre da una vena fluida, che risulta pari, come si vedrà, a $16/27$, cioè al 59,3% del totale. Betz ricavò la sua teoria per una corrente di fluido qualsiasi che attraversi un ostacolo, venendo da esso rallentata.

Per trovare questo limite, Betz fece anzitutto l'ipotesi di considerare un tubo di flusso isolato dal resto del fluido in movimento (che nel nostro caso è il vento) e di cui l'ostacolo (nel nostro caso il rotore dell'aerogeneratore) sia una sezione trasversale. All'interno del tubo di flusso ipotizzò che il fluido si muova con moto monodimensionale e stazionario e che la distribuzione della velocità del fluido sia costante su tutta la sezione trasversale. Oltre a queste ipotesi sulle condizioni di moto, l'unica ipotesi che si pone sul fluido stesso è che la sua densità ρ sia costante in tutto il tubo di flusso. Poiché deve valere in ogni

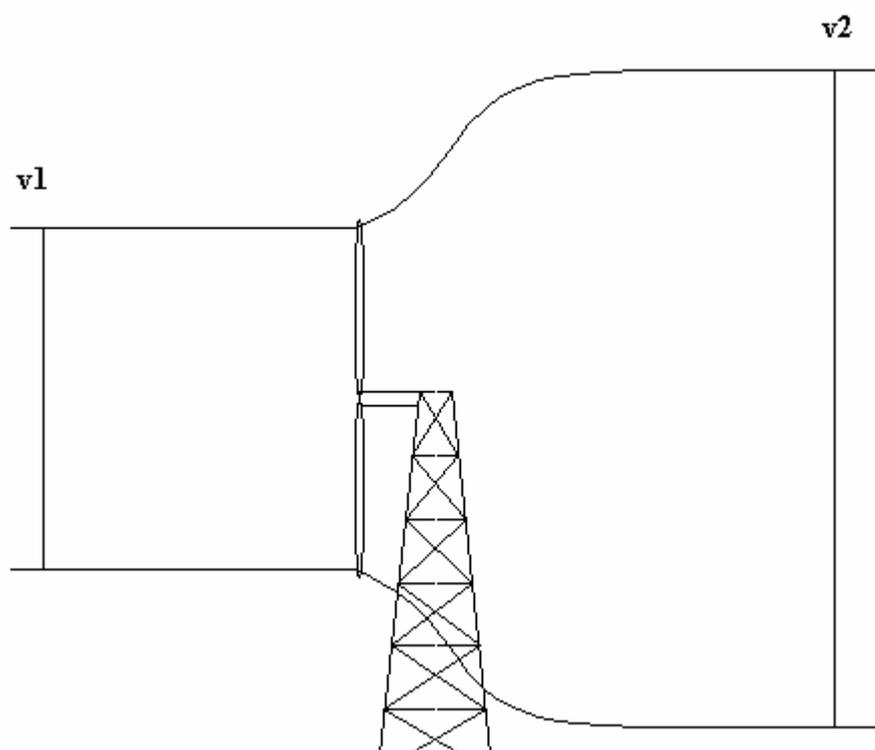


Figura 2.2: Schema di riferimento per la Teoria di Betz

caso l'equazione di continuità, per l'ipotesi di moto stazionario e densità costante risulta in particolare che deve essere costante la portata massiva M :

$$(2.9) \quad M = \rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_2;$$

in cui v_1 e A_1 sono rispettivamente la velocità del fluido e la sezione del tubo di flusso nel tratto a monte dell'ostacolo mentre v_2 e A_2 sono rispettivamente la velocità del fluido e la sezione del tubo di flusso a valle dell'ostacolo. Con riferimento all'unità di tempo, la (2.9) esprime anche la *massa* m , che appunto si mantiene costante.

Per la vena fluida deve valere anche il principio della conservazione della quantità di moto, ossia:

$$(2.10) \quad F = \frac{d}{dt}(m \cdot v) = m \cdot \frac{dv}{dt} = m \cdot (v_1 - v_2);$$

dove F è la forza esercitata dal fluido in movimento sull'ostacolo e pertanto è anche la forza che è concretamente possibile sfruttare.

Poiché quella che intendiamo determinare è la *potenza* W , si ottiene:

$$(2.11) \quad W = F \cdot \bar{v} = m \cdot (v_1 - v_2) \cdot \bar{v} ;$$

in cui \bar{v} è la velocità del fluido in corrispondenza dell'ostacolo. La potenza ceduta all'ostacolo tuttavia può essere calcolata anche considerando la variazione nell'unità di tempo dell'energia cinetica del fluido tra il tratto di monte e il tratto di valle, cioè:

$$(2.12) \quad W = \frac{1}{2} m \cdot (v_1^2 - v_2^2).$$

I valori trovati con la (2.11) e con la (2.12) devono coincidere, pertanto per differenza è possibile ricavare \bar{v} :

$$(2.13) \quad \bar{v} = \frac{v_1 + v_2}{2},$$

ossia la velocità del fluido in corrispondenza dell'ostacolo risulta pari alla media tra la velocità a monte e la velocità a valle. A questo punto Betz definì un *fattore di interferenza* a :

$$(2.14) \quad a = 1 - \frac{\bar{v}}{v_1},$$

che rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina. Ricavandola dalla (2.13), la velocità del fluido a valle dell'ostacolo può essere scritta come:

$$(2.15) \quad v_2 = v_1 \cdot (1 - 2a);$$

Sostituendo la (2.9) nella (2.13) e riscrivendo le velocità in funzione del fattore d'interferenza a tramite la (2.15) si ottiene la *potenza estraibile da un flusso di fluido di densità costante secondo Betz*:

$$(2.16) \quad W = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot 4a \cdot (1 - a)^2 ;$$

In tale equazione A è l'area trasversale dell'ostacolo sulla quale, come già detto, il fluido ha velocità \bar{v} . Poiché si riferisce tutto alla velocità v_1 , dall'equazione di continuità (2.9) si ricava $A_1 = A \cdot (1 - a)$, che sostituito nella (2.16) dà luogo all'esponente

quadratico del termine $(1-a)$. Per trovare il massimo della *potenza* W occorre che la derivata prima della (2.16) rispetto ad a si annulli:

$$(2.17) \quad \frac{dW}{da} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot 4 \cdot (3a^2 - 4a + 1) = 0.$$

L'unico termine che può annullarsi perché la (2.17) sia verificata è il termine tra parentesi, quindi per il fattore d'interferenza a si ottengono due valori:

$$(18) \quad a = 1 \vee a = \frac{1}{3};$$

il primo valore in realtà non ha senso, perché significherebbe che la corrente di fluido viene rallentata tutta *prima* di raggiungere l'ostacolo e che attraversandolo non si avrebbero perdite di energia: pertanto il valore che massimizza l'efficienza è $a_{max} = 1/3$.

A questo punto per valutare l'efficienza Betz introdusse un *coefficiente di prestazione* c , definito come:

$$(2.19) \quad c_p = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A \cdot 4a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A},$$

che, sostituendo ad a il valore $1/3$ trovato dalla (2.18), assume il valore:

$$(2.20) \quad c_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,592,$$

cioè appunto circa il 59,3%. Ricordiamo che, nel formulare la sua Teoria, Betz non fece alcuna ipotesi né in merito alla natura del fluido né in merito all'ostacolo: l'unica ipotesi è sulla incomprimibilità del fluido, pertanto questo limite costituisce il massimo quantitativo *teorico* di energia che è possibile ricavare interponendo un ostacolo da un qualsiasi fluido.

2.1.4 Potenza effettiva

Nei precedenti paragrafi abbiamo ricavato la potenza posseduta da una corrente ventosa. Questa è però una quantità *teorica*: nella pratica invece solitamente si riesce a sfruttare solo una parte di questo potenziale. La *potenza effettiva* che si riesce a utilizzare in un moderno aerogeneratore ad asse orizzontale e che viene effettivamente convertita in energia elettrica infatti è solitamente pari al 25÷30% circa della potenza totale teorica posseduta dalla corrente ventosa, e ciò è dovuto a diversi motivi. Vediamo quali.

Innanzitutto, una prima "barriera" allo sfruttamento della totalità del potenziale eolico è rappresentata dal Limite di Betz che, come abbiamo appena visto, è un limite teorico che non è possibile superare in alcun modo. Esso fissa come tetto massimo per la quantità di energia utilizzabile a fini pratici un valore pari a poco meno del 60% dell'energia posseduta dall'intera corrente ventosa.

La seconda concausa di questa riduzione della potenza complessiva effettivamente sfruttabile è legata alle caratteristiche meccaniche e aerodinamiche proprie dell'aerogeneratore: ci riferiamo alla sagomatura delle pale del rotore, ai materiali di costruzione utilizzati, alla distribuzione del momento d'inerzia del rotore, alla stabilità dei giunti e ai sistemi meccanici di trasmissione del movimento. Su questi particolari la ricerca è continuamente al lavoro, per studiare forme più aerodinamiche o per ridurre al minimo gli attriti tra le parti in movimento. I fattori meccanici ed aerodinamici influiscono sulla resa energetica riducendola complessivamente di circa 1/3.

Ulteriori perdite di potenza si hanno nel generatore elettrico e nei circuiti di trasmissione, poiché come noto non tutta l'energia cinetica di rotazione viene convertita in energia elettrica, in quanto una parte si disperde in calore. Questa perdita è relativamente

piccola ammontando complessivamente a circa il 10÷15%, ma costituisce comunque una ulteriore riduzione del quantitativo totale disponibile.

Altre perdite energetiche sono legate al non perfetto allineamento tra la direzione del vento e l'asse di rotazione del rotore, che si può verificare ad esempio a causa di forti raffiche o di improvvisi cambi di direzione del vento.

Infine dobbiamo considerare anche i periodi inattività dell'aerogeneratore, ad esempio quando si effettuano lavori di manutenzione su di essa o quando il vento è debole e non raggiunge velocità tali da attivarne il funzionamento.

Possiamo dunque introdurre un parametro globale di efficienza, che indichiamo con η , definito come:

$$(2.21) \quad \eta = \frac{W_{eff}}{W_{teor}},$$

in cui W_{eff} è la potenza effettiva e W_{teor} è la potenza massima teorica, ricavata con la (2.5). In condizioni normali questo parametro, come già anticipato, è solitamente compreso fra 25÷30%, riuscendo a superare tali valori solo in condizioni ottimali.

Considerando l'atmosfera al livello del mare e tenendo conto dell'efficienza, l'equazione (2.5) della *potenza effettiva* W_{eff} diventa:

$$(2.22) \quad W_{eff} = \eta \cdot W_{teor} = \eta \cdot 0,6125 \cdot A \cdot v^3,$$

la quale fornisce la potenza effettiva direttamente in Watt. Generalmente questa è anche la potenza "nominale" della turbina dichiarata dal costruttore, ossia la potenza che un turbina produce alle condizioni di lavoro per cui viene progettata.

2.1.5 Influenza del terreno

Per uno stesso sito, la velocità media del vento dipende strettamente dalla *quota altimetrica* alla quale essa viene riferita,

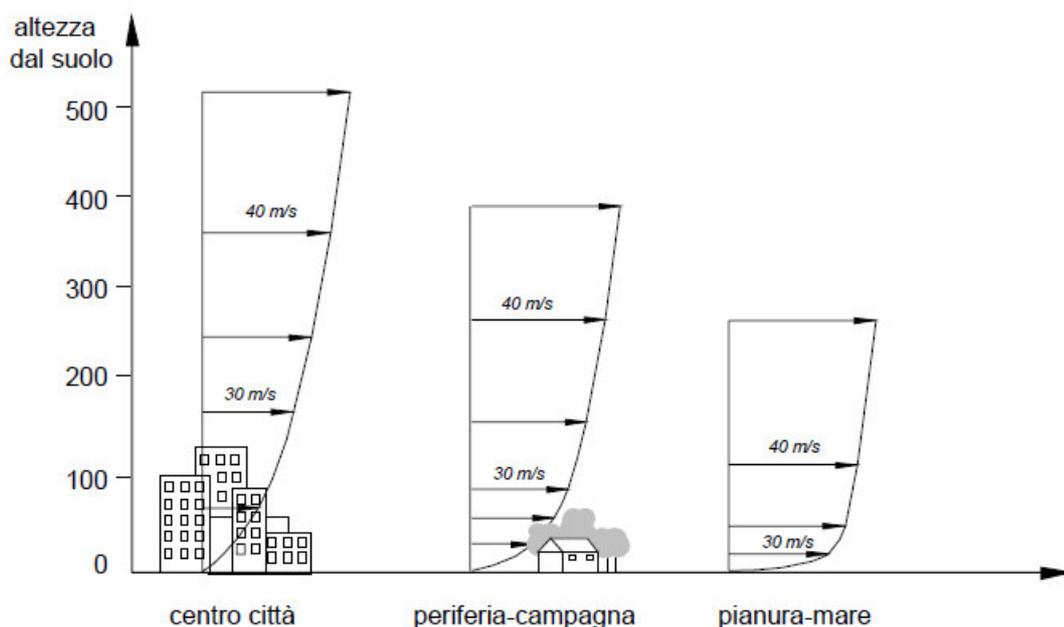


Figura 2.3: Profilo di velocità del vento

crescendo in base all'altezza a partire da valori molto bassi in prossimità del suolo. Tracciando un grafico che mette in relazione la velocità del vento media e la relativa quota di misurazione si ottiene una curva, detta *profilo di velocità*. Dalla conoscenza di questa curva, e in considerazione dei costi, è possibile determinare l'altezza ottimale alla quale deve essere posto il rotore.

L'entità della variazione della velocità del vento è legata al tipo di terreno: ad esempio, nel caso di un terreno boschivo, dove sottobosco e alberi di alto fusto ostacolano la corrente d'aria, la velocità del vento cresce rapidamente con l'altezza, poiché salendo di quota le piante e gli alberi che fanno da ostacolo sono sempre meno; viceversa nel caso di un pendio innevato, dove ci sono meno ostacoli per la propagazione del vento, la velocità è già alta anche a quote modeste e quindi la variazione è minore.

Le espressioni più usate per descrivere matematicamente il profilo della velocità del vento sono due: la *legge esponenziale* (sperimentale, più utilizzata negli USA) e la *legge logaritmica* (teorico-sperimentale, più diffusa in Europa).

La *legge esponenziale* è espressa dall'equazione:

$$(2.23) \quad v = v_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha,$$

in cui v è la velocità del vento alla quota h , v_0 è la velocità alla quota di riferimento h_0 , mentre α è la *rugosità* del suolo. Quest'ultimo è un parametro che quantifica la resistenza al moto ventoso offerta dal terreno, come una sorta di "attrito". Il valore di α varia solitamente da $\alpha=0,1$, valido per superfici innevate e per superfici marine o lacustri, ad $\alpha=0,25$, valore relativo a zone boschive o rurali, ma può arrivare fino a valori superiori all'unità per le città densamente urbanizzate.

L'equazione che esprime la *legge logaritmica* è invece:

$$(2.24) \quad v = \frac{v^*}{k} \cdot \ln \left(\frac{h}{h^*} \right);$$

in cui ancora v è la velocità del vento alla quota h , v^* è la velocità di attrito, k è la *costante di von Karmàn* (adimensionale, $k=0,4$) e h^* è la *lunghezza di rugosità*. Quest'ultimo è un parametro che caratterizza la superficie del terreno: fisicamente può essere immaginata come una altezza caratteristica, proporzionale alle dimensioni delle asperità del terreno che ostacolano il vento.

Oltre a considerare l'altezza del rotore da terra, dobbiamo fare un'ulteriore precisazione sull'*altitudine* alla quale è posizionato l'impianto. Infatti, nel considerare la densità dell'aria ρ costante e pari alla densità al livello del mare abbiamo fin qua commesso un errore, poiché in realtà la densità dell'atmosfera diminuisce sensibilmente all'aumentare dell'altitudine. Ad esempio, ad un valore $\rho=1.225 \text{ kg/m}^3$ al livello del mare corrisponde il valore $\rho=1.007 \text{ kg/m}^3$ a 2000 metri d'altitudine, poiché variano sia la pressione atmosferica sia la temperatura. Di conseguenza varia anche la quantità di energia estraibile, espressa dalla (2.5). La variazione di densità resta comunque trascurabile nell'ambito delle

dimensioni usuali di un singolo aerogeneratore, pertanto quanto detto finora mantiene del tutto la sua validità.

Tipo di terreno	h^* [m]	α
I. Mare aperto, laghi con almeno 5 km di estensione sopravvento, campagna senza ostacoli, ghiaccio	0,01	0,12
II. Terreno agricolo con case sparse e alberi radi	0,05	0,16
III. Aree suburbane o industriali o foreste permanenti	0,3	0,22
IV. Area urbana in cui almeno il 15% della superficie sia coperta da edifici la cui altezza media superi i 15 m	1	0,30

Tabella 2.1: Coefficienti h^* e α per le equazioni (2.23) e (2.24)

2.2. Produzione energetica e costi

Dopo aver determinato la *potenza di picco* che una turbina eolica è in grado di generare sfruttando il vento, la successiva domanda cui interessa dare risposta riguarda quanta *energia* è in grado di produrre un aerogeneratore e a quale costo.

Per quanto riguarda il costo di installazione di un aerogeneratore, il prezzo "chiavi in mano" di un impianto eolico varia circa tra i 700 e i 2000 € o più per kW installato, in dipendenza della taglia della turbina. Generalmente a impianti più grandi corrispondono costi unitari per kW installato più bassi e viceversa.

Per quello che riguarda il costo unitario dell'energia prodotta occorre considerare il costo globale dell'impianto, considerando i costi di installazione, manutenzione e dismissione, e dividere per il totale dei kWh prodotti dall'aerogeneratore per l'intera durata del suo ciclo vitale, solitamente assunta pari a 30 anni.

La quantità totale di energia E prodotta da un aerogeneratore si ricava dalla risoluzione del seguente integrale:

$$(2.25) \quad E = \int_{v_i}^{v_o} W(v) \cdot t(v) dv ,$$

in cui gli estremi di integrazione v_i e v_o sono le velocità di *cut-in* e di *cut-off*, che delimitano l'intervallo di velocità del vento al cui interno l'aerogeneratore opera nel rispetto delle condizioni di sicurezza previste. Dalla (2.25) si vede che il totale di energia prodotto da un aerogeneratore dipende da due fattori: il primo fattore $W(v)$ è la potenza della turbina al variare della velocità espressa dalla (2.22), pertanto dipende dal tipo di macchina considerato, che è noto; il secondo fattore $t(v)$ invece è costituito dalla funzione di distribuzione della *frequenza* della velocità del

vento, che esprime il tempo durante il quale il vento ha soffiato ad una certa velocità e che dipende dalle reali condizioni operative della turbina, ignote e apparentemente regolate dal caso.

La valutazione a priori della funzione $t(v)$ è molto importante in fase di ricerca del sito e può essere ottenuta tramite una corretta e accurata campagna di indagine anemometrica sul sito di interesse, in cui la velocità media e la direzione del vento devono essere misurate ad intervalli di 10 minuti per periodi che possono variare da alcuni mesi ad un anno. Quest'ultima soluzione è preferibile, poiché la variabilità del vento è complessivamente legata al ciclo stagionale: una misurazione che invece concentri l'attenzione solo su pochi mesi dell'anno rischierebbe di fornire risultati del tutto falsati, poiché ad esempio il vento in genere soffia più forte in inverno. Analogamente, è consigliabile estendere le misurazioni a tutte le 24 ore del giorno, poiché la variabilità del vento è anche legata all'alternanza giorno/notte.

Dalla rilevazione dei dati sperimentali si costruisce un grafico, in cui in ascissa ci sia la velocità del vento e in ordinata il numero delle rilevazioni durante le quali il vento ha raggiunto una data velocità: il totale del numero di osservazioni deve naturalmente essere pari al numero di osservazioni nel periodo di riferimento prescelto, tipicamente un anno. Il grafico, rappresentato sottoforma di *istogramma*, pertanto rappresenta le frequenze delle diverse velocità del vento.

Questo istogramma può essere ottimamente approssimato da una *variabile casuale di Weibull*, la cui espressione per $t(v)$ vale:

$$(2.26) \quad t(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left(\frac{v}{c} \right)^k \right\};$$

in cui k è il *parametro di forma* e c è il *parametro di scala*. Il valore del parametro di forma k risulta generalmente compreso tra 1,4 e 3,5, ove i valori minori sono associati a curve la cui varianza sia

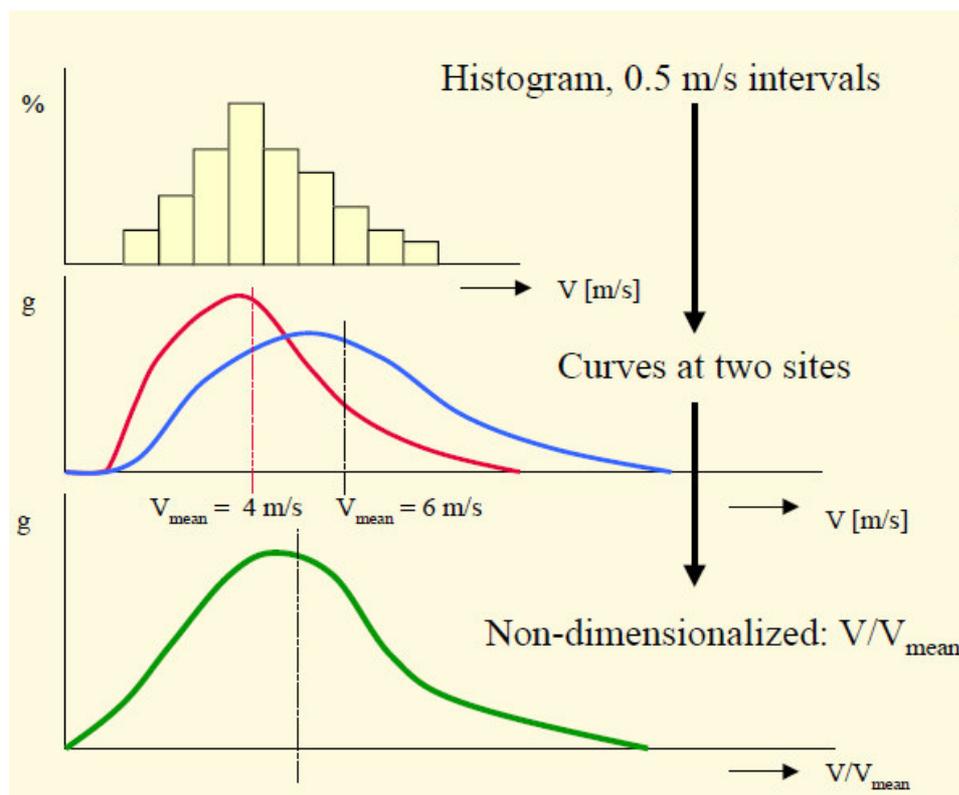


Fig. 2.4: Approssimazione dell'istogramma secondo una curva di Weibull (ECN)

minore: per $k=2$ la curva prende il nome di *distribuzione di Rayleigh*, che è quella in generale maggiormente adoperata nei Paesi anglosassoni, e in particolare negli USA. Per il parametro di scala c può invece assumersi il valore approssimato $c = 1,12 \cdot \bar{v}$, in cui \bar{v} è la velocità media del vento.

La legge di Weibull descrive una curva a campana asimmetrica verso destra: al crescere della velocità media del vento la curva si sposta verso destra, mentre al crescere della varianza, ossia al crescere della variabilità del regime ventoso, la curva si appiattisce. Una curva più appiattita indica che la velocità del vento si mantiene significativamente superiore al valore medio per tempi maggiori rispetto a quelli rappresentati da una curva meno appiattita, e poiché, come detto, aumenti anche sensibili delle velocità del vento producono aumenti più significativi relativamente alla potenza di picco, una tale turbolenza è senza dubbio da preferirsi, in quanto i picchi di velocità forniscono un contributo notevole alla

determinazione del totale.

La determinazione del totale dell'energia prodotta può essere effettuata, con buona approssimazione, anche direttamente dall'istogramma che rappresenta il numero di rilevazioni. In questo caso, si può considerare come se l'istogramma fosse una suddivisione approssimata dell'area sottesa dalla curva di frequenza di Weibull. Ogni rettangolo avrà altezza pari al numero di rilevazioni relative alla velocità considerata, mentre la base, che è uguale per tutti i rettangoli, è pari all'intervallo con cui sono misurate le velocità del vento. La produzione energetica pertanto può essere ottenuta dalla seguente:

$$(2.27) \quad E = \Delta v \cdot \sum_{j=v_i}^{v_o} W_j \cdot n_{hj} ,$$

in cui E è l'energia prodotta, Δv è l'ampiezza dell'intervallo con cui sono misurate le velocità, n_{hi} è il numero di ore in cui il vento ha soffiato con velocità i e W_i è la potenza sviluppata dall'aerogeneratore per quella velocità del vento. L'imprecisione del calcolo è legata alla differenza tra l'area sottesa dalla curva e quella racchiusa dalle diverse colonne dell'istogramma, differenza che tuttavia va approssimativamente a compensarsi.

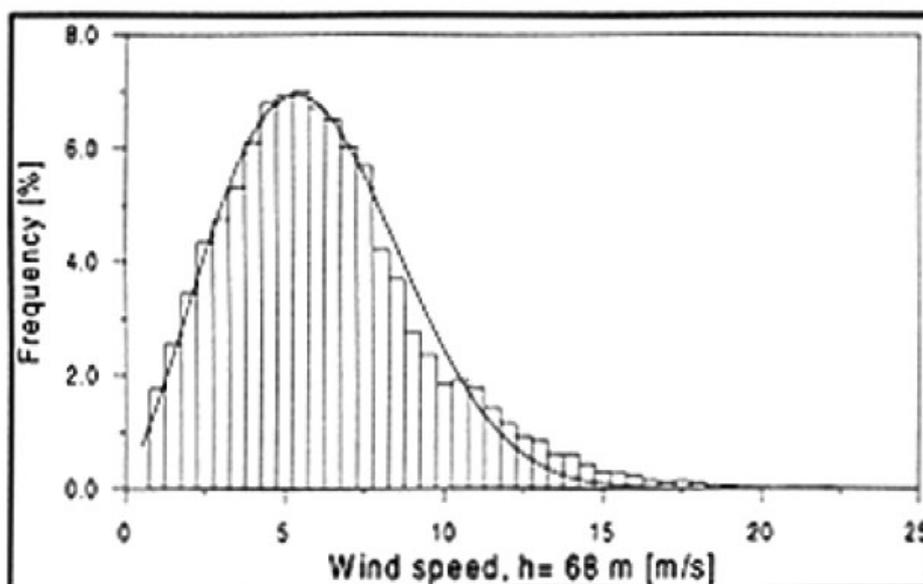


Fig. 2.5: Approssimazione dell'istogramma secondo una curva di Weibull (ECN)

2.3. Aerogeneratori

I moderni aerogeneratori sono esteriormente molto diversi dai loro antichi predecessori, i mulini a vento. Rispetto ad essi sono cambiati i materiali di costruzione, le forme e le dimensioni ed è cambiata naturalmente la funzione principale, dalla fornitura di energia meccanica alla produzione di energia elettrica; tuttavia il principio di funzionamento è rimasto lo stesso.

Allo stato attuale esistono numerose tipologie di aerogeneratore, che si differenziano per dimensioni, potenza generata, sistemi di controllo o di regolazione, modalità di installazione e varie altre caratteristiche tecniche. Nel presente paragrafo analizzeremo con un certo dettaglio tutte queste differenze.

La prima importante distinzione che va fatta parlando di aerogeneratori riguarda l'asse di rotazione del rotore, che può essere orizzontale o verticale. Nelle macchine ad asse orizzontale (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbine) questo deve essere parallelo alla direzione del vento, mentre nelle macchine ad asse verticale (VAWT, Vertical Axis Wind Turbine) questo allineamento non è necessario in quanto la macchina può lavorare con vento proveniente da qualsiasi direzione. Esistono anche alcune macchine cosiddette "ibride" (come il rotore Savonius, il rotore Darrieus e altri) in cui si cerca di ottenere gli stessi vantaggi delle due tipologie appena descritte. Tuttavia, con l'evolversi della tecnologia e con la crescente diffusione sul mercato dei grandi aerogeneratori, le macchine ad asse verticale e le macchine a configurazione ibrida sono state quasi completamente abbandonate, pertanto in questa sede ci occuperemo esclusivamente di aerogeneratori ad asse orizzontale.

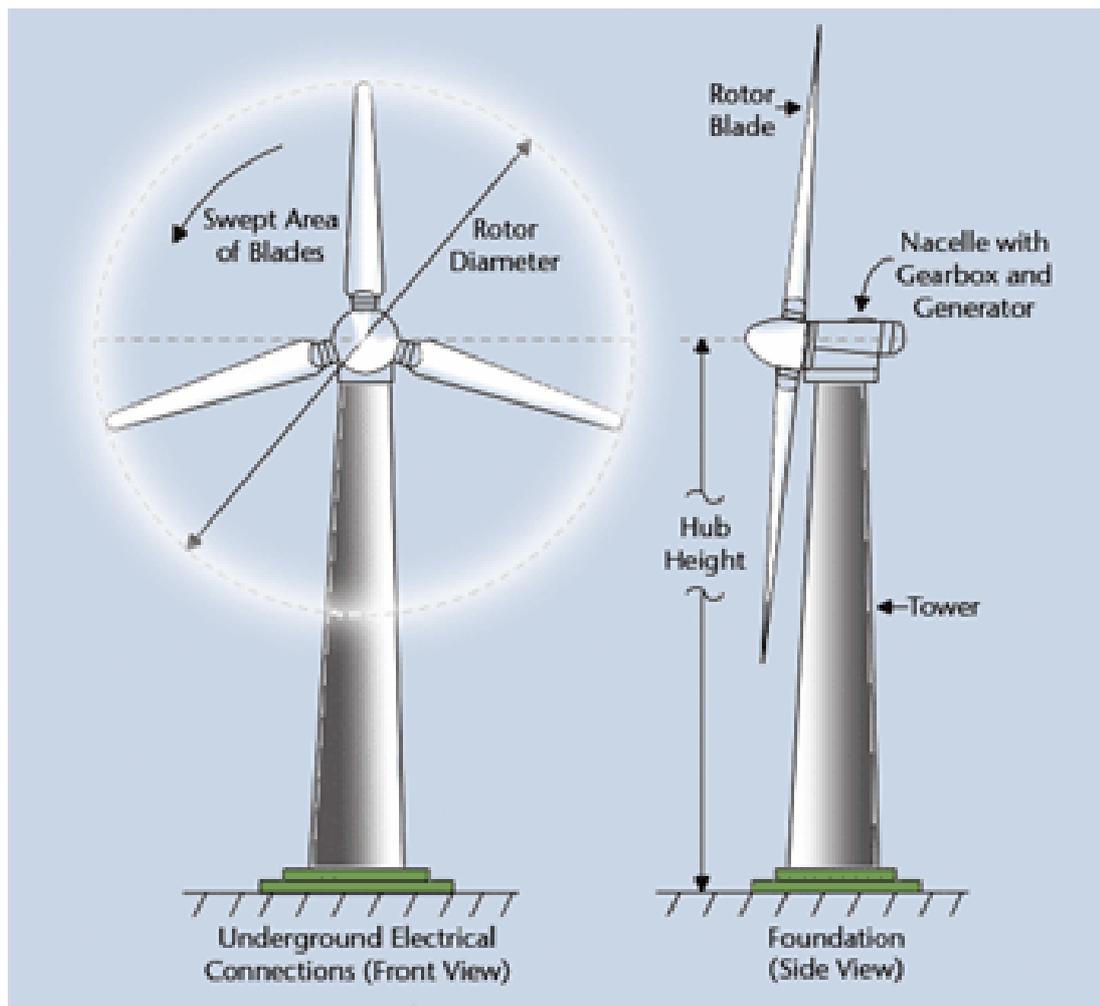


Fig. 2.6: Schema di aerogeneratore

Tutti gli aerogeneratori ad asse orizzontale, a prescindere dal modello specifico e dalle dimensioni della singola installazione, sono costituiti dalle seguenti diverse componenti strutturali:

- Rotore;
- Navicella (o gondola);
- Torre.

Dal punto di vista strutturale, il mozzo del *rotore* costituisce la parte terminale di un albero di trasmissione che è alloggiato, assieme ai *sistemi di controllo*, all'interno della *navicella*. Il complesso rotore+navicella viene chiamato anche *turbina eolica*, o semplicemente *turbina*. La turbina a sua volta è sostenuta dalla

torre, fondata a terra, che ha funzione di supporto.

Dal punto di vista funzionale, tutti gli aerogeneratori funzionano secondo lo stesso principio. Raggiunta una certa velocità, detta velocità di *attacco* o di *cut-in*, il vento mette in movimento il rotore, collegato all'*albero di trasmissione*. L'energia di rotazione dell'albero può quindi essere utilizzata direttamente come energia meccanica, per l'azionamento di pompe idrauliche e simili, oppure può essere convertita in energia elettrica mediante un *generatore elettrico*, solitamente costituito da un alternatore. Nel primo caso si parla di *aeromotori* o *aeropompe*, nel secondo caso invece si parla di *aerogeneratori* propriamente detti. In questa sede, salvo ove diversamente specificato, ci occuperemo esclusivamente di questi ultimi.

2.3.1. Turbina

La turbina è la parte dell'aerogeneratore preposta alla captazione del vento. È formata da una *navicella* (o *gondola*) e da un *rotore*.

Il *rotore* ha una struttura ad elica ed è composto da un certo numero di *pale* (*blades*, in inglese - nelle macchine di nuova costruzione solitamente tre) collegate ad un *mozzo* (*hub*, in inglese), che a sua volta è collegato in solido all'*albero lento* (*low-speed shaft*, in inglese). L'asse di rotazione è orizzontale o sub-orizzontale: un sistema di controllo (*controllo di imbardata*, in inglese *yaw system*) situato nella navicella permette, come vedremo più avanti, di mantenere l'asse del rotore sempre parallelo alla direzione del vento, in modo tale che il piano di rotazione del rotore risulti ortogonale al flusso ventoso stesso. Rispetto al resto della struttura dell'aerogeneratore, il rotore può essere posto indifferentemente sopravento o sottovento, anche se quest'ultima soluzione è meno diffusa. Nel caso sia posto

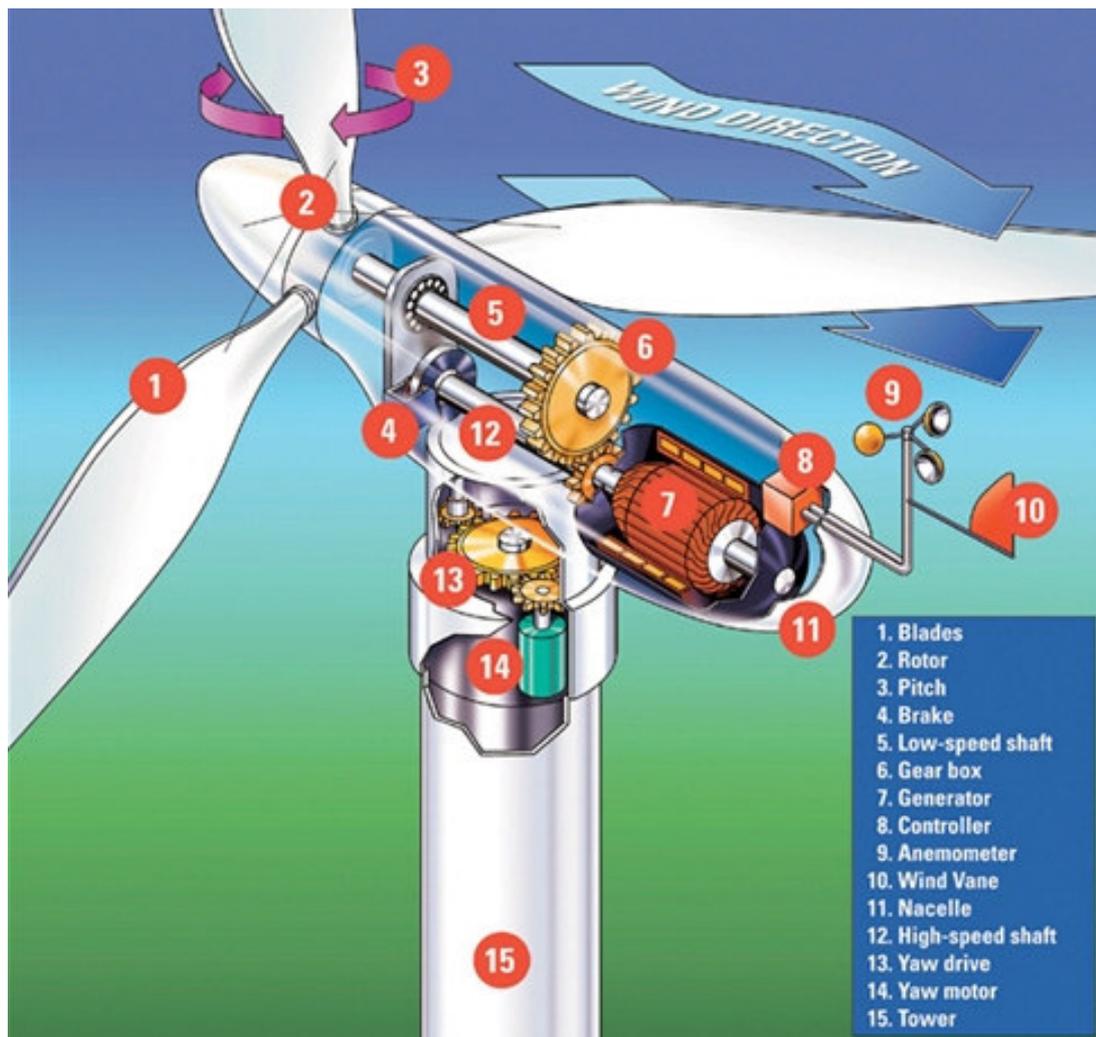


Fig. 2.7: Dettaglio turbina e spaccato navicella

sottovento le pale in genere sono disposte inclinate, in modo che ruotando descrivano un cono piuttosto che un piano.

Le pale sono costruite generalmente in fibra di vetro, anche se recentemente iniziano ad essere utilizzati materiali a più alto contenuto tecnologico, come ad esempio la fibra di carbonio e il kevlar, che garantiscono migliori caratteristiche meccaniche o minor peso. Le pale sono costruite con un profilo aerodinamico tale che il flusso d'aria che le investe aziona il rotore. Il numero della pale del rotore varia a seconda del modello, ma la tipologia oggi maggiormente affermata nelle macchine di nuova costruzione è quella del rotore *tripala*, che garantisce il miglior compromesso tra



Fig. 2.8: Rotore tripala in fase di montaggio

facilità di progettazione, efficienza, affidabilità e costo. *Sarà questa, a meno che non sia diversamente specificato, la tipologia di rotore alla quale ci riferiremo d'ora in avanti.*

Se non hanno tre pale, i rotori possono essere del tipo monopala, bipala oppure multipala: in quest'ultimo caso il numero delle pale può arrivare fino a 24. Le caratteristiche sono abbastanza diverse tra le varie tipologie.

I *rotori monopala*, in cui l'unica pala è bilanciata da un contrappeso, ruotano molto velocemente e sono i più economici, mentre gli inconvenienti sono rappresentati da minori rese energetiche, minore solidità per la non uniformità del moto rotatorio, maggiore rumorosità.

I *rotori bipala* presentano caratteristiche intermedie fra la tipologia monopala e quella tripala, mentre i rendimenti sono analoghi rispetto ai tripala. Per lungo tempo gli specialisti hanno dibattuto su quale delle due tipologie fosse la migliore e solo

recentemente tale questione sembra essersi risolta in favore del rotore tripala. I rotori bipala continuano tuttavia ad essere i secondi in ordine di diffusione e sono spesso utilizzati nelle turbine di piccole dimensioni.

I *rotori multipala*, infine, sono caratterizzati da elevata solidità e regolarità nel moto, ma rispetto agli altri sono più costosi e meno efficienti nella resa energetica: essi vengono utilizzati prevalentemente come rotori per aeromotori e aeropompe e risultano particolarmente diffusi negli ampi altipiani degli Stati Uniti.

L'inclinazione delle pale intorno all'asse longitudinale (*passo* o, in inglese, *pitch*) può essere *fissa* o *variabile*. Si è molto discusso in passato su quale delle due varianti fosse la migliore, ma successivamente l'introduzione dell'elettronica a basso costo ha reso possibile una maggior diffusione della tipologia a passo variabile, che infatti ad oggi viene utilizzata di frequente anche per le macchine di taglia minore. A seconda se le pale sono a passo fisso o variabile, anche la velocità di rotazione del rotore sarà costante o variabile. Tale velocità varia in modo inversamente proporzionale alle dimensioni della turbina, oscillando dalle 500 rpm circa delle macchine più piccole fino alle 8 rpm degli aerogeneratori più grandi.

Le dimensioni del diametro del rotore possono essere notevoli e variano nell'arco di oltre due ordini di grandezza: si va dai 51 cm della Marlec Rutland 503, una microturbina carica-batterie da 25 Watt, fino ai 126 metri circa della nuovissima Repower 5M, una gigantesca turbina da 5 MW di potenza nominale.

La *navicella* sostiene il mozzo del rotore e al suo interno ospita l'albero di trasmissione, il generatore elettrico e i sistemi di controllo. Essa pertanto può essere ritenuta come una sorta di "sistema nervoso" dell'intera macchina. La navicella è posta in cima



Fig. 2.9: Turbina sperimentale Repower 5M

alla torre e può ruotare orizzontalmente di 360° per garantire il corretto allineamento dell'asse del rotore con la direzione del vento, angolo che prende il nome di *angolo di imbardata*. Nel caso che girando la navicella stessa compia un angolo completo e si debba arrestare, il motore di imbardata si attiva permettendo alla navicella di tornare in asse.

2.3.2. Generatore

Il *generatore elettrico* è quello che può essere considerato come il cuore stesso dell'aerogeneratore ed è solitamente costituito da un alternatore o un generatore a induzione.

Il collegamento tra il generatore e il rotore consta generalmente di un albero "lento", collegato direttamente al rotore eolico, un moltiplicatore di giri (a rapporti fissi o variabili) e un albero di trasmissione "veloce", collegato al rotore dell'alternatore. Negli impianti più piccoli il collegamento tra rotore e alternatore può essere diretto, a causa delle ridotte dimensioni e delle velocità

di rotazione più alte.

L'avviamento del generatore elettrico avviene quando la velocità del vento è superiore ad un certo valore limite, detto velocità di *attacco* o di *cut-in* (circa da 3 a 6 m/s, dipendentemente dalla taglia della macchina). Il generatore continua a lavorare per tutti i regimi di velocità, fino a quando il vento non raggiunge una certa velocità limite (generalmente variabile fra circa 25 e 35 m/s, secondo la taglia della turbina), detta velocità di *stacco* o di *cut-off*, superata la quale il rotore viene posto fuori servizio per motivi di sicurezza. La velocità del vento per cui il generatore fornisce la potenza di progetto viene chiamata *velocità nominale* ed è quella che garantisce i rendimenti migliori.

La corrente che viene prodotta nel generatore ha solitamente una frequenza di 50 o 60 Hz, ma deve successivamente essere rettificata per adattarla alle esigenze dell'uso finale che se ne intende fare. Questi sistemi di conversione possono essere ospitati direttamente all'interno della navicella o possono essere situati alla base della macchina o anche altrove, in un'apposita centralina di controllo, dipendentemente dalla tipologia di impianto.

2.3.3. Sistemi di controllo

I vari sistemi e sotto-sistemi di controllo usati in un aerogeneratore servono soprattutto per regolare la potenza elettrica del generatore o per garantire le condizioni di sicurezza per la macchina agendo sulla velocità del rotore, staccandolo al raggiungimento della velocità di cut-off. Tra i sistemi di controllo annoveriamo il *controllo di imbardata*, il *controllo di passo* e il *sistema frenante*.

Il *sistema di imbardata* (in inglese *yaw system*) è quello preposto a garantire il corretto allineamento tra l'asse di rotazione del rotore e la direzione del vento. Nelle macchine di taglia medio-

grande il controllo di imbardata è garantito da un servomeccanismo (denominato in inglese *yaw system*) attivato da un sensore automatico (*banderuola*) che, rilevato lo scostamento dell'asse del rotore dalla direzione del vento, aziona un motore elettrico che riallinea la navicella. Negli aerogeneratori di taglia più piccola il controllo è solitamente di tipo passivo, pertanto risulta sufficiente a questo scopo l'impiego di un semplice timone direzionale. Nelle turbine in cui il rotore sia disposto sottovento l'allineamento è garantito dal cono aerodinamico formato dal rotore stesso, grazie all'inclinazione delle pale. Il controllo di imbardata può essere usato anche in senso attivo, disallineando il rotore quando ne occorra diminuire la velocità di rotazione. Questo sistema, adoperato nelle macchine a passo fisso, in generale non è molto usato salvo nelle macchine di piccola taglia.

Il sistema più usato per regolare la potenza nelle macchine a passo fisso è costituito dal *controllo di stallo*, ossia un controllo di tipo passivo che mette gradualmente in stallo il rotore, partendo dal centro via via verso le estremità, quando la velocità del vento sia molto alta e prossima al valore di stacco.

Il sistema per il controllo della potenza adoperato nelle macchine a velocità variabile è invece il *controllo del passo* (o *pitch*, in inglese), che è un sistema attivo che agisce direttamente sull'angolo di incidenza tra il vento e le pale del rotore, aumentando o diminuendo l'efficienza aerodinamica e quindi la velocità di rotazione e la produzione energetica. Il funzionamento a feedback prevede che i sensori rilevino la potenza in uscita, la confrontino con la potenza nominale e regolino di conseguenza l'inclinazione della pala tramite minimotori elettrici alimentati dallo stesso generatore, in modo che a prescindere dalle oscillazioni della velocità del vento la potenza generata dalla turbina sia sempre costante e pari al valore nominale. Questo sistema negli anni è

quello che più degli altri ha tratto benefici dall'innovazione tecnologica, a causa del significativo abbattimento dei costi che questa ha esercitato sulle componenti elettroniche. Il controllo di passo è adottato praticamente in tutte le macchine a velocità variabile di nuova costruzione, incluse quelle di scala minore. Nelle macchine più grandi inoltre questo sistema è usato insieme al sistema passivo del controllo di stallo, realizzando così quello che viene chiamato *stallo attivo*, a vantaggio di sicurezza.

In ultimo il *sistema frenante*, solitamente costituito da un freno a disco, entra in funzione in caso di emergenza o come freno di stazionamento quando occorra arrestare del tutto il rotore indipendentemente dalla velocità del vento, ad esempio in caso di operazioni di manutenzione.

2.3.4. Strutture di sostegno

La struttura che ha funzione di sostegno è costituita dalla *torre* e dalle sue fondamenta. La torre sostiene la navicella e inoltre al suo interno vengono alloggiati i cavi elettrici che dal generatore arrivano a terra. Le fondazioni sono generalmente in cemento armato e interamente interrate. L'intera struttura deve essere in grado di resistere alle vibrazioni indotte dalla turbina e alle spinte laterali del vento in qualunque condizione atmosferica.

La torre può essere del tipo a traliccio, simile ai tralicci per l'alta tensione, o tubolare compatta: quest'ultima viene generalmente preferita per le applicazioni più grandi per ragioni non tanto strutturali quanto estetiche. Una torre a traliccio solitamente viene realizzata in acciaio, mentre una torre tubolare può essere in calcestruzzo armato prefabbricato o interamente in acciaio rivestito. L'altezza della torre varia in accordo con le dimensioni del rotore, dai pochi metri, per le turbine più piccole fino ad altezze di 100 metri o più, per le macchine più grandi.



Fig. 2.10: Torre

La torre deve anche consentire l'accessibilità alla turbina da parte del personale tecnico, per i necessari interventi di manutenzione. Nelle torri a traliccio, generalmente impiegate per le applicazioni di scala intermedia, l'accesso può essere consentito da un'apposita scala di sicurezza, mentre nelle torri tubolari solitamente viene installato un montacarichi che corre all'interno della struttura cava della torre.

2.4. - Impianti eolici

Un aerogeneratore può costituire l'unico componente di un sistema di produzione energetica autosufficiente, come ad esempio nel caso di una miniturbina carica-batterie a servizio di una remota stazione per la raccolta dei dati meteorologici, o può essere solo uno delle decine di aerogeneratori che fanno parte di una grande *fattoria del vento* (in inglese *wind-farm*), per la produzione di grandi carichi energetici da inviare alla rete elettrica di trasmissione.

Le dimensioni delle turbine sono andate crescendo di pari passo con la maturazione della tecnologia e con il conseguente ampliamento del mercato. Si è passati dalle macchine da 50 kW dei primi anni '80, all'epoca considerate già molto grandi, alle gigantesche turbine da 3 MW, in grado di fornire da sole elettricità per più di 1000 famiglie.

Le turbine piccole e medio-piccole solitamente a servizio delle comunità isolate costituiscono argomento centrale del prossimo capitolo, cui si rimanda. In questo paragrafo pertanto parleremo delle grandi centrali eoliche e delle turbine ivi impiegate.

2.4.1. Wind Farm

Una tipica *fattoria del vento* (in inglese, *wind-farm*) è una vera e propria centrale energetica che sfrutta il vento per la produzione di ingenti quantitativi di elettricità, destinata ad essere immessa nella rete di trasmissione. Solitamente una *wind-farm* è costituita da più aerogeneratori (decine o anche centinaia) disposti in uno stesso sito e connessi sia tra loro che con una centrale di controllo, che provvede a rettificare tutta l'energia elettrica prodotta dalle turbine e a convogliarla alla rete elettrica di distribuzione, sia essa

locale o nazionale.

Per la progettazione di una nuova wind-farm occorre scegliere con estrema attenzione sia la località di installazione, realizzando una rigorosa campagna di indagine in situ per lo studio del regime dei venti della località prescelta, sia la disposizione geometrica delle macchine (denominata col termine inglese *cluster*), che deve consentire alle turbine di non creare interferenze aerodinamiche tra loro, sia la scelta dello specifico modello di macchina da utilizzare, solitamente, ma non sempre, uguale per tutti gli aerogeneratori della centrale.

La scelta del sito deve essere fatta tenendo conto di un complesso di fattori. Innanzitutto, vanno localizzate sul territorio le aree in cui la velocità media del vento raggiunge i livelli più elevati: in generale si tratta di aree montane o collinari oppure altipiani costieri o zone costiere pianeggianti, in cui la vegetazione sia a basso fusto e la cui orografia del terreno garantisca un basso coefficiente di rugosità, in modo che la velocità del vento si mantenga elevata anche a quote relativamente modeste. In secondo luogo, tra i siti localizzati occorre scegliere quelli più accessibili e meno distanti dalle reti elettriche già esistenti, poiché l'installazione di una nuova wind-farm richiede la costruzione di strade di servizio, necessaria sia in fase di cantiere che in fase di esercizio per gli interventi di manutenzione, e la costruzione di un elettrodotto, che consenta di smistare alla rete l'energia prodotta dalla centrale, oltre alla realizzazione di alcune strutture di servizio, quali uffici, locali di controllo, magazzini ricambi e altro. Il terzo fattore di carattere territoriale da tenere in conto è costituito dall'obbligo di evitare le zone di tutela ambientale. Poiché le centrali eoliche sono localizzate solitamente su alture o in zone costiere, la probabilità di reperire il sito ideale per una nuova installazione proprio in una zona del genere è in generale piuttosto



Fig. 2.11: Wind-farm

elevata: anzi è proprio da questo lato che sono venuti spesso i più grossi ostacoli alla diffusione su larga scala della fonte eolica, poiché ad esempio in Italia sono presenti molte aree di grande rilievo paesaggistico e naturalistico che ricadono sotto zone di assoluta tutela ambientale.

Una volta individuato il sito, occorre stabilire la reale disposizione geometrica delle macchine sul terreno. Questa deve essere accuratamente studiata in ragione dei venti prevalenti nella località, poiché si devono evitare le interferenze e le turbolenze che le turbine potrebbero reciprocamente trasmettersi oltre a ridurre le conseguenze di eventuali incidenti che potrebbero verificarsi quando, ad esempio in caso di avverse condizioni atmosferiche, un aerogeneratore venga danneggiato. Le macchine possono essere quindi disposte in conformazioni prestabilite (*cluster*) oppure

possono essere posizionate tenendo conto della reale orografia del sito. In ogni caso le macchine devono essere posizionate ad una certa distanza l'una dall'altra, distanza solitamente compresa in $3\div 7$ volte le dimensioni del diametro del rotore, a seconda se si considerano macchine di una stessa fila o di due file diverse. Anche nel caso che la wind-farm si estenda su un'area estesa l'effettiva occupazione del suolo non è comunque elevata, limitandosi alle basi delle torri e alle strade di collegamento.

Infine deve essere scelto lo specifico modello da utilizzare per gli aerogeneratori, tenendo conto che le macchine più piccole possono essere preferite alle più grandi quando vi siano problemi di accessibilità ai siti prescelti per le installazioni o motivi legati all'aspetto paesaggistico.

2.4.2. Centrali eoliche off-shore

Da alcuni anni, relativamente alle wind-farm più grandi viene sfruttata l'opzione di posizzionarle direttamente in mare. Un impianto di questo tipo prende il nome di centrale eolica *off-shore*. Nello scegliere il sito ove localizzare una centrale off-shore occorre considerare dei punti in prossimità della costa, solitamente a distanze che si aggirano sulle 2 miglia nautiche, in cui la profondità del fondale sia relativamente bassa (<25 m) e situati in luoghi ove non impediscano la grande navigazione. A fronte di costi più elevati, sia relativamente alla costruzione e installazione sia in fase di manutenzione, rispetto alle centrali eoliche convenzionali le centrali off-shore consentono alcuni vantaggi, come una produzione energetica più affidabile e continua, a causa delle peculiari condizioni anemologiche che si verificano in mare (regimi ventosi più regolari e densità dell'aria maggiore), e minori problemi per quanto riguarda la reperibilità dei siti idonei per l'installazione, generalmente a causa dei minori vincoli ambientali esistenti.



Fig. 2.12: Centrale eolica off-shore

Le turbine impiegate nelle centrali eoliche off-shore devono essere appositamente progettate per resistere a lungo nelle peculiari condizioni ambientali in cui si trovano ad operare. In particolare, occorre tenere conto dei problemi di corrosione o sporcamento delle macchine che possono verificarsi a causa della salsedine, o delle peculiari condizioni strutturali previste per la fondazione a mare delle torri. Inoltre, in relazione ai grandi spazi disponibili e alla regolarità del regime anemologico, solitamente nelle centrali off-shore vengono impiegate le turbine più grandi.

La diffusione delle centrali off-shore è già relativamente estesa nei paesi dell'Europa Settentrionale che si affacciano sul Mar Baltico o sul Mare del Nord, all'avanguardia sotto molti aspetti per tutte le forme di energia rinnovabile in genere, ed è in rapida crescita. Sul loro sviluppo futuro però vi è tra gli addetti ai lavori un forte discordanza di opinioni: alcuni sostengono entusiasticamente la validità di questa risorsa e auspicano per essa un aumento esponenziale della diffusione, mentre altri ritengono che sulla corsa

alle centrali off-shore si stia facendo in realtà un grave errore di sopravvalutazione delle risorse, anche in considerazione delle difficoltà realizzative e agli oneri connessi. Intanto secondo alcuni esperti, si prevede che la taglia degli impianti crescerà sempre di più, fino ad arrivare per l'uso off-shore a turbine da 8-10 MW.

2.5. Impatto ambientale

L'installazione in una località di un nuovo impianto eolico, come tutte le opere antropiche di una certa rilevanza, influisce sotto diversi fattori sull'ambiente circostante, fattori che potranno essere negativi o anche positivi. L'impatto sull'ambiente sarà logicamente maggiore per gli impianti più grandi. Ci riferiremo in questo paragrafo solo agli impatti dovuti all'installazione di una nuova wind-farm, rinviando al capitolo successivo ogni riferimento agli impianti più piccoli.

Le criticità ambientali sulle quali interviene una wind-farm possono essere considerate le seguenti:

- Paesaggio;
- Occupazione di territorio;
- Flora e fauna;
- Interferenze elettromagnetiche;
- Rumore;
- Emissioni inquinanti;
- Ricadute occupazionali.

2.5.1. Paesaggio

L'impatto che una wind-farm esercita sull'aspetto paesaggistico costituisce sicuramente la principale criticità negativa ad essa associata, ed anzi tale questione resta tuttora al centro di un dibattito che anima e divide il mondo degli ambientalisti. I grandi aerogeneratori da decine di metri di diametro, soprattutto come normalmente accade se installati sui crinali montani, alterano significativamente il paesaggio e risultano visibili anche da distanze notevoli. La negatività associata a questo tipo di impatto è molto soggettiva: alcuni ritengono che le torri siano senz'altro degli



Fig. 2.13: Deserto del Mojave, California

orrendi mostri che deturpano irrimediabilmente il paesaggio, altri invece apprezzano la nuova visuale e si sentono confortati e in un certo senso protetti dalle macchine che producono energia pulita.

Tenendo presente che da sempre ogni attività umana ha per sua stessa natura modificato il paesaggio della località ove è ubicata -basti pensare alle grandi opere del passato che sono ancora oggi visibili, come gli acquedotti romani o la Grande Muraglia cinese, visibile ad occhio nudo perfino dai satelliti in orbita attorno al pianeta - probabilmente l'alterazione del paesaggio è destinata col tempo ad essere accettata come il giusto prezzo da pagare per avere una fonte di energia non altrimenti inquinante e libera da crisi economiche o politiche. In ogni caso vi sono degli accorgimenti che possono ridurre in maniera significativa la percezione estetica negativa che si può avere di un aerogeneratore. Questi accorgimenti devono essere previsti in fase di installazione e possono essere molto vari, ad esempio sono da preferirsi: l'uso di torri tubolari in luogo di torri a traliccio; l'adozione di schemi di impianto che prevedano l'installazione di poche macchine grandi in

luogo di molte macchine più piccole, disposte secondo schemi regolari ad opportune distanze reciproche; l'uso di colorazioni neutre, come il bianco o il grigio chiaro. Sicuramente sono inoltre da evitare situazioni come quelle del deserto californiano del Mojave, in cui migliaia di aerogeneratori di varie forme e dimensioni risultano quasi accavallati gli uni sugli altri, creando un vero e proprio "effetto-barriera", decisamente disturbante a livello visivo.

2.5.2. Occupazione di territorio

Nonostante le grandi centrali eoliche insistano generalmente su superfici rilevanti, che possono estendersi anche per decine di ettari, l'effettiva occupazione del suolo richiesta dalle torri, dalle strade di servizio e da tutte le strutture ausiliarie risulta abbastanza ridotta, dell'ordine del 2-3%, e spesso inoltre per le strade di collegamento si utilizzano eventuali mulattiere già precedentemente esistenti in sito. La parte di territorio non direttamente interessata alle opere infrastrutturali richieste per la costruzione della wind-farm resta inoltre totalmente disponibile per le destinazioni precedenti, come possono essere il pascolo, l'allevamento, l'agricoltura o, nel caso delle centrali off-shore, la pesca.

2.5.3. Flora e fauna

Poiché per un buon rendimento energetico le centrali sono solitamente installate in terreni in cui la vegetazione esistente è scarsa e di basso fusto, l'impatto sulla flora non è in generale molto rilevante in fase di esercizio, mentre può essere più invasivo in fase di cantiere. Occorre in ogni caso tenere conto di eventuali criticità locali, come l'esistenza di specie autoctone rare o di elevato pregio naturalistico, per cui risulta opportuno effettuare i sopralluoghi per



Fig. 2.14: Wind-farm su terreno da pascolo

le indagini preliminari con un botanico o un perito agronomo. Per l'installazione di centrali off-shore, occorre prevedere un accurato studio delle comunità bentoniche costiere e del fondale esistente. In alcuni casi, ad esempio in presenza di fondali sabbiosi sterili, l'installazione degli aerogeneratori può costituire un'occasione per il recupero di fondali degradati, poiché il basamento della torre può costituire un ottimo substrato per l'attecchimento di un nuovo ecosistema da scogliera che, aumentando la biodiversità, favorisca un recupero biologico della zona.

Per l'influenza sulla fauna invece gli impatti che occorre considerare riguardano in particolare gli uccelli, in quanto le turbine

possono essere d'ostacolo per il volo o possono anche causare delle collisioni. Purtroppo su queste tematiche non esistono dati di riferimento di validità generale e gli studi effettuati sulle centrali esistenti spesso non concordano, pertanto le conseguenze dell'installazione di una nuova centrale variano da caso a caso. Talvolta il numero di collisioni risulta pari a poche unità/anno anche ove vi sia una presenza massiccia di uccelli, e pertanto possono ritenersi irrilevanti, mentre in altri casi le collisioni sono molto più numerose e significativamente rilevanti. Tuttavia nella maggior parte dei casi si è notato che gli uccelli tendono a deviare dalla loro rotta in modo da evitare gli aerogeneratori, volando al di sopra delle torri o mantenendosi ad un'adeguata distanza laterale. In alcuni casi, sono addirittura stati installati dei cesti sulle navicelle delle turbine che sono stati utilizzati da alcuni uccelli rapaci per la nidificazione.

Per la minimizzazione degli effetti negativi per l'avifauna possono essere adottate delle misure che possiamo considerare di tipo "passivo" o di tipo "attivo". Le prime, quelle di tipo passivo, sono le medesime precauzioni che si adottano per la mitigazione dell'impatto paesaggistico, in quanto la disposizione delle turbine ad una certa distanza l'una dall'altra riduce sensibilmente il rischio di collisioni. Tra le misure di tipo attivo, invece, sono state sperimentate con successo delle segnalazioni acustiche ad ultrasuoni, che non causano fastidio agli esseri umani mentre risultano efficaci per gli uccelli e altri animali in genere. È invece da evitarsi l'illuminazione notturna delle macchine, poiché la luce può attirare gli insetti e di conseguenza gli uccelli che se ne cibano.

2.5.4. Interferenze elettromagnetiche

Le interferenze elettromagnetiche sono generate dalle macchine elettriche installate con le turbine e rientrano

generalmente in valori accettabili ed inferiori, ad esempio, a quelli dovuti a elettrodotti ad alta tensione o installazioni radiotelevisive. Già a poca distanza dalle torri le interferenze risultano trascurabili.

2.5.5. Rumore

Il rumore prodotto dalle turbine in movimento dipende dalla velocità di rotazione del rotore e dal moltiplicatore di giri, pertanto le macchine più piccole tendono ad essere più rumorose delle turbine più grandi. Ad una distanza di circa cento metri il rumore generato da un aerogeneratore è inferiore a quello del normale traffico urbano alla stessa distanza. Inoltre già a poche centinaia di metri di distanza il rumore delle turbine viene coperto dal semplice suono del vento, soprattutto quando questo è molto forte.

2.5.6. Emissioni inquinanti evitate

Le emissioni inquinanti dovute ad un aerogeneratore in fase di esercizio sono nulle. Possiamo immaginare che una data quantità di energia prodotta da una turbina eolica vada a "sostituire" la stessa quantità di energia prodotta da fonte fossile tradizionale, pertanto, considerando i quantitativi di inquinanti immessi in atmosfera per la produzione di un singolo kWh da fonte fossile, possiamo considerare le *emissioni evitate* da parte della turbina eolica. Le emissioni inquinanti dovute alla produzione tradizionale sono CO₂, CO, NO_x, SO_x, VOC, PST: di questi, il principale responsabile dell'aumento dell'effetto serra è la CO₂. Per il mix energetico nazionale italiano, ossia per la composizione percentuale delle varie fonti che concorrono nella rete nazionale, per ogni kWh elettrico prodotto si immettono in atmosfera 0.531 kg di CO₂, pertanto questo è anche il quantitativo evitato per kWh prodotto da fonte eolica.

2.5.7. Ricadute occupazionali

A differenza di quanto avviene per le fonti energetiche fossili, in cui i costi sono dovuti principalmente all'acquisto del carburante, nel campo dell'energia eolica e delle altre fonti rinnovabili in genere i costi sono dovuti in larga parte all'installazione di nuovi impianti. Questo crea le condizioni ottimali per un aumento dell'occupazione, poiché i fondi investiti non alimentano i mercati esteri dai quali dipende la gran parte dell'importazione delle fonti fossili ma alimentano l'economia locale a causa della necessità di ingegneri, tecnici specializzati, materiali, parti di ricambio e altro. Secondo diversi studi effettuati, tra cui quello del WorldWatch Institute, il numero di addetti impiegati nell'industria dell'energia eolica per potenza installata è circa 5 volte superiore al numero di addetti dell'industria energetica petrolifera o nucleare.

3. Impianti eolici di piccola scala

Come abbiamo visto, gli impianti per la produzione di energia da fonte eolica si differenziano enormemente per dimensioni e potenza elettrica erogata. Come accennato nel paragrafo 2.4., le dimensioni degli impianti sono andate crescendo costantemente nel corso degli anni e ciò a causa dei minori costi specifici connessi alle macchine più grandi, costi intesi sia dal punto di vista puramente economico sia dal punto di vista delle esternalità ambientali. La preferenza verso aerogeneratori di dimensioni sempre maggiori ha fatto progressivamente scomparire dal mercato la maggior parte delle turbine di piccola e media potenza, cioè quelle incluse nello spettro compreso tra i 50 kW ed i 500 kW.

Tale crescita nelle dimensioni degli impianti ha tuttavia ridato nuovo spazio al settore “storico” degli aerogeneratori più piccoli, la cui taglia di potenza è inferiore ai 50 kW e che costituiscono l’argomento centrale di questo lavoro, di cui inizieremo ad occuparci nel presente capitolo. Questa taglia di potenza viene oggi indicata sinteticamente con la locuzione di **minieolico** (in inglese *miniwind*) oppure con quella di **microeolico**, intendendo in questo secondo caso indicare più specificatamente gli impianti la cui potenza di picco non superi i 1000 Watt. Nella classe del minieolico ricade anche la quasi totalità degli aeromotori e delle aeropompe per il pompaggio dell’acqua.

Le ragioni del rinnovato interesse per le mini e microturbine sono molteplici e possono essere individuate nei peculiari campi applicativi in cui queste turbine consentono di operare, ambiti che

non riescono ad essere soddisfatti dalla normale produzione energetica che si realizza in una wind-farm. Le applicazioni più tipiche del minieolico riguardano infatti impianti a servizio di utenze isolate (sistemi cosiddetti *stand-alone* oppure *off-grid*), impianti di media potenza a servizio di piccole comunità e villaggi isolati, tipicamente utilizzati per remoti insediamenti montani o insulari, oppure piccoli impianti connessi a reti a bassa tensione per forniture domestiche integrative. L'impiego dei mini e microaerogeneratori per queste tipologie di installazione è tornato ad essere infatti economicamente vantaggioso, da un lato a causa dell'aumento del costo dell'energia, dall'altro grazie all'introduzione di nuove tecnologie a basso costo.

In ragione dei loro peculiari campi d'impiego, rispetto ai loro "fratelli" più grandi i generatori minieolici sono macchine più semplici, costruite con specifiche caratteristiche tecniche e opportuni accorgimenti che consentono un uso continuativo delle miniturbine anche per svariati anni consecutivi senza la necessità di interventi di manutenzione. Spesso, soprattutto per quanto riguarda le utenze isolate, i sistemi minieolici possono essere accoppiati a impianti fotovoltaici e/o a generatori diesel per una completa autosufficienza energetica dell'utenza: in questo caso si parla di sistemi (o impianti) *ibridi*.

Nel presente lavoro ci occuperemo principalmente di mini e microaerogeneratori per la produzione di energia elettrica, specificando le differenze proprie agli aeromotori solo quando necessario.

3.1. Tecnologia

Come precedentemente accennato, la tecnologia utilizzata nelle mini e microturbine deve essere il più possibile efficiente, affidabile ed economica, ma soprattutto deve essere il più possibile autosufficiente, in grado cioè di funzionare senza la necessità di molta manutenzione ordinaria.

In passato, tra una miniturbina ed un'altra esistevano profonde differenze per tipologia, componentistica, materiali costitutivi e prestazioni, differenze che hanno contribuito in misura significativa a creare confusione tra i non addetti ai lavori e a ritardare la diffusione dell'energia eolica su ampia scala. Tuttavia, con la sempre crescente diffusione degli impianti eolici più grandi, a poco a poco anche la tecnologia dei piccoli impianti si è evoluta verso forme comuni ai diversi tipi di macchine. Infatti, allo stato attuale, la maggior parte dei generatori minieolici di nuova costruzione sono del tipo ad asse orizzontale con rotore veloce e le differenze tra i vari modelli si riducono al minimo, riguardando solo alcuni particolari costruttivi o dettagli puramente estetici.

3.1.1. Rotore

Dopo una lunga diatriba tra gli "addetti ai lavori", nei miniaerogeneratori di nuova costruzione viene generalmente impiegato il rotore tripala, poiché se da un lato risulta più costoso rispetto al rotore bipala, dall'altro compensa questo svantaggio con un moto rotatorio più uniforme, che si traduce in minori vibrazioni per l'intera struttura: di conseguenza diminuisce la rumorosità dell'impianto, si riduce la frequenza degli interventi di manutenzione e contemporaneamente si aumenta la durata della vita utile dell'apparecchiatura. Tuttavia, per particolari destinazioni



Fig. 3.1: Aeropompa multipala e aerogeneratori

d'uso, vengono costruiti ancora adesso alcuni apparecchi con rotore a 6 pale ad elevata solidità. In passato sono stati costruiti anche alcuni rotori monopala, in cui il bilanciamento all'unica pala era costituito da un apposito contrappeso. Questo tipo di apparecchio, sebbene esteticamente accattivante e più economico degli altri, ha dimostrato un'efficienza minore rispetto alle aspettative e una minore affidabilità rispetto agli altri apparecchi bi o tripala della stessa categoria ed è stato presto ritirato dal mercato.

Il materiale di cui sono costituite le pale è spesso la fibra di vetro oppure, meno frequentemente, la fibra di carbonio; l'alluminio solitamente non viene utilizzato a causa della sua maggiore deformabilità. Esistono anche modelli in cui le pale sono in legno o in stoffa intelaiata, ma si tratta solitamente di modelli molto vecchi oppure artigianali.

3.1.2. Controllo dell'imbardata

A causa delle loro ridotte dimensioni, le mini turbine non necessitano di motori di imbardata o di altri analoghi sistemi di

controllo attivi, che per altro non potrebbero alloggiare, e per garantirne il corretto allineamento con il flusso del vento è sufficiente un timone direzionale posto sottovento rispetto al rotore e all'asse di imbardata.

Esistono anche alcuni modelli (come ad esempio le miniturbine della *Proven Energy*) in cui il rotore è posto sottovento rispetto all'asse di imbardata e in cui il corretto allineamento col vento è garantito dal cono aerodinamico formato dalla rotazione delle pale del rotore.

3.1.3. Regolazione della potenza

La potenza elettrica generata può essere regolata principalmente tramite due diversi metodi, ossia il *controllo di stallo* oppure il *controllo di passo*. In alcuni modelli sono adottati anche altri metodi, come il controllo di *imbardata* o quello di *beccheggio*.

Nel caso del *controllo di stallo*, esso avviene come anticipato nel precedente capitolo: si tratta di un fenomeno aerodinamico che tende a smorzare la velocità del rotore in modo passivo.

Il *controllo del passo* delle pale (in inglese, *pitch*) in generale è anch'esso di tipo passivo e viene realizzato tramite un contrappeso, che oscilla secondo la velocità del rotore. In questo modo viene fatto variare l'angolo di incidenza tra le pale e il flusso del vento, riducendo la velocità del rotore e quindi l'efficienza di conversione energetica, in modo da mantenere costante la potenza generata. In alcune turbine più recenti (ad esempio nei modelli *Whisper* della *Southwest Windpower*) il controllo di passo è di tipo attivo ed è governato da un apposito microprocessore, sistema reso possibile dall'introduzione dell'elettronica a basso costo.

Gli altri metodi proposti, ossia il controllo dell'*imbardata* o quello del *beccheggio*, agiscono sull'area spazzata dal rotore, solitamente in maniera passiva, inclinandolo rispettivamente

orizzontalmente o verticalmente, facendo variare di conseguenza l'angolo di incidenza del vento.

L'impiego di un metodo piuttosto dell'altro dipende da come è stata progettata la macchina. Solitamente le turbine più grandi sfruttano il controllo di passo mentre quelle più piccole utilizzano il controllo di stallo, mentre su molte macchine di nuova progettazione sono solitamente adottati più sistemi diversi.

Il sistema di regolazione che si utilizza influenza anche la forma della curva di potenza caratteristica della turbina: nelle macchine a controllo di stallo questa curva cresce fino a raggiungere un massimo, solitamente in corrispondenza della velocità nominale o poco oltre, dopodiché decresce, in modo a volte anche abbastanza rapido; nelle turbine che sfruttano il controllo di passo la curva di potenza cresce fino al raggiungimento di un certo valore in corrispondenza della velocità nominale, dopodiché il valore della potenza generata resta sensibilmente costante fino al raggiungimento della velocità di cut-off.

3.1.4 Generatore

Il generatore elettrico è il cuore dell'impianto minieolico e ha il compito di trasformare l'energia cinetica di rotazione dell'asse del rotore in energia elettrica. L'elettricità prodotta da un aerogeneratore è solitamente in forma di *corrente alternata* e questo in realtà a prescindere dalle dimensioni dell'impianto. A questo scopo, normalmente nei miniaerogeneratori viene impiegato un alternatore a magneti permanenti, che costituisce la soluzione più semplice oltre che la più robusta ed affidabile.

Alcuni produttori di miniaerogeneratori utilizzano alternatori specificamente progettati, in cui il rotore dell'alternatore (da non confondersi con il rotore della turbina) è posto esternamente rispetto allo statore e questo diversamente da quanto solitamente

si verifica negli alternatori di tipo convenzionale, nei quali appunto il rotore è posto internamente rispetto allo statore: in questo caso il rotore dell'alternatore viene chiamato più propriamente *cilindro magnetico*. I magneti sono direttamente fissati al cilindro magnetico e vengono spinti verso l'esterno dalla stessa forza di rotazione, a vantaggio della solidità. Inoltre questo accorgimento consente di collegare il cilindro magnetico direttamente alle pale della turbina. Negli alternatori di tipo convenzionale, invece, i magneti del rotore necessitano di un fissaggio più resistente, perché a causa della forza centrifuga che si genera per le elevate velocità di rotazione essi tendono a staccarsi.

Un inconveniente legato all'utilizzo di alternatori a magneti permanenti si presenta in condizioni di fermo macchina, poiché l'albero girevole della turbina si dispone secondo delle posizioni di equilibrio, corrispondenti all'allineamento tra i magneti del rotore dell'alternatore e le bobine dello statore: queste sono posizioni di equilibrio stabile e pertanto oppongono una certa resistenza al moto che si rende evidente soprattutto quando si è in condizioni di moto incipiente, richiedendo per lo spunto una velocità del vento maggiore. Tale inconveniente viene reso minimo dai produttori di miniturbine inclinando le bobine nello statore oppure i magneti del rotore.

3.1.5. Controllo della velocità di sicurezza

Il controllo della velocità di sicurezza nei miniaerogeneratori è di tipo passivo e generalmente viene realizzato mediante un disallineamento del rotore rispetto alla direzione del vento. La limitazione sulla velocità può rendersi necessaria per motivi legati alla struttura stessa della miniturbina.

Il disallineamento del rotore si verifica quando il vento raggiunge una specifica velocità di progetto, prevista solitamente



Fig. 3.2: Disallineamento del rotore

per valori pari o superiori ai 50 m/s, alla quale le forze che agiscono sul timone e quelle che agiscono sul rotore cessano di equilibrarsi. A questo punto il rotore si piega verso il timone richiudendosi su una apposita cerniera a molla, la cui progettazione è molto complessa, in modo da portarsi in posizione passiva rispetto al flusso del vento. A seconda del modello della turbina, il rotore può ripiegarsi in direzione orizzontale, ponendosi lateralmente rispetto al rotore, oppure in direzione verticale, posizionandosi in modo simile all'elica di un elicottero. Quando poi la velocità del vento torna su livelli accettabili il rotore ritorna gradualmente alla sua normale posizione, grazie alla molla o ad un altro meccanismo analogo.

In aggiunta a tali sistemi di controllo, normalmente è previsto anche un interruttore di arresto o un freno manuale per l'arresto totale della turbina ove se ne presentasse la necessità, ad esempio in caso di manutenzione.

3.1.6. Torre

Le torri utilizzate per l'installazione degli impianti minieolici devono essere progettate tenendo conto degli stessi principi di semplicità ed affidabilità che caratterizzano in generale l'ambito degli impianti eolici di piccola scala. Le torri quindi possono essere *indipendenti* (in inglese *free-standing*) oppure *strallate*. Queste ultime sono torri più leggere e sottili delle torri indipendenti, di cui risultano pertanto più economiche, e la resistenza alle sollecitazioni laterali è assicurata mediante appositi ancoraggi posti a diverse altezze, realizzati tramite tiranti. La soluzione con tiranti tuttavia necessita di uno spazio laterale molto più ampio di quello richiesto per le torri indipendenti, per le quali l'effettiva occupazione del suolo è costituita solo dalla larghezza alla base della torre. Infatti solitamente la soluzione con torre strallata viene proposta dai produttori di miniturbine statunitensi, mentre i produttori europei



Fig. 3.3: Torre strallata incernierata

indicano più frequentemente per i loro prodotti l'uso di torri indipendenti.

Una caratteristica interessante di molte delle torri per applicazioni nel campo del microeolico è quella di essere incernierate in prossimità della base (*tilt-up towers*), in modo da poter essere alzate e abbassate per consentire più agevolmente gli interventi di manutenzione necessari. Ciò ovviamente è possibile solo per le turbine più leggere e prendendo in ogni caso le dovute precauzioni.

3.2. Applicazioni

Come già anticipato, i campi di applicazione nei quali mini e microeolico possono trovare le più idonee collocazioni sono molto numerosi. Raggruppando per taglia di potenza le applicazioni più tipiche è possibile distinguere principalmente tre classi di potenza:

- Impianti micro - eolici di potenza < 1 kW;
- Impianti mini - " di potenza < 10 kW;
- Impianti mini - " di potenza > 10 kW.

Le turbine appartenenti alla prima classe di potenza sono solitamente poste a servizio di sistemi *isolati* e svolgono principalmente funzione di caricabatterie. Fanno parte di questa tipologia di utenza ad esempio le stazioni meteo automatiche, i ripetitori per la telefonia cellulare, la segnaletica luminosa disposta su strade e autostrade. Alcune microturbine ad ingombro ridotto sono specificatamente progettate per essere impiegate su imbarcazioni da diporto, in modo da costituire un'ottima integrazione per i sistemi di accumulo di carica normalmente già e presenti sulle stesse imbarcazioni.

Gli aerogeneratori appartenenti alla seconda classe di potenza sono invece in grado di fornire un quantitativo di energia sufficiente anche per utenze più energivore, come recinzioni elettrificate per il governo delle greggi, ripetitori per telecomunicazioni, rifugi montani, basi scientifiche remote (come quelle in Antartide) o anche semplici utenze domestiche. A seconda dell'ubicazione, questo tipo di impianto può servire sia utenze isolate che *sistemi connessi* alla normale rete di distribuzione.

Infine, oltre quanto già detto per gli altri tipi di installazione, gli impianti eolici la cui taglia di potenza supera i 10 kW possono

essere utilizzati anche per l'alimentazione di più utenze collegate tramite una piccola rete elettrica a bassa tensione (rete BT), come può avvenire ad esempio per comunità e villaggi isolati: questa può essere la situazione ad esempio di un insediamento insulare, come avviene in Italia per le isole minori, o di alcune comunità nei Paesi in via di sviluppo. In questi casi solitamente la miniturbina fa parte di un sistema di produzione energetica più esteso, che può comprendere anche impianti fotovoltaici, sistemi miniidraulici o motori diesel, in modo da garantire la perfetta autosufficienza energetica dell'utenza: in particolare i sistemi di questo tipo vengono chiamati *sistemi ibridi*.

In generale, poiché sono frequentemente utilizzate in ambienti caratterizzati da condizioni climatiche "estreme", per la costruzione delle miniturbine possono essere impiegati materiali particolari, come vernici anti-corrosione o lubrificanti antigelo, ciò a prescindere dalla taglia dell'impianto.

Oltre alle applicazioni del minieolico per la produzione di energia elettrica, una menzione a parte meritano gli *aeromotori* (o *aeropompe*), che sono generalmente utilizzati in due modi: o sfruttano l'energia cinetica del vento direttamente come energia meccanica, per l'azionamento di pompe idrauliche, e in questo caso devono essere direttamente posizionati sopra il pozzo di emungimento; oppure, come gli altri aerogeneratori, convertono l'energia cinetica in energia elettrica, ma sfruttano quest'ultima esclusivamente per far funzionare delle pompe elettro-idrauliche, che in questo secondo caso possono essere collocate anche ad una certa distanza dal generatore ed essere collegate ad esso mediante cavi elettrici. Le aeropompe impiegano generalmente rotoripala ad elevata solidità tipo *mulino americano* e sono molto diffusi nelle fattorie soprattutto in Australia e, appunto, negli USA.

3.2.1 Impianti isolati

Le applicazioni del minieolico a servizio di utenze isolate sono numerose ed estremamente varie anche nei Paesi industrializzati, come gli USA o l'Europa, in cui la copertura delle rete elettrica di distribuzione sia quasi totale. Oltre a motivazioni di carattere ambientale, una turbina minieolica costituisce infatti un'ottima scelta per alimentare le utenze che necessitano solo di una limitata quantità di energia e per cui ragioni di carattere pratico e/o economico rendono sconveniente l'allaccio alla rete di distribuzione o il mantenimento di un più convenzionale gruppo elettrogeno alimentato a gasolio.

Negli impianti minieolici a servizio di sistemi isolati il problema principale è costituito dal fatto che, poiché il vento non è costante, deve necessariamente essere previsto un opportuno sistema di accumulo per immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso dall'impianto, in modo da consentire l'alimentazione dell'utenza anche in assenza di vento. Questo problema non riguarda naturalmente gli impianti che producono energia meccanica. Il sistema di accumulo fornisce elettricità in *corrente continua*, ma solitamente la semplice conversione dalla corrente alternata prodotta dal generatore viene effettuata direttamente all'interno della stessa macchina. In letteratura si riportano tre tipi diversi di accumulatori di carica, ossia *meccanici*, *idraulici* ed *elettrochimici*, ma ragioni di praticità, semplicità ed affidabilità orientano la scelta quasi esclusivamente verso gli accumulatori di tipo elettrochimico.

Un sistema *meccanico* di accumulo energetico consiste di un volano che immagazzina una grande quantità di energia cinetica di rotazione per restituirla gradualmente nel tempo. Questo tipo di sistema è prossimo alla commercializzazione, ma un grosso inconveniente è rappresentato dalla scarsa durata di mantenimento della carica, inferiore al minuto. Sistemi analoghi che garantiscono

durate del mantenimento della carica superiori sono invece ancora allo stadio sperimentale, anche se avanzato.

Il sistema *idraulico* è anch'esso allo stadio sperimentale, ma rispetto al precedente garantisce una durata della capacità di accumulo molto superiore. Il principio su cui si basa è lo stesso che regola una normale centrale idroelettrica di pompaggio: l'eccesso di energia elettrica prodotta viene sfruttato per azionare una minipompa idraulica per l'accumulo di acqua in un apposito serbatoio; quando invece l'energia prodotta dalla turbina è insufficiente o assente, il liquido in caduta dal serbatoio aziona una miniturbina idraulica che produce elettricità, in modo da formare un ciclo quasi reversibile.

Il sistema *elettrochimico*, infine, consiste di una comune batteria nichel-cadmio o più frequentemente piombo-acido, del tutto analoga alle batterie dei comuni autoveicoli, tecnologia che è ampiamente diffusa in tutto il mondo e garantisce durate di accumulo notevoli. In questo caso, gli inconvenienti principali sono costituiti dagli ingombri e dal fatto che, se non usate correttamente, le batterie hanno una vita utile molto breve e in ogni caso va prevista la loro sostituzione ogni 5-8 anni. Un ulteriore possibile rischio è costituito dall'elettrolita corrosivo: questi inconvenienti tuttavia sono comuni a tutte le applicazioni per le quali sia previsto l'impiego delle batterie piombo-acido e le precauzioni da adottare sono sempre le medesime. Il costo per questo tipo di sistema di accumulo oscilla tra i 150 e i 70 €/kWh, in dipendenza delle dimensioni dell'impianto: anche in questo caso i costi maggiori sono relativi alle batterie di minore capacità e viceversa.

Oltre ad essere immagazzinata come energia elettrica, la corrente in eccesso può essere sfruttata con successo mediante l'accumulo di calore, ad esempio sottoforma di acqua calda per usi

sanitari. Questo tipo di utilizzo tuttavia trova maggiori applicazioni in quei Paesi in cui il costo del combustibile per il riscaldamento sia particolarmente elevato, come la Danimarca e altri Paesi del Nord Europa.

3.2.2. Sistemi connessi

Gli impianti eolici a servizio di utenze elettriche collegate alla rete di distribuzione prendono il nome di sistemi *connessi*, oppure con le locuzioni inglesi di *grid-connected* o semplicemente *on-grid*. Le applicazioni più comuni per i sistemi connessi sono costituite da impianti di piccola taglia, generalmente compresa tra 1 e 10kW, a servizio di utenze domestiche.

Un impianto connesso sfrutta la rete elettrica come una sorta di "grande accumulatore": quando la turbina produce un quantitativo di energia superiore alle necessità dell'utenza, questa energia viene ceduta alla rete; quando viceversa i consumi dell'utenza superino la produttività dell'impianto minieolico, l'ulteriore energia elettrica necessaria viene erogata dalla rete, in modo del tutto analogo a quanto avviene per un'utenza comune. Pertanto, a differenza degli impianti a servizio di utenze isolate, per un sistema connesso alla rete non vi è bisogno di dotarsi di sistemi di accumulo. L'altro lato della medaglia è rappresentato dalla necessità di installazione di un *inverter*, un dispositivo elettronico piuttosto costoso (circa 600-1000 €/kW) che converte la frequenza e il voltaggio della corrente alternata prodotta dalla miniturbina per adattarla alle caratteristiche della corrente di rete. A fronte dei risparmi legati alla mancanza dei sistemi di accumulo, la necessità dell'inverter può far crescere sensibilmente il costo di installazione dell'impianto.

La cessione di energia alla rete elettrica rappresenta il vero valore aggiunto dell'impianto connesso: infatti solitamente le

società che gestiscono la rete elettrica hanno l'obbligo legale di acquistare questa elettricità dal proprietario dell'impianto eolico, in ragione dei numerosi provvedimenti normativi di incentivazione per la produzione energetica da fonti rinnovabili. Questa forma di incentivazione viene chiamata *scambio sul posto* (in inglese, *net metering*) e permette, a seconda dell'effettiva produttività dell'impianto, di ammortizzare completamente il costo dell'installazione in un periodo pari in media ad alcuni anni. Una volta che il costo dell'impianto sia stato completamente ammortizzato, il net metering consente di cominciare a realizzare un guadagno negli anni successivi, o tramite il risparmio sulle successive bollette oppure, nel caso che la produzione energetica sia molto elevata, realizzando una vera e propria vendita di elettricità.

3.2.3. Sistemi ibridi

Un sistema ibrido è un sistema per la produzione energetica in cui vengano utilizzati contemporaneamente vari tipi di generatore, in cui cioè, per quello che riguarda il presente lavoro, ad un sistema di uno o più aerogeneratori siano collegati in parallelo un motore diesel o, più raramente, un impianto miniidroelettrico: si avranno così rispettivamente dei sistemi cosiddetti *wind-diesel* oppure *wind-hydro*. Spesso è previsto insieme anche l'utilizzo di uno o più pannelli fotovoltaici, che nonostante il costo elevato rappresentano spesso un'ottima soluzione per affidabilità e compatibilità ambientale. Un sistema ibrido può essere considerato tale anche per un altro motivo e cioè per il fatto che esso stesso costituisce una via di mezzo (un ibrido, appunto) tra un sistema isolato, in considerazione dell'autosufficienza energetica, ed un sistema connesso, in ragione della rete BT alimentata dall'impianto ibrido stesso. Infatti, oltre ai generatori gli altri dispositivi necessari



Fig. 3.4: Sistema ibrido eolico-fotovoltaico

in un sistema ibrido sono costituiti da sistemi di accumulo di carica, da inverter e da una centralina di controllo, strumento che si rende qui necessario per sincronizzare tra loro i vari componenti del sistema e gestire correttamente i carichi elettrici.

Le situazioni in cui gli impianti ibridi trovano la loro più efficace collocazione sono tipicamente costituite da quei casi in cui intere comunità isolate, come nel caso di insediamenti su isole o comunque in territori in cui la rete elettrica non sia disponibile, abbiano richieste energetiche tali da non poter essere soddisfatte mediante le macchine di taglia più piccola viste sinora. Se in passato per risolvere tale problematica era necessario ricorrere a generatori diesel, con i relativi problemi ambientali connessi al loro utilizzo, negli ultimi anni la possibilità di impiegare gli aerogeneratori o altri sistemi di produzione da fonte rinnovabile per questo tipo di applicazione è diventata sempre più interessante, per ragioni di carattere economico ed ambientale. I sistemi ibridi

infatti sono per loro stessa natura modulari, pertanto l'installazione *a posteriori* di impianti eolici in aggiunta a generatori diesel già esistenti costituisce un'evoluzione spontanea del sistema stesso, per far fronte a incrementi di carico o alle nuove esigenze di carattere ambientale. Tuttavia un ostacolo alla diffusione di questa tipologia di impianto è costituita dal fatto che spesso le comunità isolate hanno la possibilità, tramite agevolazioni statali, di acquistare il gasolio a prezzi inferiori a quelli reali e pertanto non si rendono conto dei reali vantaggi economici legati alla "ibridizzazione" del loro sistema energetico. La distorsione del mercato, a causa della differenza tra i costi reali e quelli praticati, causa degli squilibri che gravano interamente sulle spalle dello Stato, fornendo un grave ostacolo alla diffusione delle fonti rinnovabili proprio laddove esse avrebbero più possibilità concrete di sviluppo.

Con particolare riferimento agli impianti wind-diesel, di gran lunga i più diffusi, a seconda della loro configurazione i sistemi ibridi possono funzionare in serie, a commutazione o in parallelo.

In un *impianto ibrido in serie* i carichi sono alimentati attraverso l'inverter. In condizioni di normale funzionamento il diesel è spento e le singole utenze vengono alimentate dalle unità rinnovabili e dal sistema di accumulo, tramite l'inverter; in condizioni di emergenza o quando la carica accumulata sia molto bassa entra invece in funzione il diesel. La corrente prodotta da quest'ultimo viene generalmente rettificata e resa continua, pertanto una parte viene utilizzata per la ricarica del sistema di accumulo mentre la restante aliquota passa ancora all'inverter per alimentare le varie utenze. I principali vantaggi legati ad un sistema in serie sono:

- Schema di impianto semplice (non è necessario personale qualificato per la sua gestione);

- Dimensionamento ottimale per i diesel;
- Alimentazione dei carichi continua quando viene attivato il diesel.

I principali svantaggi invece sono:

- Bassa efficienza, poiché la maggior parte dei carichi elettrici deve passare per il sistema di accumulo;
- Scarsa longevità del sistema di accumulo, legata ai frequenti cicli di carico/scarico;
- L'inverter deve essere dimensionato anche per i carichi di picco.;
- Un guasto all'inverter provoca totale perdita dei carichi.

In un *impianto ibrido a commutazione*, che ad oggi rappresenta il tipo di impianto più comune, invece i carichi possono essere alimentati indifferentemente dall'inverter o dal diesel, non però da entrambi contemporaneamente. Tuttavia, come nel caso precedente, il diesel non lavora per carichi ridotti, pertanto quando cresce il carico il sistema di alimentazione deve essere appunto commutato, ed è preferibile effettuare l'operazione in modo automatico. I vantaggi di un sistema ibrido a commutazione sono:

- Efficienza globale migliorata;
- Possibilità di alimentazione dei carichi direttamente dal diesel;
- Guasti all'inverter non causano perdite nel carico.

Gli svantaggi legati a questo tipo di impianto sono invece:

- La fornitura viene momentaneamente interrotta durante la commutazione;
- Il diesel e l'inverter devono essere entrambi dimensionati per i carichi di picco.

Infine, gli *impianti ibridi in parallelo* sono i più flessibili e tecnologicamente avanzati. In questo caso le utenze possono essere alimentate sia dall'inverter, collegato all'aerogeneratore e al sistema di accumulo, che dal generatore diesel oppure anche da entrambi. Solitamente, anche in questo caso, per ragioni di efficienza il generatore diesel entra in funzione solo quando vi siano carichi elevati, ma non vi è interruzione di corrente. I vantaggi connessi a tale soluzione impiantistica sono:

- Alimentazione dei carichi ottimale;
- Ulteriore aumento nell'efficienza globale;
- Dimensionamento ottimale delle varie unità.

Gli svantaggi invece sono:

- Necessità di un sofisticato sistema automatico di controllo;
- Disponibilità di personale qualificato per la gestione del sistema;
- L'inverter deve sincronizzarsi al generatore diesel e suddividere i carichi tra utenze e sistema d'accumulo. Un'applicazione singolare che riguarda le utenze insulari è costituita dall'abbinamento al sistema di generazione di un dissalatore per la potabilizzazione dell'acqua. In questo modo, l'energia in eccesso può essere sfruttata per trattare l'acqua, che può essere accumulata molto più facilmente dell'energia elettrica.

3.3. Installazione

L'installazione di un impianto mini o microeolico può sembrare un processo relativamente semplice, in cui l'unica cosa da fare è restare semplicemente a guardare il lavoro dei tecnici, ma vi sono alcuni importanti fattori che vanno presi in considerazione prima ancora dell'acquisto stesso della macchina. Le miniturbine infatti non sono giocattoli, ma sono macchine elettriche complesse e anche costose e pertanto, per un uso ottimale, vanno prestate particolari attenzioni a diversi fattori, a partire proprio dalla scelta, tra le macchine in commercio, della turbina più adatta alle proprie esigenze. Alcuni appassionati di fai-da-te trovano che la soluzione migliore sia di costruirsi autonomamente la propria microturbina e anzi alcune delle ditte oggi riconosciute a livello mondiale sono state fondate proprio da appassionati del genere.



Fig. 3.5: Costruzione artigianale di un rotore minieolico

La necessità di manutenzione per un impianto minieolico è molto bassa, anzi alcune miniturbine sono in grado di funzionare ininterrottamente per anni, ma non è del tutto nulla, pertanto anche questa possibilità deve essere prevista. Solitamente la manutenzione ordinaria va effettuata due volte l'anno, ossia prima e dopo l'inverno, per preparare la macchina ai rigori stagionali e per controllare il corretto funzionamento della stessa, ma solitamente può limitarsi ad un semplice controllo visivo.

La scelta o la costruzione della turbina devono soddisfare certi requisiti, mentre per quanto riguarda l'installazione ulteriore cura va posta nella scelta del sito e del tipo di torre, oltre che al mantenimento delle appropriate misure di sicurezza.

3.3.1. Scelta dell'impianto

Il primo passo da compiere per installare un impianto minieolico è la scelta dello specifico modello di turbina e quindi, in particolare, delle dimensioni dell'area spazzata dal rotore. Tale scelta deve rispondere tanto alle esigenze dell'utente quanto alle caratteristiche del sito in cui la macchina sarà effettivamente impiegata.

Il principale fattore di cui tenere conto è la quantità di energia che si vuole ottenere dalla turbina, dipendente a sua volta dalla tipologia di utenza. Se la miniturbina deve svolgere la funzione di carica-batterie, occorre evitare un dimensionamento eccessivo, quindi più costoso, per non sovraccaricare l'accumulatore o non dover disperdere la carica in eccesso. Se invece si vuole servire un'utenza isolata già provvista di altri sistemi per la generazione di elettricità, la turbina non può in generale soddisfare completamente il fabbisogno energetico, pertanto, come anticipato, l'impianto minieolico svolgerà funzione supplementare al generatore tradizionale già esistente. Se infine si deve servire

un'utenza già collegata alla rete, il fabbisogno energetico è facilmente desumibile dalla bolletta elettrica e le effettive dimensioni dell'impianto dipenderanno anche dall'eventuale sistema di incentivazione statale.

Per ogni modello di miniturbina, i costruttori forniscono una curva di potenza, che indica la potenza di picco generata dalla macchina per una data velocità del vento; talvolta viene riportata anche una curva dell'energia, costruita ipotizzando una opportuna curva di distribuzione delle velocità medie. In quest'ultimo caso si tratta solitamente di una stima, in cui i parametri utilizzati da un costruttore, ad esempio la velocità media o la curva di distribuzione delle velocità, possono essere a loro volta abbastanza diversi da quelli impiegati da un altro costruttore per la determinazione della curva di energia della sua turbina. In questo modo generalmente due miniturbine di due diversi costruttori non sono facilmente confrontabili attraverso le rispettive curve, pertanto tali stime, ove presenti, possono essere utilizzate solo con beneficio d'inventario. L'effettiva curva dell'energia può essere allora ricavata con maggiore efficacia dallo stesso utente, ma solitamente il costo e la durata di uno studio anemometrico sono tali da non risultare convenienti per l'installazione di un singolo miniaerogeneratore, risultando anzi più conveniente installare la turbina e ricavare i dati successivamente.

Ricavata la curva dell'energia e considerando l'intero ciclo di vita della miniturbina (ipotizzabile in un periodo pari a 25-30 anni), si desume la quantità di energia prodotta complessivamente. Successivamente, conoscendo i costi complessivi dell'impianto e tenendo conto degli eventuali finanziamenti pubblici, è possibile calcolare il costo medio del kWh prodotto.

I costi di costruzione e manutenzione di un impianto minieolico sono, in media, paragonabili a quelli di un generatore elettrico

tradizionale. La differenza sostanziale invece risiede nella ripartizione dei costi, quasi tutti concentrati all'inizio, necessari per comprare ed installare tutti i componenti. Da quel momento in poi, la risorsa è assolutamente gratuita e i costi di manutenzione ordinaria sono praticamente irrisori. Il fatto che quasi tutta la spesa debba essere fatta all'inizio costituisce un grosso handicap per i privati, ed è questa la ragione principale che ha finora ostacolato l'ampia diffusione della produzione distribuita di energia elettrica da fonte eolica, soprattutto in quei Paesi in cui il costo dell'energia da fonte tradizionale è molto basso, come gli USA o i Paesi del Medio Oriente, oppure in quelli in cui non sia previsto un adeguato sistema di incentivazione pubblica.

3.3.2. Posizione

La scelta dell'esatto posizionamento della miniturbina, sia in planimetria che in altimetria, va valutata con estrema cura, in quanto da essa dipende fortemente la quantità di energia che la macchina riesce a produrre. La miniturbina andrebbe ubicata, ove possibile, su un terreno aperto e regolare e il più possibile lontana da ostacoli che possono interferire con il flusso del vento, in modo da sfruttare al massimo la produttività dell'aerogeneratore. A volte però la turbina viene impiegata in un contesto rustico o suburbano, con alberi, recinzioni, edifici ed altri ostacoli sparsi irregolarmente. In questo caso allora come regola empirica generale si può considerare che, a seconda che ci si trovi sopravento o sottovento rispetto ad esso, le interferenze aerodinamiche create da un ostacolo si possono estendere sul terreno per distanze che vanno da due a circa venti volte l'altezza dell'ostacolo stesso. L'esatto posizionamento planimetrico dell'aerogeneratore deve tenere conto anche della sua distanza dal punto di allaccio, poiché all'aumentare della lunghezza dei cavi di

collegamento crescono anche i costi per l'interramento dei cavi e le dispersioni elettriche.

Per quanto riguarda il posizionamento altimetrico, la zona di turbolenza può estendersi, in prossimità dell'ostacolo, fino a quote circa doppie rispetto alla sua altezza, pertanto si dovrebbe scegliere una torre la cui altezza sia tale da portare la turbina al di fuori di tale zona di turbolenza: in questo caso vale la regola empirica "dei 10 metri", ossia quella di posizionare la turbina circa 10 metri più in alto dell'altezza degli ostacoli. Se ad esempio è disponibile una collinetta o un analogo rilievo del terreno, una buona soluzione è quella di collocare la turbina sulla sua sommità. Una soluzione apparentemente ottimale sembrerebbe l'installazione della turbina sul tetto dell'edificio che si vuole servire, ma questa potrebbe non essere una buona scelta, in quanto le vibrazioni e i rumori trasmessi dalla turbina in funzione potrebbero risultare fastidiosi per gli occupanti dell'edificio.



Fig. 3.6: Microturbina installata su un edificio

L'altezza e la posizione della torre devono comunque essere tali da prevedere, in caso di caduta, che la turbina stessa e gli eventuali tiranti d'ancoraggio non danneggino i manufatti circostanti: pertanto si consiglia di mantenere una distanza pari a circa due volte l'altezza della torre tra l'impianto e qualsiasi struttura.

Oltre all'altezza, la scelta del tipo di torre da installare è fortemente influenzata dalla quantità di spazio a disposizione: una torre strallata leggera infatti richiede più spazio laterale, necessario per l'ancoraggio dei tiranti di sostegno, rispetto ad una torre free-standing, ma rispetto a quest'ultima la torre strallata solitamente è anche più economica.

L'innalzamento della torre è un procedimento piuttosto delicato: il metodo prevalente consiste nell'utilizzare una gru, ma per gli impianti più piccoli solitamente si ha a che fare con torri strallate, pertanto è possibile anche utilizzare un camion o un



Fig. 3.7: Sollevamento di una torre incernierata mediante motoslitta

trattore per mettere in tensione i tiranti. Nel caso di piccoli impianti è possibile innalzare le torri agendo sul cavo d'ancoraggio mediante un argano per trazione manuale oppure motorizzato, del tipo "Tirfor[®]", "Griphoist[®]", "Greifzug[®]", "Tirak[®]" o simile, a seconda del produttore e dello Stato. Un argano simile è un dispositivo in cui il cavo da tendere (il cavo d'ancoraggio in questo caso) viene fatto passare attraverso un tamburo, che rappresenta il corpo stesso dell'argano, che lo tira poco per volta mediante una leva azionata da un martinetto manuale o da un motore elettrico, secondo il caso. Il meccanismo permette di mantenere il cavo costantemente in tensione tramite appositi morsetti serra-filo ed è solitamente dotato di appositi ganci e sicure per impedire cedimenti improvvisi, pertanto durante l'operazione di innalzamento della torre è possibile procedere a fasi discontinue, ad esempio per verificare gli allineamenti o anche semplicemente per il riposo dell'operatore. Un argano a trazione di questo tipo è capace di sollevare impianti di alcune centinaia di chili di peso ed è normalmente disponibile nei negozi di ferramenta e fai-da-te. Utilizzando questi argani si nota come gli sforzi maggiori siano da esercitarsi quando la torre stessa è molto inclinata, mentre man mano che la si porta verso la posizione verticale gli sforzi diminuiscono gradualmente. Alcuni produttori includono già un argano tensore di questo tipo nei "kit" per l'installazione delle miniturbine che essi stessi mettono in commercio. Mediante l'argano tensore una torre strallata può essere innalzata anche con relativa semplicità da due sole persone. Questo argano può rivelarsi molto utile quando occorra alzare ed abbassare le torri incernierate, pertanto se ne raccomanda il possesso a tutti i proprietari di microaerogeneratori.

3.3.3. Sicurezza

Le miniturbine sono macchine elettriche con parti in movimento, per lavorare con le quali è necessario adottare tutte le precauzioni e le misure di sicurezza previste per questo tipo di sistemi. La prima fondamentale regola è quella di non lavorare mai in prossimità della turbina se la stessa è in funzione, pertanto se la velocità del vento lo consente si può arrestare manualmente la turbina tramite l'apposito freno, in caso di vento forte invece si può solo rimandare la manutenzione a quando le condizioni ambientali lo consentiranno. Per quanto riguarda l'abbigliamento, nel caso occorra lavorare vicino a giranti in movimento sono da evitarsi capelli lunghi, vestiti ampi, collane, bracciali od analoghi accessori che possano impigliarsi nelle parti in movimento.

Per quanto riguarda la manutenzione regolare o straordinaria, la modalità di intervento dipende dal caso in cui la torre sia incernierata oppure fissa. Nel caso di una torre incernierata, quando si alza o si abbassa la turbina occorre procedere con estrema attenzione, evitando intorno all'area di lavoro la presenza di curiosi o gente inesperta, che potrebbero mettere a rischio l'incolumità propria o altrui. In questo caso si deve tenere presente che il pericolo non è rappresentato solo dalla torre stessa, ma anche dai tiranti d'ancoraggio che, in caso di cedimento improvviso, possono fendere l'aria a gran velocità causando lesioni molto gravi e dolorose a chi malauguratamente dovesse essere colpito. Nel caso invece che la turbina non sia incernierata, le riparazioni vanno effettuate direttamente sulla sommità della turbina. In questo caso è buona norma prevedere una piattaforma di lavoro sulla sommità della torre, per facilitare il lavoro stesso e scongiurare pericoli di caduta. L'operatore può raggiungere la cima della torre o mediante una gru oppure, ove ne sia prevista la

possibilità, arrampicandovisi utilizzando in ogni caso un'imbracatura di sicurezza.

I possibili rischi da prevenire relativamente alle torri sono rappresentati dal pericolo di caduta della torre, se non è ben ancorata, da piccole parti meccaniche che possono cadere dall'aerogeneratore, se questo è molto vecchio e/o in cattive condizioni, o infine da oggetti che possono essere scagliati lontano dalla turbina: ciò non è naturalmente un evento usuale, ma può presentarsi quando la turbina venga danneggiata ad esempio durante una forte tempesta.

I tiranti vanno disposti e segnalati opportunamente, in modo da evitare interferenze con le normali attività, come ad esempio la circolazione stradale; inoltre, secondo la località di installazione, andrebbero adeguatamente protetti, ad esempio con una recinzione che tenga lontano gli animali da pascolo.

Quando si effettua la manutenzione, particolare attenzione va prestata ai componenti elettrici della miniturbina e ai diversi collegamenti tra loro. Deve essere sempre previsto un interruttore generale, preferibilmente del tipo "a fusibile", che consenta di scollegare l'aerogeneratore dal sistema di accumulo o dalla rete elettrica ogni qualvolta sia necessario, ad esempio durante gli interventi di manutenzione. Le connessioni elettriche inoltre devono essere ben isolate e preferibilmente di grande sezione, per evitare surriscaldamenti e facilitare le dispersioni in caso di accumulo di cariche elettrostatiche, che nelle macchine poste a servizio di impianti off-grid possono essere molto elevate. Per i cavi stessi è opportuno prevedere anche un ancoraggio alla parte interna della torre, tramite ganci serra-cavo, per evitare che essi siano sottoposti a tensioni eccessive e si spezzino.

Nel lavorare con gli accumulatori invece occorre prendere le usuali precauzioni che si adottano con le normali batterie piombo-

acido, ossia l'evitare il contatto diretto con la soluzione elettrolitica o il contatto tra gli utensili metallici e gli elettrodi delle batterie. In questo caso è opportuno indossare guanti ed occhiali protettivi ed utilizzare utensili elettricamente isolati. Gli accumulatori stessi è bene che siano tenuti in locali aerati, per evitare la concentrazione di gas esplosivi, come l'idrogeno che può prodursi a seguito delle reazioni elettrolitiche, e lontano da sorgenti di intenso calore, scintille o fiamme libere.

3.4. Impatti ambientali

Gli impatti che gli impianti mini-eolici esercitano sull'ambiente sono molto inferiori rispetto a quelli esercitati dagli aerogeneratori più grandi impiegati nelle wind-farm. Poiché le miniturbine sono installate in prossimità delle utenze che vogliono servire, l'ambiente sul quale esse si inseriscono generalmente è già almeno parzialmente modificato dall'intervento dell'uomo, pertanto gli impatti sul paesaggio, sull'occupazione di suolo, su flora e fauna e sulle interferenze elettromagnetiche sono nulli o trascurabili. Gli impatti ambientali più significativi invece si hanno sul rumore, sulle ombre e sulle emissioni inquinanti evitate: in quest'ultimo caso gli impatti sono positivi. Oltre a ciò si può considerare anche il vantaggio economico rappresentato, sul lungo periodo, da un impianto connesso alla rete elettrica per il quale valga il regime di scambio sul posto.

3.4.1. Rumore

A causa delle loro ridotte dimensioni, le mini-turbine ruotano a velocità angolari notevolmente superiori a quelle dei grandi aerogeneratori impiegati nelle wind-farm, pertanto rispetto ad essi gli impianti di piccola scala sono sensibilmente più rumorosi. La percezione del rumore, descritto da alcuni Autori come simile a quello di una sega circolare, inoltre viene incrementata a causa della distanza ridotta che generalmente vi è tra la turbina e l'utenza. La soluzione in questo caso è unicamente quella di collocare la turbina il più lontano possibile, in modo da non causare eccessivi fastidi. Questa soluzione consente anche di limitare le turbolenze sulla turbina, ma come detto aumentano anche i costi per l'interramento dei covi e le dispersioni elettriche. Inoltre la

percezione del rumore è molto soggettiva: se col tempo il proprietario si abitua, confortato anche dalla sensazione che la turbina sta producendo energia pulita, lo stesso tuttavia non può dirsi per gli eventuali vicini.

3.4.2. Ombre

Le ombre proiettate dalla mini-turbina in movimento possono risultare molto fastidiose nel caso in cui ricadano all'interno degli ambienti di lavoro. Questo inconveniente difficilmente viene considerato in fase di progetto e installazione e risulta relativamente inaspettato. Anche in questo caso l'unica soluzione è quella di installare per quanto possibile la macchina in modo tale da non disturbare gli occupanti degli edifici: stavolta però può risultare ottimale un'installazione sul tetto dell'edificio che ospita l'utenza, in quanto l'ombra proiettata dalla mini-turbina difficilmente ricade all'interno dell'edificio stesso, a meno di configurazioni planimetriche particolari.

3.4.3. Emissioni inquinanti evitate

Come nel caso degli aerogeneratori più grandi, si può immaginare che per l'utenza servita da una miniturbina la quantità di energia elettrica da essa prodotta vada a "sostituire" l'equivalente quantità di elettricità erogata dalla rete di distribuzione o generata in proprio tramite sistemi convenzionali a fonti fossili. Pertanto, anche in questo caso per una mini-turbina installata in Italia vi sarà un beneficio pari a 0,531 Kg di CO₂ evitati per ogni kWh prodotto dalla mini-turbina. Questo valore può aumentare in misura cospicua se si considerano turbine a servizio di utenze isolate, dato che in quel caso tutta l'energia elettrica sarebbe in generale prodotta da un generatore diesel convenzionale.

3.5. Incentivi e autorizzazioni

La progettazione di un impianto minieolico deve tenere conto, oltre che delle tematiche squisitamente tecniche appena affrontate, anche della normativa vigente, sia quella relativa alle nuove costruzioni edilizie, sia quella che regola il settore energetico. Nello specifico si deve tenere conto degli incentivi che solitamente sono previsti da molti Paesi per la produzione di energia da fonti rinnovabili. Questi incentivi possono rendere interessante l'installazione di un impianto da parte di un privato anche per ragioni puramente economiche, oltre che ambientali.

L'Italia, avendo ratificato il Protocollo di Kyoto nel 2002, persegue una politica di riduzione delle emissioni di CO₂, che si traduce in una normativa piuttosto articolata, la quale prevede agevolazioni o incentivi di diversa natura per la produzione di energia dalle varie fonti rinnovabili. La recente liberalizzazione del mercato elettrico, accolta nel nostro Paese solo nel 1999 mediante il cosiddetto decreto "Bersani" (D.Lgs. 79/99), in attuazione delle Direttiva 96/92/CE, ha reso necessaria l'emanazione da parte del Governo di numerose leggi per colmare il vuoto normativo precedente. Un'ulteriore riordinamento del settore si è avuto con l'emanazione del D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003, emanato in attuazione della Direttiva Europea 2001/77/CE, relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da FER. L'organismo invece preposto alla stesura delle norme tecniche d'attuazione per queste leggi è l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (d'ora in avanti AEEG).

Per quanto riguarda gli impianti a fonti rinnovabili, il D.Lgs. 387/03 stabilisce una soglia in base alla taglia di potenza dell'impianto stesso, distinguendo tra i sistemi al di sotto dei 20 kW

e quelli al di sopra di tale limite. Tale classificazione naturalmente si applica anche agli impianti eolici e in particolare interessa il minieolico, visto che in questa categoria ricadono per convenzione le macchine al di sotto dei 50 kW.

3.5.1 I Certificati Verdi

Il meccanismo dei Certificati Verdi (CV) è stato introdotto nel 2002 in sostituzione del vecchio sistema previsto dal provvedimento di incentivazione a sussidio CIP 6/92, che promuoveva lo sfruttamento delle FER o delle altre fonti ad esse assimilate da parte di impianti entrati in funzione dopo il 30 Gennaio 1991 e garantiva l'acquisto dell'energia da parte dell'ENEL a prezzi incentivati, lasciando libera, nei fatti, la quantità offerta.

Obbiettivi dell'introduzione dei CV sono l'adozione di un meccanismo di concorrenza per il sostegno alle fonti rinnovabili e la conciliazione tra la loro promozione e la creazione di un mercato dell'energia elettrica. In concreto, ogni CV attesta la produzione da parte di un impianto a FER, quindi anche di un minieolico, di 100 MWh di energia pulita e ha durata annuale. Tale quantità di energia è ben difficilmente generabile da un sistema eolico al di sotto dei 20 kW, pertanto questo meccanismo di incentivazione è applicabile soltanto alle macchine eoliche di dimensioni maggiori.

La normativa pone l'obbligo per ogni produttore termoelettrico e per ogni importatore di elettricità (per quantità superiori ai 100 GWh) di immettere in rete una quota di elettricità generata da FER pari al 2% dell'elettricità prodotta o importata nell'anno precedente, dedotti gli autoconsumi di centrale, la cogenerazione e la produzione da impianti di gassificazione che utilizzino anche carbone di origine nazionale.

I produttori o gli importatori che non raggiungono la quota del 2% possono, a tale scopo, o acquistare CV da un altro produttore

che ne abbia in eccesso o esercire nuovi impianti a FER richiedendo per essi l'emissione degli appropriati CV o infine importare energia da FER da un Paese estero, in cui sia applicato un analogo meccanismo di incentivazione e che abbia con l'Italia un rapporto di reciprocità. I CV eventualmente mancanti per il raggiungimento del totale sul mercato elettrico sono emessi e venduti direttamente dal GRTN (Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale).

I Certificati Verdi sono emessi per una durata di 8 anni in seguito all'avviamento e al collaudo dell'impianto e sono separati dall'energia fisica che rappresentano. Gli impianti qualificati a ottenere tali titoli devono essere entrati in esercizio in data successiva al 1° aprile del 1999, in seguito ad operazioni di potenziamento, rifacimento, riattivazione o nuova costituzione, e devono ricevere dal GRTN la certificazione di Impianto Alimentato con Fonti Rinnovabili (IAFR). I CV possono essere rilasciati secondo due modalità alternative:

- A *preventivo*, su richiesta del produttore in base alla producibilità attesa degli impianti;
- A *consuntivo*, in base all'energia effettivamente prodotta.

Il sistema dei Certificati Verdi avviato con il Decreto Bersani non presentava diversificazioni di incentivazione tra le diverse fonti energetiche. L'esperienza maturata nello sviluppo dei progetti in questo settore ha evidenziato come il sistema risultava essere asimmetrico, sostenendo in maniera efficiente alcune fonti, come quella eolica, e rendendo d'altra parte difficoltosa la realizzazione di impianti che sfruttano risorse e tecnologie poco competitive quali, in particolare, il fotovoltaico. In tale ottica, il D.Lgs. 387/2003 cerca di fornire una risoluzione al problema, promuovendo uno sviluppo sostenibile e uniforme dei progetti attraverso strumenti specifici di sostegno. Il decreto potenzia il sistema dei Certificati

Verdi stabilendo un incremento progressivo della quota d'obbligo minima del 2%: la percentuale di energia elettrica da fonte rinnovabile che deve essere immessa nel sistema elettrico nazionale viene infatti incrementata annualmente di 0,35% nel periodo 2004–2006. Successivamente il Ministero delle Attività Produttive dovrà stabilire ulteriori incrementi per i trienni 2007–09 e 2010-12.

Il D.Lgs 387/03 fa un ulteriore passo verso la creazione di un meccanismo virtuoso a sostegno delle fonti energetiche rinnovabili, mosso dalla mano del mercato, piuttosto che da quella pubblica.

3.5.2. Lo scambio sul posto

L'articolo 6 del D.Lgs. 387/03 stabiliva che per tutte le fonti rinnovabili (eccezion fatta per il fotovoltaico, come specificato nel successivo articolo 7) fosse bloccata la vendita dell'energia prodotta, fino alla successiva emanazione delle norme tecniche da parte della AEEG, da effettuarsi entro tre mesi dalla data di pubblicazione del Decreto. In realtà, le disposizioni dell'AEEG, contenute nella Delibera 28-06, sono state pubblicate solo nello scorso mese di Febbraio, pertanto fino ad allora il mercato dei piccoli impianti a FER, e quindi anche del mini e microeolico, ha subito una evidente battuta d'arresto, con vibrante proteste da parte di ANEV (Associazione Nazionale Energia dal Vento), Legambiente e numerose altre associazioni.

La tanto attesa Delibera 28-06 introduce anche in Italia il principio dello *scambio sul posto*, conosciuto all'estero come *net metering*, ossia la possibilità di cedere alla rete elettrica locale l'energia prodotta da impianti a FER di potenza non superiore a 20 kW e di prelevare dalla stessa rete i quantitativi di elettricità nelle ore e nei giorni in cui gli impianti rinnovabili non sono in grado di produrre. Tutto ciò pagando solo la differenza, su base annua, tra i

consumi totali del cliente e la produzione del suo piccolo impianto. Le disposizioni previste dalla Delibera 28/06 sostituiscono ogni altra disposizione esistente in materia, ossia quelle precedentemente previste dalle Delibere AEEG 168/03 e 5/04.

Nel dettaglio, il net metering prevede per gli impianti a FER l'installazione di un doppio contatore con la funzione di calcolare la differenza tra l'energia prodotta dall'impianto e quella acquisita dalla rete di distribuzione. Il costo per l'attivazione di tale servizio è fissato in 30 euro l'anno.

All'articolo 3 della delibera, intitolato "Modalità per la richiesta e per l'erogazione del servizio di scambio sul posto", si legge:

"Possono richiedere di usufruire del servizio di scambio sul posto i clienti del mercato vincolato e i clienti del mercato libero che hanno la disponibilità di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW.

La richiesta deve essere presentata all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto."

Questa impresa, generalmente lo stesso GRTN, deve fissare anche i requisiti tecnici cui devono attenersi i sistemi di connessione tra l'impianto e la rete stessa, provvedendo, se necessario, all'adeguamento degli stessi.

L'articolo 7 prevede che la quantità di elettricità scambiata venga remunerata dal gestore direttamente sottoforma di energia. Se il saldo su base annua risulta positivo esso può essere utilizzato per compensare un eventuale saldo negativo in un successivo periodo contrattuale. Ciò per un periodo massimo di tre anni, superato il quale il saldo positivo residuo viene annullato: tale clausola è prevista per evitare sovradimensionamenti degli impianti, che trasformerebbero un semplice utente in un produttore di energia.

3.5.3. Autorizzazioni richieste

Riguardo alla normativa tecnica sugli impianti alimentati a FER, una prima distinzione è stabilita in base alla taglia di potenza dell'impianto. La Legge 133/99 infatti ha decretato l'assenza di imposizione fiscale per gli impianti di potenza nominale non superiore ai 20 kW, definiti "microimpianti", soglia che sarà successivamente ripresa dal D.Lgs 387/2003. Secondo la legge, tali impianti sono destinati prevalentemente all'autoconsumo: non sono perciò considerati "Officine Elettriche", non hanno diritto alla vendita dell'energia prodotta e non è quindi necessaria la denuncia all'UTF (Ufficio Tecnico di Finanza). Gli impianti di potenza superiore a tale limite sono invece in grado di cedere l'energia prodotta, tutta o in parte. Ai sensi della legge sono perciò considerati Officine Elettriche e quindi per essi è richiesta la denuncia all'UTF, con la conseguente imposizione fiscale.

L'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio di un impianto alimentato da FER è regolato a livello generale dal D.Lgs. 387/03 e a livello di dettaglio dalla normativa regionale e provinciale. Le Amministrazioni Locali, infatti, oggi rivestono un ruolo determinante in campo energetico ed in particolare nella promozione e nella pianificazione della produzione di energia da fonti rinnovabili sul proprio territorio. Il D.Lgs. 387/03 prevede infatti, all'articolo 12, una *autorizzazione unica* per tutti gli impianti, di qualunque taglia, alimentati da FER, in quanto essi sono "di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti". Questa deve essere rilasciata, ai sensi della Legge 241/90 e successive modificazioni, dalla Conferenza dei Servizi regionale, che deve essere convocata entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione.

In linea di massima, le miniturbine di potenza nominale non superiore a 20 kW sono assoggettate, secondo la Legge Delega

239/2004, ad un iter autorizzativo semplificato per il quale è sufficiente, ai sensi del DPR 380/2001, inoltrare la DIA (Dichiarazione di Inizio Attività) al Comune nel cui territorio ricade il sito prescelto per l'installazione. Tale richiesta è sostitutiva dell'autorizzazione unica ed è basta sul principio del silenzio-assenso: se entro 20 giorni dall'inoltro non si ricevono comunicazioni, è possibile iniziare i lavori. Se il sito ricade all'interno di una zona sottoposta a vincolo storico o paesaggistico, va presentata anche la Comunicazione alla Soprintendenza ai Beni Culturali e Architettonici. Ogni Regione, tuttavia, dovrebbe dotarsi di una normativa energetica e successivamente anche di un Piano di Indirizzo Energetico Regionale (PIER). In tal senso, ad oggi l'unica Regione italiana che ha stabilito una normativa è la Toscana, (L.R. 39/2005), in cui per impianti eolici di potenza non superiore ai 5 kW non è neppure necessaria la DIA. Altre regioni che stanno procedendo verso una semplificazione normativa e verso un'agevolazione dello sviluppo dell'energia eolica sono la Puglia, il Lazio e la Sicilia, mentre le regioni in cui l'eolico viene ostacolato sono ad esempio la Calabria, la Basilicata e la Sardegna.

In Sicilia, in particolare, l'ultima legge sul settore eolico è la L.R. del 28/04/2005, che però si riferisce esplicitamente agli "impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento".

Una volta che la turbina sia stata installata, è necessaria anche la dichiarazione di conformità ai sensi della Legge 46/90, rilasciata dall'installatore, che certifica la sicurezza dell'impianto. Se l'impianto viene installato per servire un'utenza domestica si può beneficiare anche della detrazione del 41% dell'IRPEF, in quanto il lavoro rientra tra le ristrutturazioni. Oltre a queste procedure è necessario, come previsto dalla Delibera AEEG 28/06, inoltrare la comunicazione all'ufficio di distribuzione del gestore della rete di

zona, cioè solitamente al GRTN o all'Enel. Riassumendo, qui di seguito si fornisce un elenco delle autorizzazioni necessarie:

- DIA, da presentare al Comune;
- Eventuale Comunicazione alla Soprintendenza ai Beni Culturali;
- Richiesta di allaccio al gestore della rete locale;
- Eventuali ulteriori richieste su base regionale.

Per quanto riguarda le turbine di potenza superiore a 20 kW, la procedura burocratica è molto più complessa, poiché è la stessa richiesta per gli impianti eolici di scala industriale. Data la grande frammentazione normativa esistente su base locale, l'elencazione riportata qui di seguito costituisce solo una prima inquadratura della documentazione necessaria e degli Enti coinvolti:

- Permesso di costruire;
- Autorizzazione paesaggistica;
- VIA (se richiesta dalla Regione) e/o parere dell'Ente Parco (se appropriato);
- Nulla osta delle autorità militari;
- Svincolo idrogeologico;
- Domanda di allacciamento e Convenzione con il gestore di rete di trasmissione locale;
- Licenza di esercizio di Officina Elettrica, rilasciata dall'UTF;
- Richiesta al GRTN di qualifica IAFR, per ottenere i Certificati Verdi.

In appendice si riportano il D.Lgs. 387/03 e la Delibera AEEG 28/06 relativa allo scambio sul posto.

4. Miniturbine commerciali

Nelle pagine che seguono si presenta una panoramica sulle micro e miniturbine oggi esistenti sul mercato, in cui le macchine sono raggruppate in base al costruttore. Nel compilare l'elenco si è scelto di riportare esclusivamente i modelli più recenti: le macchine più vecchie, di cui è ancora possibile trovare qualche esemplare in commercio, non sono state inserite.

I dati riportati sono quelli forniti dagli stessi produttori, mediante il materiale informativo disponibile per gli installatori e per gli utenti finali. Poiché ogni costruttore presenta i suoi prodotti in modo differente, i dati tecnici relativi a ciascuna turbina sono stati trascritti su una tabella di identico formato per tutte le macchine, in modo da consentire un più immediato confronto tra i diversi modelli di turbina. Nei casi in cui con un'unica curva di potenza fornita dal costruttore siano descritte due o più diverse macchine, queste sono riportate nella medesima scheda tecnica. Nella pagina seguente si riporta la tabella in bianco.

<i>Immagine della turbina</i>	<i>Curva di potenza (fornita dal costruttore)</i>
Produttore:	
Potenza nominale (kW):	
Velocità di cut-in (m/s):	
Velocità di cut-off (m/s):	
Velocità nominale (m/s):	
Velocità di sicurezza (m/s):	<i>Velocità di progetto massima tollerabile</i>
Generatore:	
Controllo di imbardata (Yaw):	
Regolazione della potenza:	
Diametro del rotore (m):	
Area spazzata (m ²):	
N. di pale e materiale di costruzione:	
Altezza della torre al mozzo (m):	<i>Come prevista dal costruttore</i>
Peso navicella (kg):	
Peso torre (kg):	<i>Variabile in base all'altezza</i>
Note:	

Riguardo ai dati inseriti nelle varie tabelle restano da fare alcune ulteriori precisazioni:

- La *curva di potenza* è quella fornita dal produttore;
- La *velocità di sicurezza* è la massima velocità di progetto superata la quale per la turbina non è più garantita l'integrità strutturale: si tratta solitamente di valori pari o superiori ai 50 m/s;
- Le *dimensioni della torre* sono generalmente variabili, poiché solitamente il costruttore presenta una gamma di torri diverse per ciascuna turbina.

Ove per il dettaglio tecnico non sia fornita dal costruttore alcuna specifica, in tabella è riportata la dicitura *n/d* (non disponibile).

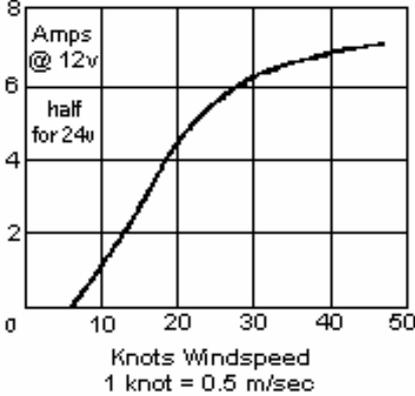
La maggior parte dei produttori commercializza le mini-turbine anche proponendo dei "kit" in cui, oltre alla stessa macchina, sono inclusi la torre, i cavi di collegamento, i dispositivi di controllo della turbina e i dispositivi per la gestione della corrente elettrica prodotta, ossia l'*inverter* per il collegamento dell'impianto alla rete elettrica (per installazioni on-grid) oppure il sistema di accumulatori di carica (per installazioni off-grid).

Per alcuni modelli di miniturbina, inoltre, come optional previsto dal costruttore vi è il modello cosiddetto "marine", realizzato con particolari accorgimenti, come vernici protettive o speciali trattamenti anti-ossidanti, specificatamente previsti per l'uso in ambienti in cui vi sia necessità di proteggere maggiormente la macchina dalla corrosione, tipicamente ambienti marini o comunque ad elevato tasso di umidità. Esempi di questi utilizzi possono essere i piccoli caricabatterie installati su imbarcazioni o in piccole infrastrutture portuali.

4.1. Ampair

La Ampair è una ditta inglese che realizza piccoli sistemi per la produzione di energia, utilizzati prevalentemente come carica-batterie e specificamente progettati per gli utilizzi in ambito nautico. In questa rassegna la Ampair è presente con il suo mini-aerogeneratore Pacific 100, un multipala di dimensioni molto ridotte ideato e costruito per essere installato direttamente sulle imbarcazioni, come yacht, barche a vela e simili. Per questo stesso motivo, nel diagramma della curva di potenza che la ditta fornisce, la velocità del vento è espressa in nodi, ossia in miglia nautiche all'ora. Il fattore di conversione da nodi a m/s è circa 0,51, poiché un miglio nautico è equivalente a 1852 metri.

Pacific 100 Marine

	
<p>Produttore:</p>	<p>Ampair</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>0,1 (100 Watt)</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>circa 3</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>nessuna</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>n/d</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>n/d</p>
<p>Generatore:</p>	<p>a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>nessuna</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>0,928</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>0,68</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>6, polipropilene rinforzato da fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>n/d</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>12,6</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>n/d</p>
<p>Note: utilizzabile esclusivamente come caricabatterie. Disponibile con diversa colorazione anche la versione "Hawk" per installazioni terrestri. Prezzo € 648,60</p>	

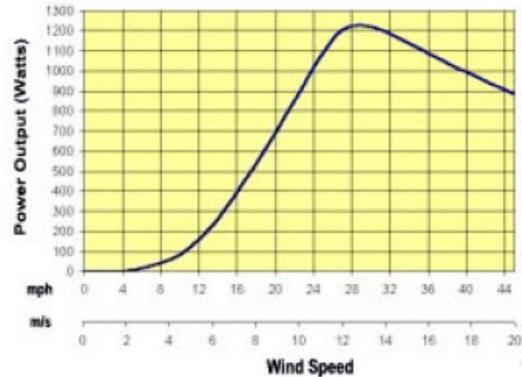
4.2. Bergey WindPower Co.

Le turbine dell'americana Bergey WindPower sono tra le più popolari al mondo. Con una diffusione delle installazioni e dei rivenditori in oltre 90 Stati del mondo, la Bergey costituisce una delle aziende leader del settore, avendo iniziato la sua attività nel 1977. Le turbine Bergey sono note tra gli addetti ai lavori per la loro robustezza e affidabilità. A riprova di ciò, la ditta fornisce su tutti i modelli una garanzia di 5 anni e il marchio "Tornado Tuff", con cui dichiara che le sue turbine sono in grado di resistere perfino ai tornado.

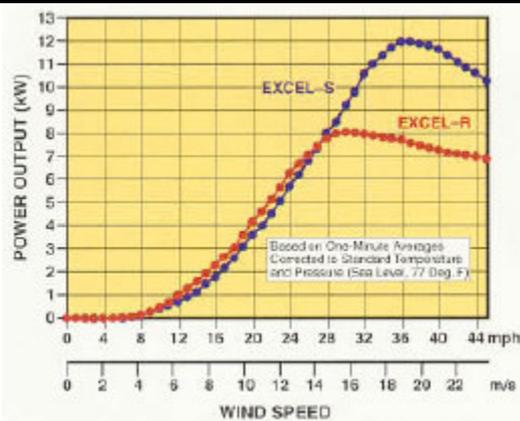
In questa rassegna, la Bergey è presente con due modelli, la BWC XL.1 da 1kW, che rimpiazza la "celebre" vecchia BWC 850, e la nuova BWC Excel da 10 kW, mentre è in fase di sviluppo anche un progetto per la realizzazione di una nuova turbina da 50 kW.

Nelle turbine Bergey, il disallineamento del rotore è previsto su un piano orizzontale.

BWC XL.1

	
Produttore:	Bergey Windpower
Potenza nominale (kW):	1
Velocità di cut-in (m/s):	2,5
Velocità di cut-off (m/s):	13
Velocità nominale (m/s):	11
Velocità di sicurezza (m/s):	54
Generatore:	alternatore multifasico al Neodimio
Controllo di imbardata (Yaw):	con timone direzionale
Regolazione della potenza:	disallineamento laterale
Diametro del rotore (m):	2.5
Area spazzata (m ²):	4,91
N. di pale e materiale di costruzione:	3
Altezza della torre al mozzo (m):	9 – 13 – 19,5 – 25 – 32
Peso navicella (kg):	34
Peso torre (kg):	n/d
Note:	

BWC Excel



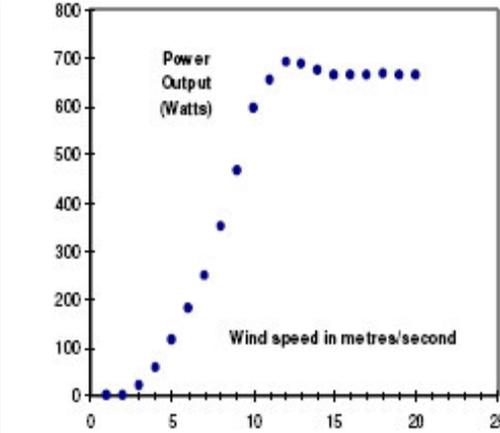
Produttore:	Bergey Windpower
Potenza nominale (kW):	10
Velocità di cut-in (m/s):	3,6
Velocità di cut-off (m/s):	16,1
Velocità nominale (m/s):	13,9
Velocità di sicurezza (m/s):	55,9
Generatore:	alternatore multifase
Controllo di imbardata (Yaw):	con timone direzionale
Regolazione della potenza:	disallineamento laterale
Diametro del rotore (m):	7
Area spazzata (m ²):	38,48
N. di pale e materiale di costruzione:	3
Altezza della torre al mozzo (m):	da 18 a 37, vari modelli
Peso navicella (kg):	476
Peso torre (kg):	n/d
Note:	

4.3. Proven Energy Ltd.

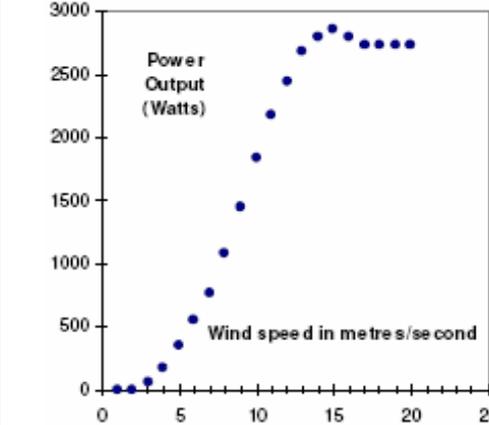
La Proven Engineering Products Ltd., che ha sede a Stewarton nella Scozia sud-occidentale, è stata fondata nel 1980 e dal 1991 ha iniziato ad occuparsi di fonti rinnovabili e in particolare di mini-turbine eoliche. Recentemente l'azienda ha cambiato denominazione, divenendo appunto Proven Energy Ltd. Le turbine Proven sono conosciute per la loro robustezza e per la loro capacità di adattarsi anche alle condizioni ambientali più difficili, fatto che probabilmente deriva dalla stessa località in cui è nata la ditta. La principale peculiarità delle turbine Proven consiste nel fatto che il rotore è posto sottovento rispetto all'intera struttura, a differenza di quanto avviene per la quasi totalità delle turbine di altri costruttori. In questo modo, la turbina riesce a lavorare a tutti i regimi ventosi, anche i più sostenuti. In condizioni di vento molto forte, il rotore può subire un moto di precessione o spostarsi addirittura sopravvento. In ogni caso al raggiungimento della velocità di sicurezza anche per le turbine Proven viene previsto il disallineamento orizzontale del rotore.

In questa rassegna la Proven è presente con 4 diversi modelli di turbina che comprendono una larga fascia di potenza, da 600 Watt fino a 15 kW.

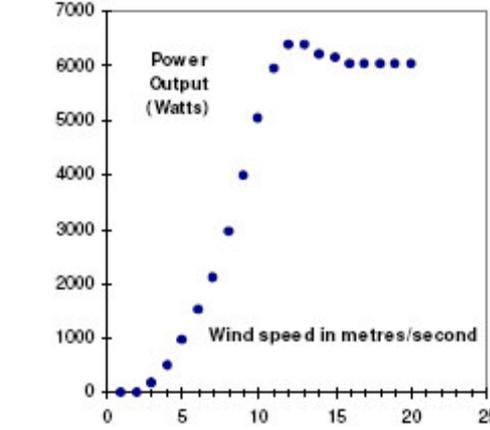
WT 600

	
<p>Produttore:</p>	<p>Proven Energy Ltd</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>0,6 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>2,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>nessuna</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>65</p>
<p>Generatore:</p>	<p>a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>sottovento passivo</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo, passivo</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>2,55</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>5,11</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, polipropilene</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>5,5 - 12</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>70</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>120 - 350</p>
<p>Note:</p>	

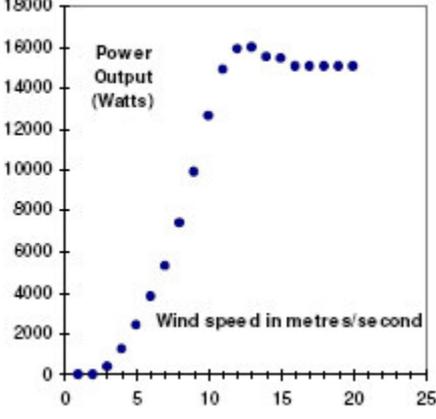
WT 2500

	
<p>Produttore:</p>	<p>Proven Energy Ltd.</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>2,5 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>2,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>nessuna</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>65</p>
<p>Generatore:</p>	<p>a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>sottovento passivo</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo, passivo</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>3,5</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>9,62</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, polipropilene</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>6,5 - 11</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>190</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>241 - 445</p>
<p>Note:</p>	

WT 6000

	
<p>Produttore:</p>	<p>Proven Energy Ltd.</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>6 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>2,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>nessuna</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>65</p>
<p>Generatore:</p>	<p>a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>sottovento passivo</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo, passivo</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>5,5</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>23,76</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, legno/epossidico</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>9 - 15</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>500</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>360 - 656</p>
<p>Note:</p>	

WT 15000

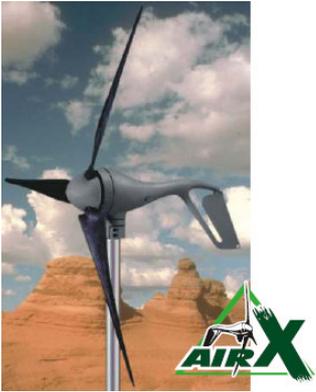
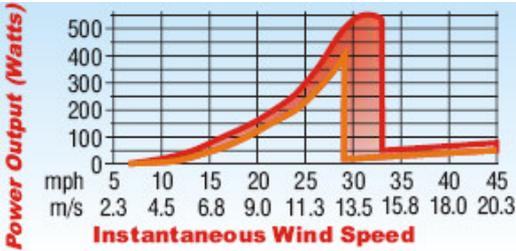
	
<p>Produttore:</p>	<p>Proven Energy Ltd.</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>15 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>2.5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>nessuna</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>65</p>
<p>Generatore:</p>	<p>a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>sottovento passivo</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo, passivo</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>9</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>63,62</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>15</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>1100</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>1200</p>
<p>Note:</p>	

4.4. Southwest Windpower

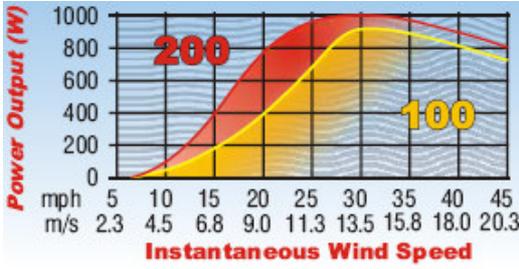
La Southwest Windpower è una ditta americana, fondata nel 1987, che nel 2000 ha acquisito la World Power Technologies, altra azienda leader del settore. Le mini-turbine prodotte dalla Southwest sono caratterizzate da un design aerodinamico particolarmente efficiente, che rende le sue turbine più leggere di circa la metà rispetto alle analoghe concorrenti e anche esteticamente più accattivanti. Questa leggerezza, tuttavia, ha dato origine, soprattutto in passato, ad alcuni problemi di inaffidabilità legati alla bassa robustezza, in particolare in quelle zone in cui il regime ventoso risulti particolarmente turbolento.

Nel 2002 la Southwest Windpower ha introdotto in commercio la Air-X, la prima microturbina al mondo in cui il sistema di regolazione della potenza è governato da un microprocessore dedicato, sistema che è stato successivamente installato anche negli altri modelli prodotti dalla casa americana.

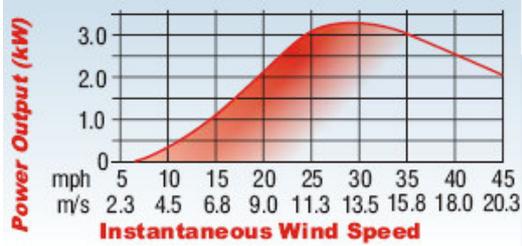
AirX

	
<p>Produttore:</p>	<p>Southwest Windpower</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>0,4</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,58</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12,5</p>
<p>Velocità massima (m/s):</p>	<p>49,2</p>
<p>Generatore:</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>automatica con microprocessore + disallineamento laterale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>1,15</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>1,04</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, composito/fibra di carbonio</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>8,2 – 13,7</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>5,85</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Note: Disponibile la versione opzionale "Marine".</p>	

Whisper 100 – Whisper 200

	
<p>Produttore:</p>	<p>Southwest Windpower</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>0,9 – 1</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,4 – 3,1</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12,5 – 11,6</p>
<p>Velocità massima (m/s):</p>	<p>55</p>
<p>Generatore:</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>sistema di controllo automatico Whisper + disallineamento laterale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>2,1 – 2,7</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>3,46 – 5,73</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, composito/fibra di carbonio</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>7,2 – 9 – 15 – 19,5 – 24</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>21 - 30</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p><i>n/d</i></p>
<p>Note: Disponibile la versione opzionale "Marine".</p>	

Whisper 500

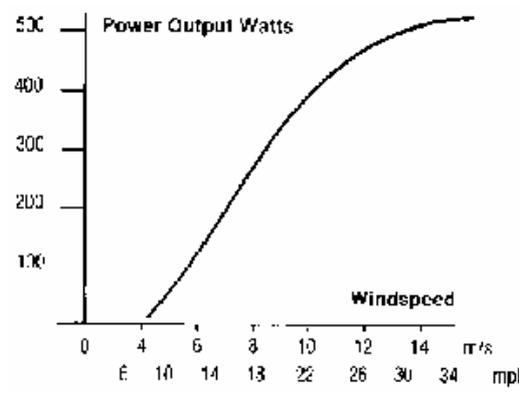
	
<p>Produttore:</p>	<p>Southwest Windpower</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>3</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,4</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>n/d</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>10,5</p>
<p>Velocità massima (m/s):</p>	<p>55</p>
<p>Generatore:</p>	<p>n/d</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>automatica con microprocessore + disallineamento laterale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>4,5</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>15,90</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, composito/fibra di carbonio</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>9 – 12,8 – 21,3</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>70</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>n/d</p>
<p>Note:</p>	

4.5. Sunrise Solar

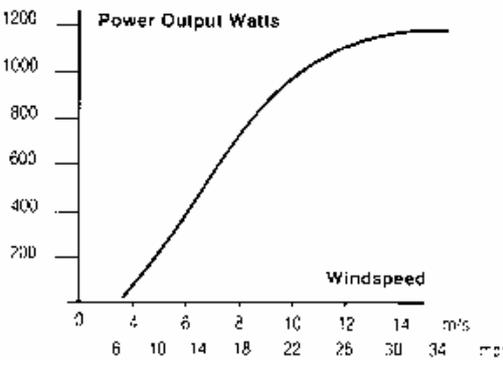
La Sunrise Solar è una ditta australiana, attiva dal 1978, che produce mini-turbine eoliche e pannelli fotovoltaici. In questo catalogo è presente con le due mini-turbine bi-pala della classe Soma, rispettivamente da 400 e 1000 Watt. La particolarità di queste turbine è costituita dal meccanismo di disallineamento del rotore, che in questo caso al raggiungimento delle velocità di cut-off si ripiega in verticale come le pale di un elicottero.

La compagnia vende anche le torri, una in legno e una metallica modulare, da 13 o da 20 metri. La ditta fornisce una garanzia di un anno sui suoi prodotti.

Soma 400

	
<p>Produttore:</p>	<p>Sunrise Solar</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>0,4 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>4</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>50</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>10</p>
<p>Velocità massima (m/s):</p>	<p>50</p>
<p>Generatore:</p>	<p>trifasico a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di stallo + disallineamento verticale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>2</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>3,14</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>13 - 20</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>40</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>n/d</p>
<p>Note:</p>	

Soma 1000

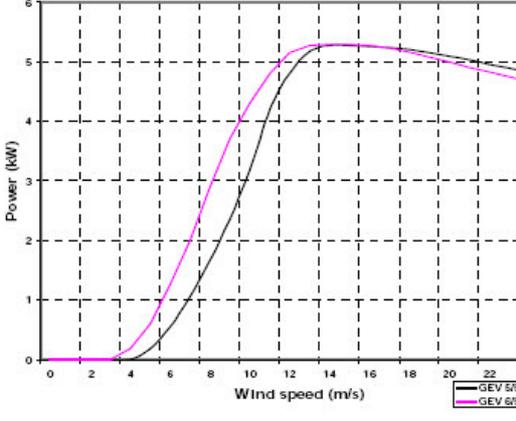
	
<p>Produttore:</p>	<p>Sunrise Solar</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>1 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>50</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>10</p>
<p>Velocità massima (m/s):</p>	<p>50</p>
<p>Generatore:</p>	<p>trifasico a magneti permanenti</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di stallo + disallineamento verticale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>2,7</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>5,73</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>13 - 20</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>50</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>n/d</p>
<p>Note:</p>	

4.6. Vergnet SA

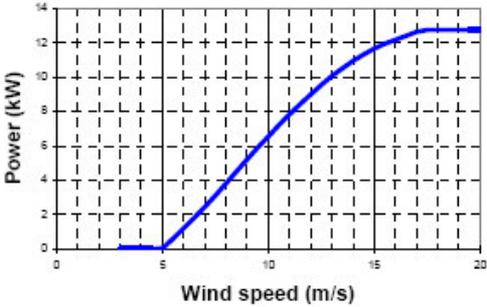
La sede principale della ditta Vergnet SA si trova ad Ingré, vicino Orléans, nella Francia centrale, ma le sue attività si estendono in tutto il mondo, in particolare nelle regioni francofone del Canada, della Guadalupa e dell’Africa equatoriale, ma anche in India e Giappone. La ditta è attiva da circa 30 anni nei campi dello sfruttamento della fonte eolica e dell’approvvigionamento idrico.

In questo catalogo la compagnia è presente con 4 turbine di taglia compresa tra i 5 e i 20 kW. Le mini-turbine Vergnet sono caratterizzate dall’inclinazione sull’orizzontale del timone direzionale.

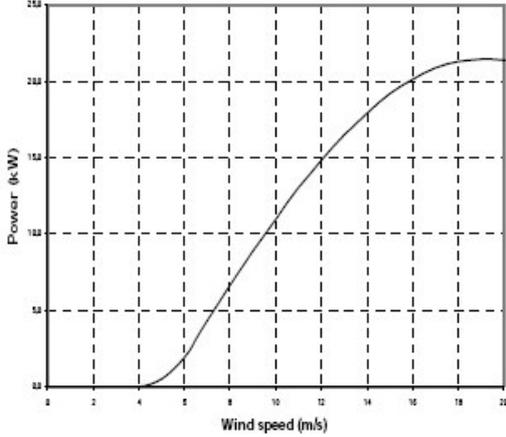
GEV 5/5 - 6/5

	
<p>Produttore:</p>	<p>Vergnet</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>5 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>4</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>60 (GEV 5/5) o 50 (GEV 6/5)</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>14</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>85</p>
<p>Generatore:</p>	<p>asincrono trifasico a condensatori</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale inclinato</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo inerziale + disallineamento del rotore (passivi)</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>5 (GEV 5/5) o 6 (GEV 6/5)</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>19,6 (GEV 5/5) o 28,3 (GEV 6/5)</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, composito con resina anti-erosione</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>12 - 18</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>410</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>1000 - 1200</p>
<p>Note: Disponibili le versioni opzionali "marine" e/o "cold climate".</p>	

GEV 7/10

	<p>GEV 7/10 curve(2°, 150 tr/min)</p> 
<p>Produttore:</p>	<p>Vergnet</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>10 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>4,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>70</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>12</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>90</p>
<p>Generatore:</p>	<p>asincrono trifasico a condensatori</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale inclinato</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo inerziale + disallineamento del rotore (passivi)</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>7</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>38,48</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, composito con resina anti-erosione</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>18 – 24 – 30</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>550</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>2030 – 2430 – 2830</p>
<p>Note: Disponibili le versioni opzionali "marine" e/o "cold climate".</p>	

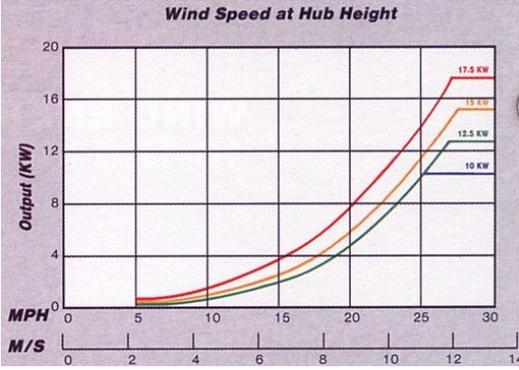
GEV 10/20

	
<p>Produttore:</p>	<p>Vergnet</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>20 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>4,5</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>60</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>16</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>85</p>
<p>Generatore:</p>	<p>asincrono trifasico a condensatori</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale inclinato</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo inerziale + disallineamento del rotore (passivi)</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>10</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>78,54</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>2, composito con resina anti-erosione</p>
<p>Altezza al mozzo (m):</p>	<p>18 – 24 – 30</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>620</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>2100 – 2500 - 2900</p>
<p>Note: Disponibili le versioni opzionali "marine" e/o "cold climate".</p>	

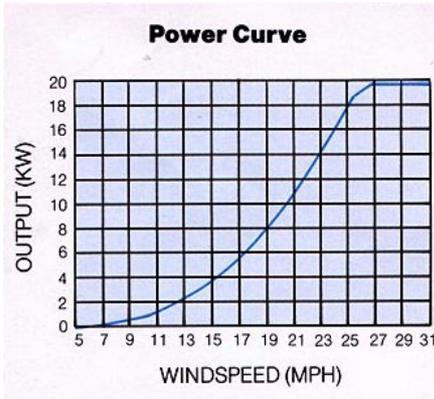
4.7. WTIC

La statunitense WTIC (acronimo per Wind Turbine Industries Corporation) è la proprietaria del marchio e della tecnologia delle celebri turbine Jacobs[®], avendolo acquisito nel 1986. Le Jacobs[®] sono state tra le prime turbine eoliche di tipo moderno ad essere prodotte, poiché i primi esemplari di questa tipologia sono stati messi in commercio fin dalla metà degli anni '20 dello scorso secolo da Joseph e Marcellus Jacobs. La produzione e commercializzazione della turbina continuò fino agli anni '50, quando in USA la grande disponibilità di fonti fossili a basso costo e l'estensione delle reti di trasmissione elettrica anche alle località più remote fece andare in crisi il mercato dei generatori eolici. Negli anni '70, a causa della crisi energetica, l'uso dei generatori eolici tornò ad essere conveniente e la Jacobs[®], considerata da molti addetti ai lavori una delle più affidabili e prestigiose turbine nel campo del mini-eolico, tornò ad essere commercializzata. Le turbine Jacobs[®] sono oggi costruite secondo lo stesso design e gli stessi principi che le resero popolari negli anni '30, ma la WTIC ha apportato gli indispensabili aggiornamenti tecnologici oggi necessari, come l'utilizzo della fibra di vetro in sostituzione del laminato di legno per la costruzione delle pale.

Jacobs® 23/10 – 23/12.5 – 26/15 – 26/17.5

	
<p>Produttore:</p>	<p>Wind Turbine Industries Corporation</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>10 / 12,5 / 15 / 17,5 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,6</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>n/d</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>11,2 / 12,1 / 11,6 / 12,1</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>53,6</p>
<p>Generatore:</p>	<p>trifasico</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo inerziale + disallineamento orizzontale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>7 / 7 / 7,9 / 7,9</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>38,48 / 49,02</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>24,4 – 30,5 – 36,6</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>862</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>1950 – 2812 – 3720</p>
<p>Note:</p>	

Jacobs® 31/20

	
<p>Produttore:</p>	<p>Wind Turbine Industries Corporation</p>
<p>Potenza nominale (kW):</p>	<p>20 kW</p>
<p>Velocità di cut-in (m/s):</p>	<p>3,6</p>
<p>Velocità di cut-off (m/s):</p>	<p>n/d</p>
<p>Velocità nominale (m/s):</p>	<p>11,6</p>
<p>Velocità di sicurezza (m/s):</p>	<p>53,6</p>
<p>Generatore:</p>	<p>trifasico</p>
<p>Controllo di imbardata (Yaw):</p>	<p>con timone direzionale</p>
<p>Regolazione della potenza:</p>	<p>controllo di passo inerziale + disallineamento orizzontale</p>
<p>Diametro del rotore (m):</p>	<p>9,4</p>
<p>Area spazzata (m²):</p>	<p>70,12</p>
<p>N. di pale e materiale di costruzione:</p>	<p>3, fibra di vetro</p>
<p>Altezza della torre al mozzo (m):</p>	<p>24,4 – 30,5 – 36,6</p>
<p>Peso navicella (kg):</p>	<p>1134</p>
<p>Peso torre (kg):</p>	<p>1950 – 2812 – 3720</p>
<p>Note:</p>	

4.8. Altri produttori

Oltre a quelli elencati nelle pagine precedenti, esistono altri produttori di mini e microturbine eoliche. I loro prodotti non sono stati inclusi nel catalogo poiché per le turbine presentate non veniva fornito alcun grafico della curva di potenza, rendendo impossibile un qualunque confronto con le altre turbine. Tuttavia non per questo i loro prodotti possono essere considerati di secondaria rilevanza rispetto a quelli presentati nelle pagine precedenti. Tra i produttori omissi, si cita la tedesca *AeroCraft* e le inglesi *LVM Aerogen Ltd.* e *Marlec Engineering Co Ltd.*

Tutte e tre le ditte producono piccoli impianti per utilizzo carica-batterie, il cui range di potenza è compreso tra i 24 Watt della Marlec Rutland 913, che con i suoi 51 cm di diametro del rotore costituisce la più piccola turbina eolica commercializzata, ai 1000 Watt della Aerogen AC 1002, il cui rotore ha diametro di 2,4 metri.

5. Casi studio

In questo capitolo sono illustrati i risultati ottenuti da una simulazione di produzione di energia elettrica da parte di alcune delle miniturbine presentate nel precedente capitolo 4.

Sono state considerate otto diverse miniturbine, raggruppate a coppie in modo da ottenere quattro diverse classi di taglia di potenza il più possibile omogenee, per consentire un immediato confronto tra i diversi modelli proposti.

Le 4 classi di potenza e le rispettive miniturbine considerate sono:

- **Classe 1 kW:**
 - *BWC XL.1*, della *Bergey Windpower*;
 - *Whisper 200*, della *Southwest Windpower*;
- **Classe 3 kW:**
 - *WT 2500* (da 2,5 kW), della *Proven Energy*;
 - *Whisper 500*, della *Southwest Windpower*;
- **Classe 5 kW:**
 - *GEV 6/5*, della *Vergnet*;
 - *WT 6000* (da 6 kW), della *Proven Energy*;
- **Classe 10 kW:**
 - *GEV 7/10*, della *Vergnet*;
 - *Jacobs[®] 23/10*, della *WTIC*.

Per questa simulazione sono state considerate le curve di distribuzione della velocità del vento di tre diversi siti della Sicilia, corrispondenti ad altrettante stazioni meteo, costruite utilizzando i

dati anemometrici rilevati dall'Aeronautica Militare a 10 metri d'altezza dal suolo e raccolti in uno studio realizzato da questa Università. I tre siti sono stati scelti tra i nove disponibili in modo da rappresentare altrettante curve di distribuzione, caratterizzate da diverse velocità medie del vento e da diversi parametri di forma, e sono i seguenti:

- Palermo;
- Trapani;
- Cozzo Spadaro.

Per ognuna delle tre stazioni, inoltre, per la determinazione del profilo di velocità al variare dell'altezza (così come descritta nel paragrafo 2.1.5.) è stata considerata l'influenza di due diverse tipologie di terreno, considerato una volta come "campagna senza ostacoli" e l'altra come "area suburbana", quest'ultima condizione utilizzata per la simulazione in area industriale o periferica.

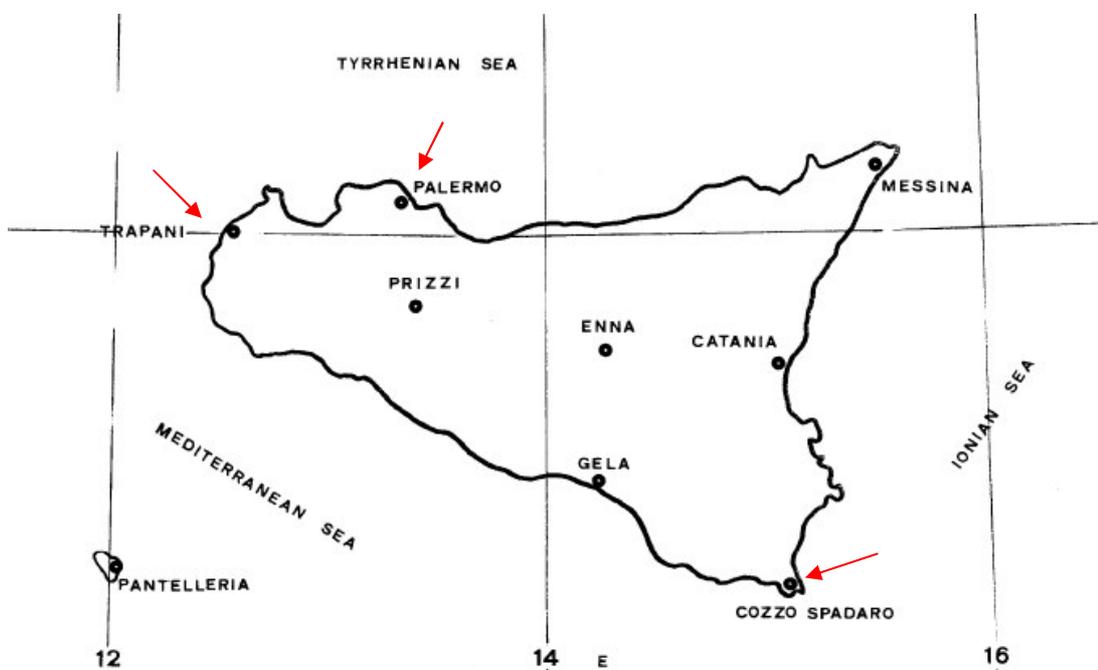


Figura 5.1: Ubicazione delle stazioni anemometriche (freccie in rosso)

5.1. Stazioni anemometriche

Per ogni stazione anemometrica considerata sono disponibili, grazie ad uno studio effettuato da questa Università, i parametri per la determinazione della curva di distribuzione delle velocità del vento $t(v)$, secondo l'espressione di Weibull (2.26), qui riportata per comodità:

$$(2.26) \quad t(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left\{ - \left(\frac{v}{c} \right)^k \right\}.$$

Tali parametri sono il parametro di scala, indicato con c , e il parametro di forma, indicato con k . L'espressione (2.26) cade in difetto qualora la velocità del vento sia nulla. Per tenere conto di questo fattore, per ogni stazione è stata misurata anche la *frequenza delle calme*, espressa in percentuale ed indicata con s , ossia la frequenza degli eventi in cui la velocità del vento è nulla, pertanto, quando si calcola con la (2.26) la frequenza alla quale il vento soffia ad una data velocità, il dato che si ottiene va moltiplicato per $(100-s)\%$ per ricavare il valore reale. In questa simulazione, per non appesantire ulteriormente la presentazione dei dati, il parametro s è stato inserito solo nell'ultima equazione, in quanto si è sfruttata la proprietà associativa.

Le tre stazioni anemometriche sono state scelte in modo da comprendere un ampio spettro di parametri. In particolare, la stazione di Cozzo Spadaro presenta la velocità media più alta tra le stazioni disponibili, mentre quella di Palermo è una delle stazioni la cui velocità media è più bassa, scelta per la sua importanza. La stazione di Trapani, infine, è l'unica delle tre in cui i dati anemometrici sono ricavati nell'arco delle 24h. Essa presenta caratteristiche intermedie alle altre, ma è caratterizzata da un valore piuttosto elevato della frequenza delle calme.

Le tre stazioni e i relativi parametri sono descritti dalla tabella seguente:

	c	k	s
Palermo	4,38	1,72	15,61
Trapani	5,65	1,89	26,70
Cozzo Spadaro	6,33	1,88	9,26

Tabella 5.1: Stazioni anemometriche

5.2. Metodologia

La metodologia adoperata per la realizzazione di questo studio è consistita delle seguenti operazioni:

1. Determinazione della *tabella di potenza* per ognuna delle otto miniturbine considerate, estrapolandola dai grafici forniti dai costruttori;
2. Determinazione del *profilo di velocità* per le tre stazioni e per i due diversi terreni considerati;
3. Elaborazione delle due *curve di distribuzione della velocità* del vento per ciascuno dei terreni delle tre stazioni anemometriche;
4. Calcolo della *produzione energetica* di ogni turbina, considerando di volta in volta una diversa stazione meteo e un diverso tipo di terreno. Il calcolo è stato ripetuto per le altezze delle rispettive torri, così come indicate dai produttori;
5. Riassunto e comparazione *grafica* dei risultati.

Di seguito si darà la descrizione in dettaglio di ogni singola operazione.

5.2.1. Determinazione della tabella di potenza

Le curve di potenza fornite dai costruttori per ognuna della miniturbine prese in esame sono state ingrandite e stampate. Dallo stampato è stata successivamente ricavata, per interpolazione lineare, la potenza espressa dalla macchina per ogni velocità compresa tra 0 e 25 metri e si è costruita la relativa tabella; dalla tabella ottenuta si è poi nuovamente costruito il grafico, per verificarne l'uguaglianza con la curva di potenza.

Per avere un migliore riscontro sui dati finali, le curve di potenza relative alle due turbine appartenenti alla stessa classe sono state raggruppate in un unico grafico. Inoltre sono stati ricavati anche due diagrammi riassuntivi in cui sono stati messi a confronto tutti e otto i miniaerogeneratori, una volta per l'intero campo di velocità e un'altra volta, per ottenere un ingrandimento, considerando solo il campo delle velocità comprese tra 0 e 10 m/s, campo in cui le diverse curve di potenza presentavano le sovrapposizioni maggiori.

Nelle pagine seguenti si riportano la tabella di potenza ricavata per tutte le otto miniturbine e le relative curve di potenza, inclusi i grafici riassuntivi.

Capitolo 5 – Casi studio

Turbina: v [m/s]	BWC XL.1 W(v)	Whisper 200 W(v)	Whisper 500 W(v)	WT2500 W(v)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	20	0	0	65
4	60	50	230	170
5	115	170	500	340
6	230	300	820	540
7	385	460	1200	790
8	540	630	1600	1080
9	710	770	2120	1460
10	895	885	2580	1860
11	1070	960	3000	2170
12	1200	985	3250	2450
13	1225	1000	3300	2700
14	1185	1000	3250	2800
15	1130	985	3150	2860
16	1080	960	2950	2800
17	1030	930	2750	2740
18	980	900	2550	2740
19	930	860	2350	2740
20	880	810	2150	2740
21	830	750	1950	2740
22	780	680	1750	2740
23	725	600	1550	2740
24	660	510	1350	2740
25	590	410	1150	2740
Turbina: v [m/s]	GEV 6/5 W(v)	WT6000 W(v)	GEV 7/10 W(v)	Jacobs 23/10 W(v)
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	200	0	80
4	150	450	0	300
5	350	1000	100	800
6	950	1550	1100	1500
7	1600	2100	2400	2300
8	2450	3000	3700	3600
9	3250	4000	5100	5200
10	4000	5050	6500	7600
11	4600	5950	7800	9800
12	5000	6400	8900	10000
13	5200	6400	10000	10000
14	5250	6200	10800	10000
15	5300	6100	11600	10000
16	5250	6000	12200	10000
17	5200	6000	12600	10000
18	5100	6000	12800	10000
19	5050	6000	12800	10000
20	4950	6000	12800	10000
21	4850	6000	12800	10000
22	4750	6000	12800	10000
23	4650	6000	12800	10000
24	4550	6000	12800	10000
25	4400	6000	12800	10000

Tabella 5.2: Potenza sviluppata al variare della velocità del vento (Watt)

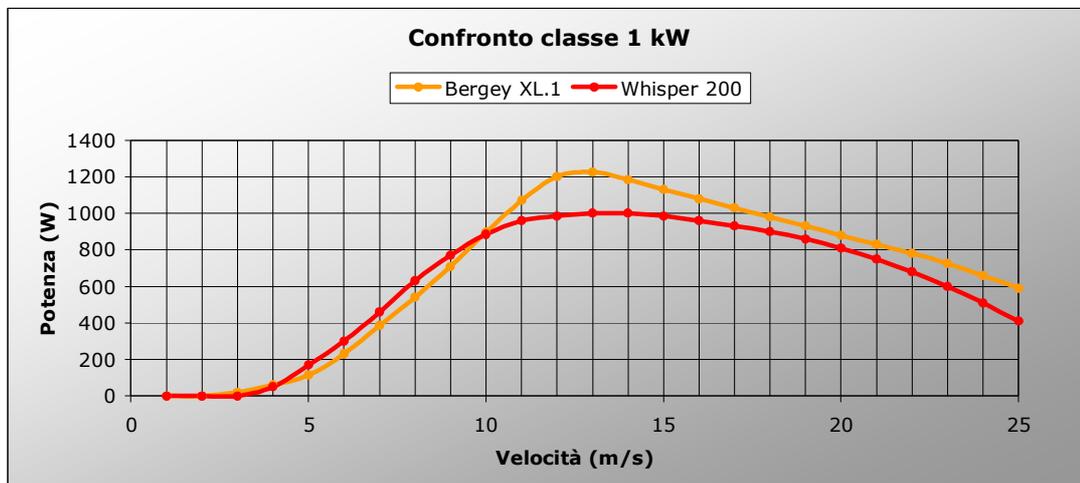


Grafico 5.1: Confronto tra BWC XL.1 e Whisper 200

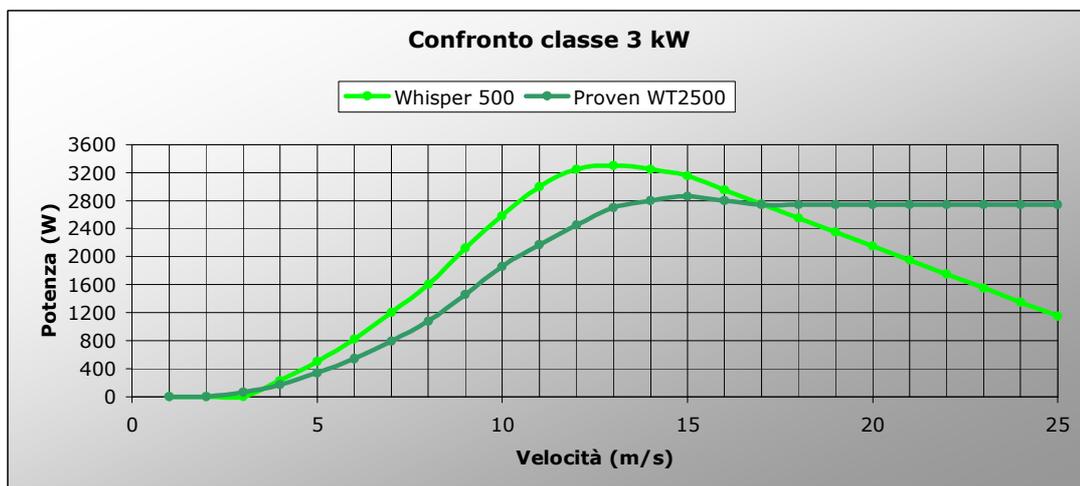


Grafico 5.2: Confronto tra Proven WT2500 e Whisper 500

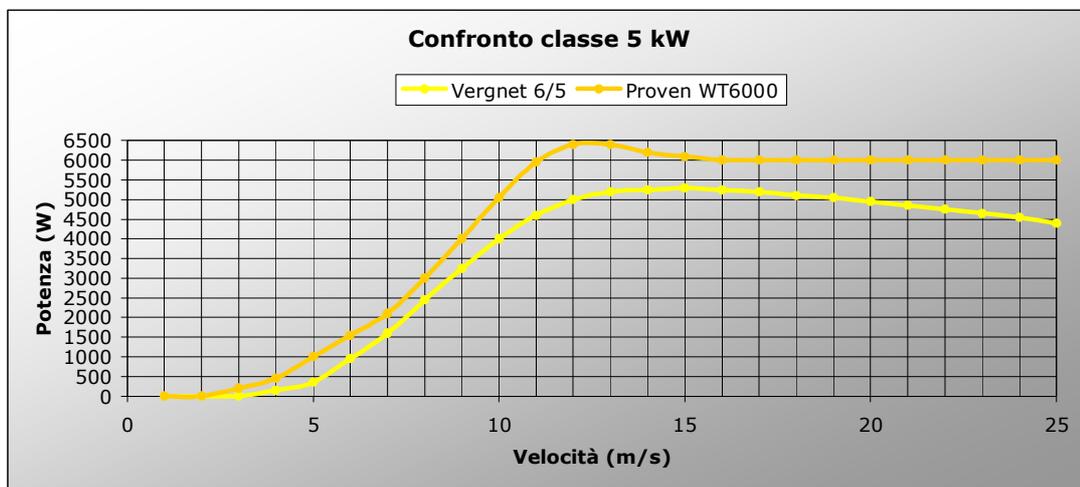


Grafico 5.3: Confronto tra Vergnet 6/5 e Proven WT6000

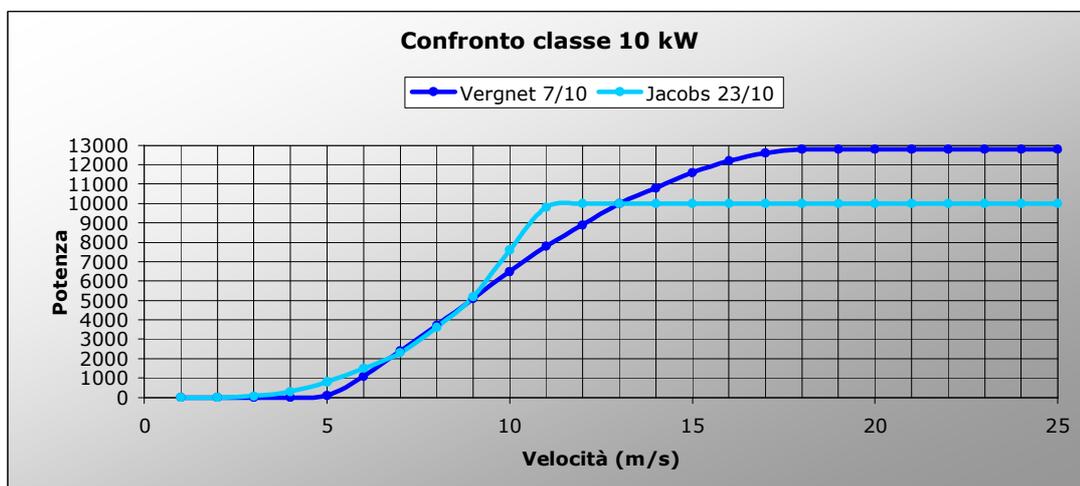


Grafico 5.4: Confronto tra Vergnet 7/10 e Jacobs 23/10

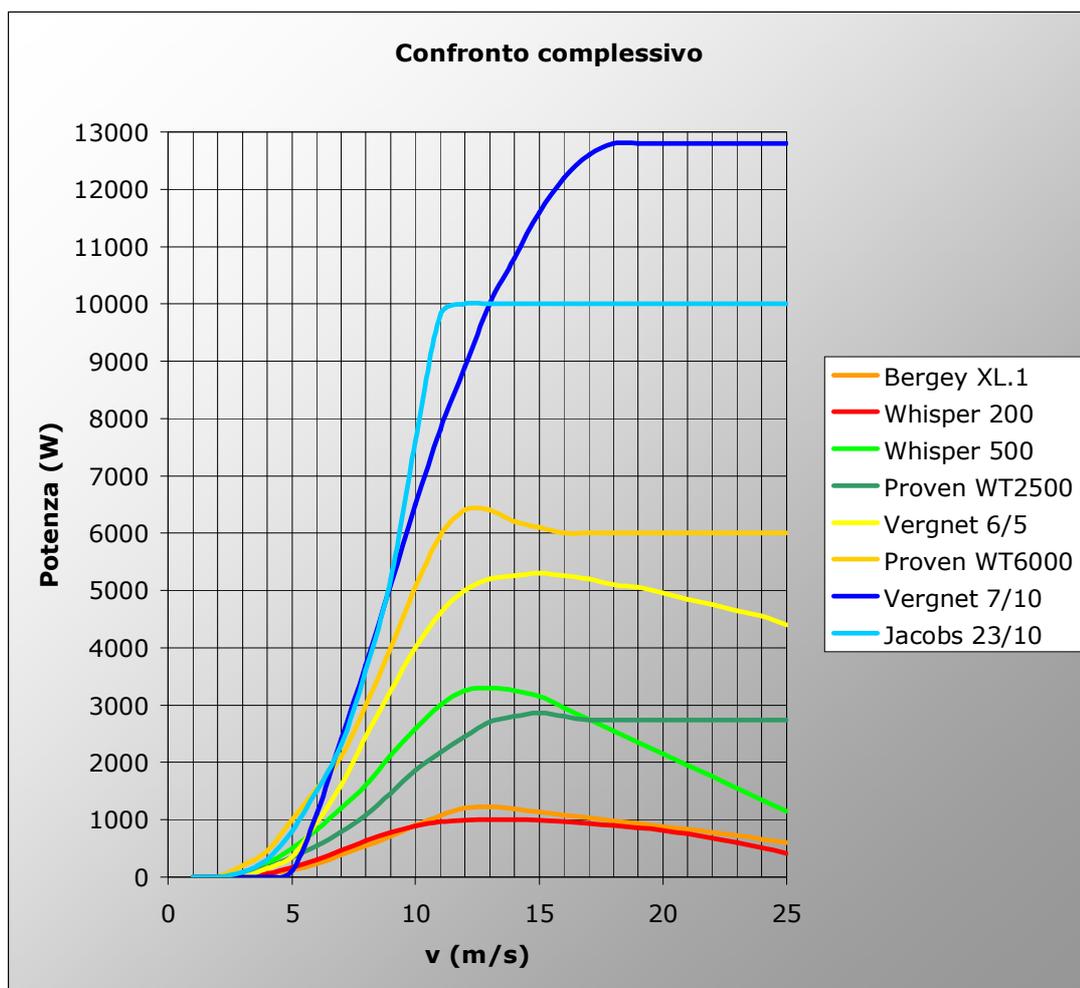


Grafico 5.5: Confronto tra tutte le miniturbine

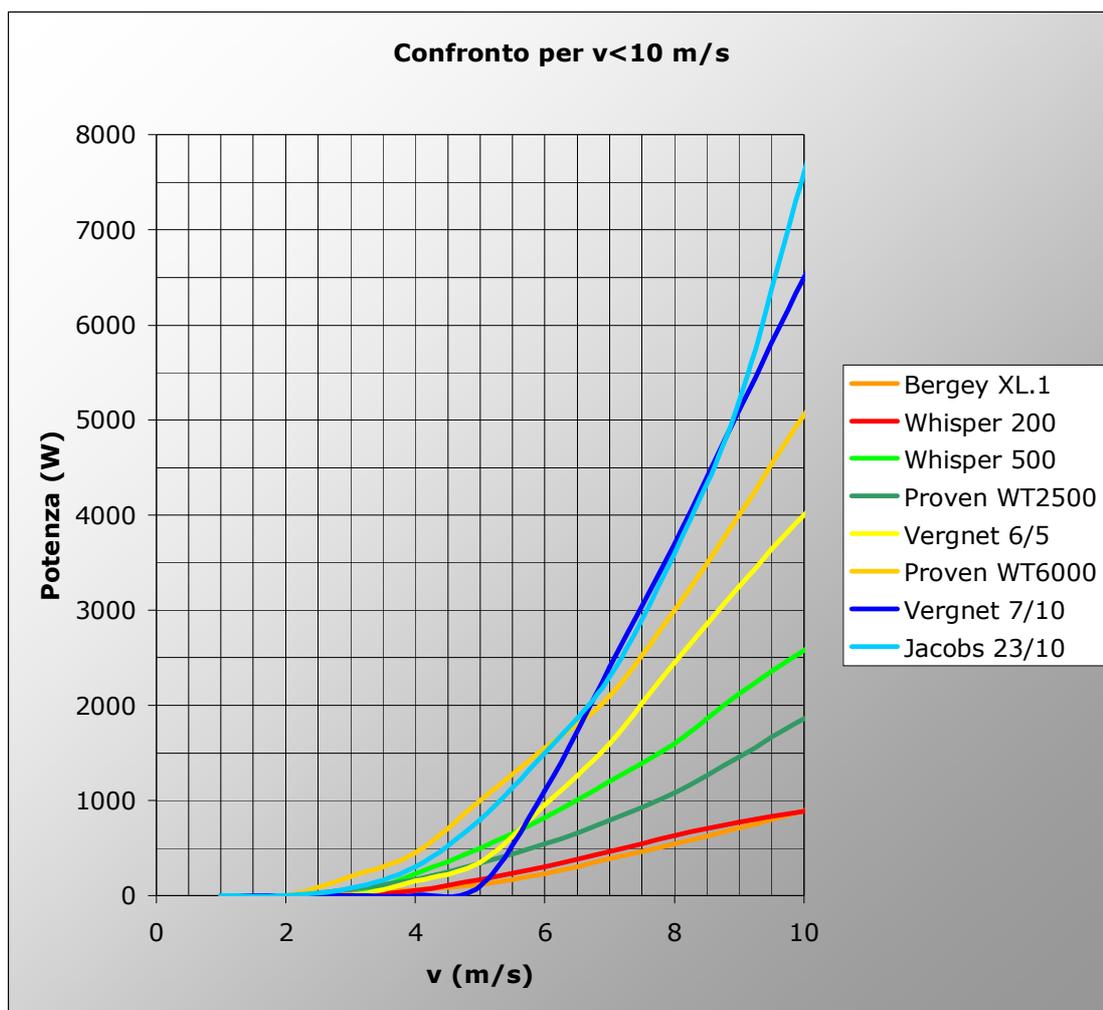


Grafico 5.6: Confronto tra tutte le miniturbine per $v < 10$ m/s

5.2.2 Determinazione del profilo di velocità

Dai dati sulla velocità media del vento, relativi alle tre stazioni anemometriche considerate, sono stati costruiti i rispettivi profili di velocità utilizzando l'equazione (2.23), che per comodità qui si riporta:

$$(2.23) \quad v = v_0 \cdot \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha.$$

Riguardo al parametro α relativo ai due diversi tipi di terreno considerati sono stati utilizzati i valori riportati nella tabella 2.1. Per il terreno "campagna senza ostacoli" risulta $\alpha=0,12$, invece per il terreno "area suburbana" vale $\alpha=0,22$.

Nelle pagine seguenti si riportano i diversi profili di velocità per le diverse località prese in considerazione. In rosso è evidenziata la velocità misurata a 10 m dal livello del suolo, presa come riferimento.

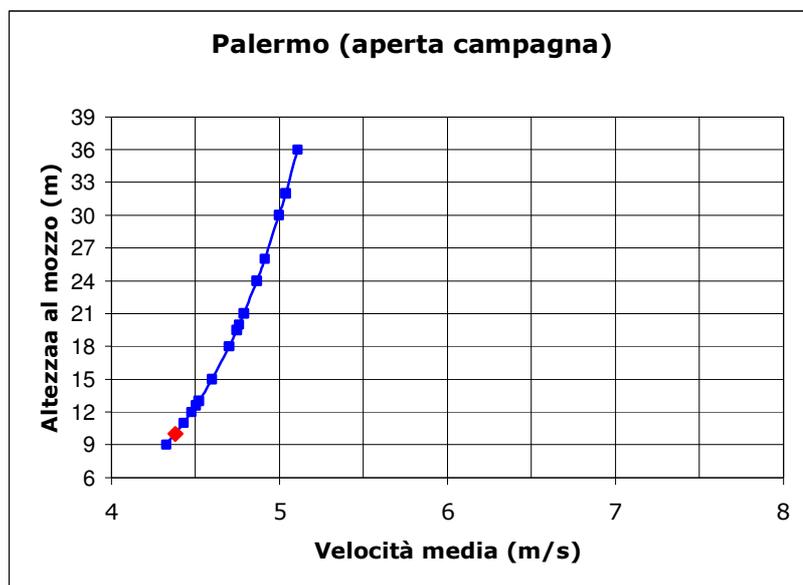


Grafico 5.7a: Profilo di velocità per Palermo – aperta campagna

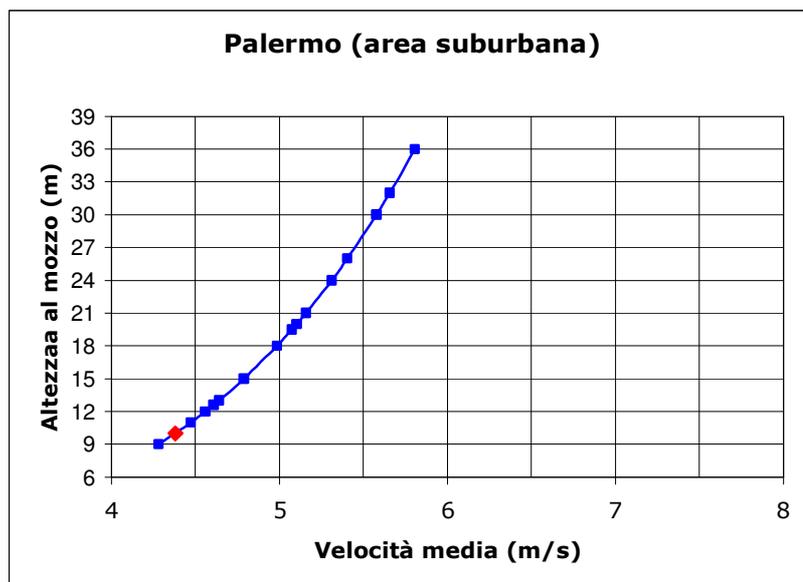


Grafico 5.7.b: Profilo di velocità per Palermo – area suburbana

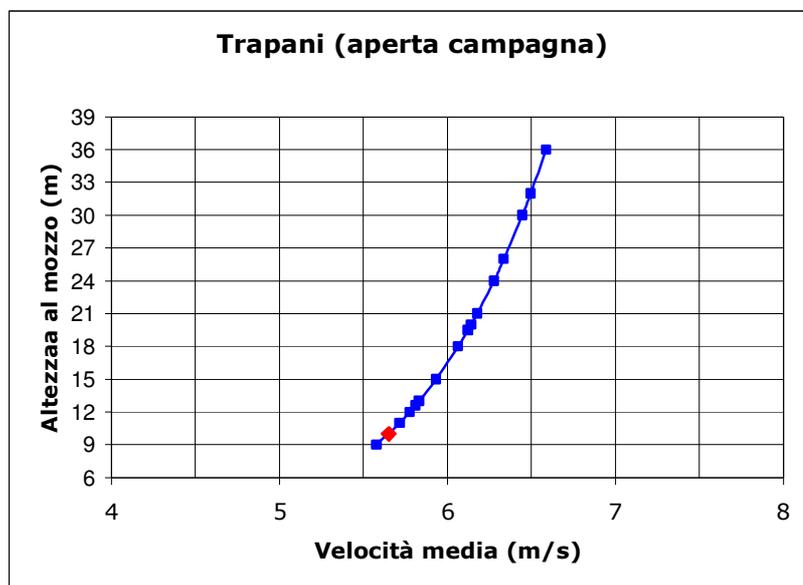


Grafico 5.8a: Profilo di velocità per Trapani – aperta campagna

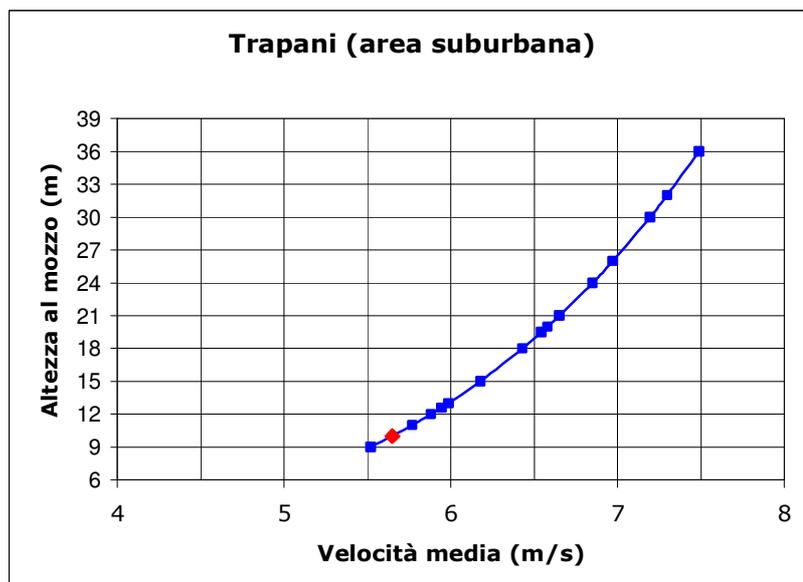


Grafico 5.8b: Profilo di velocità per Trapani – area suburbana

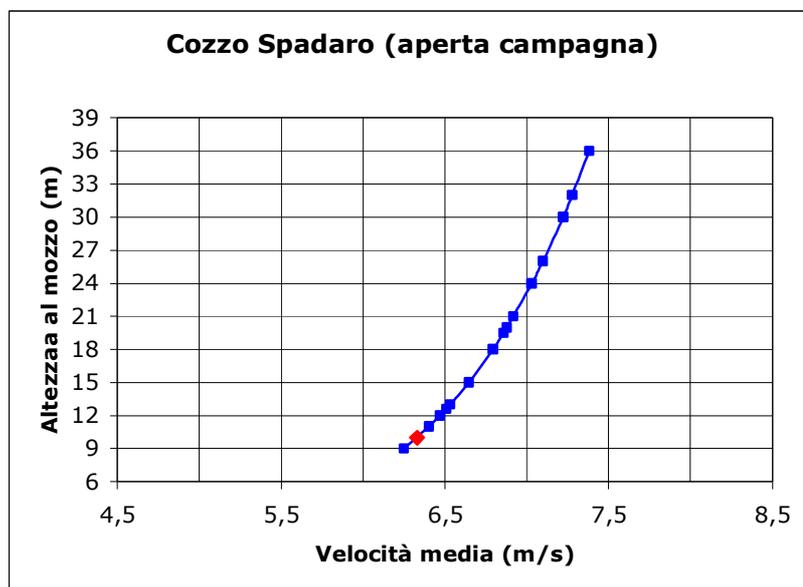


Grafico 5.9a: Profilo di velocità per Cozzo Spadaro – aperta campagna

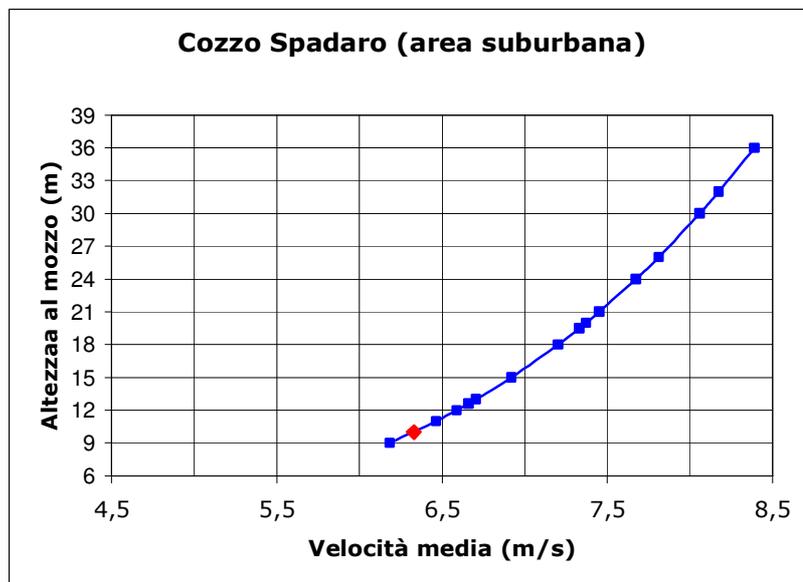
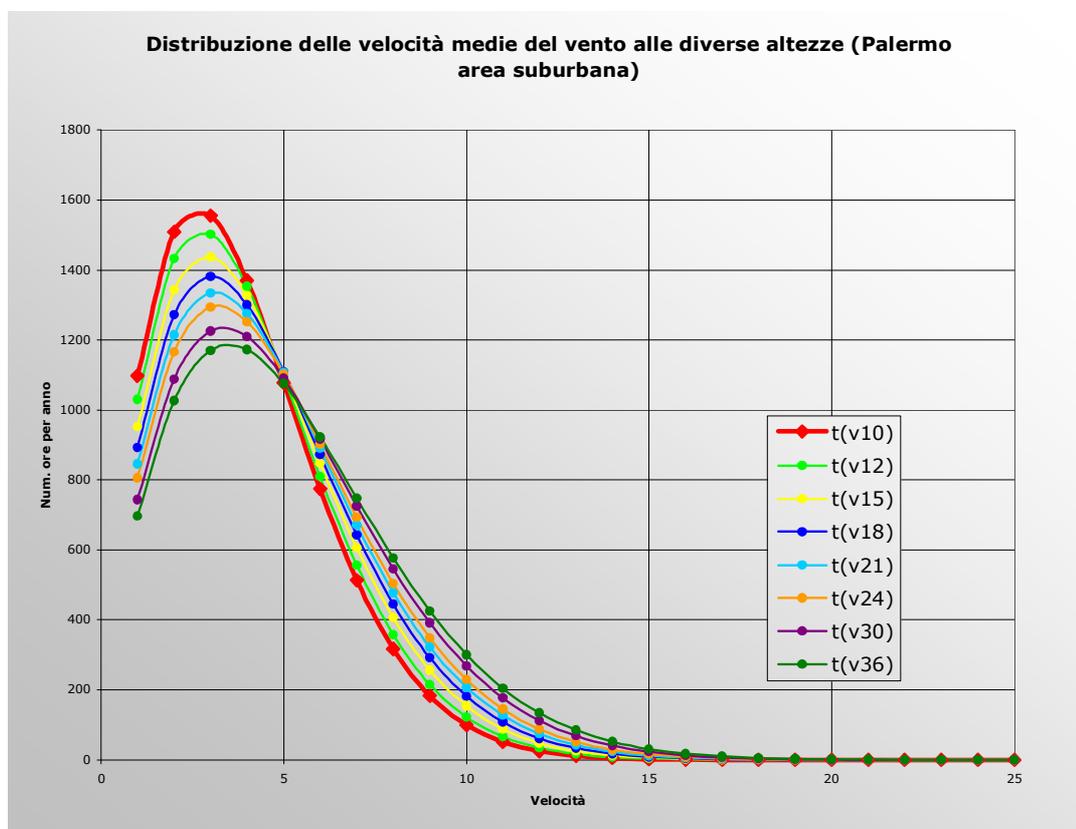
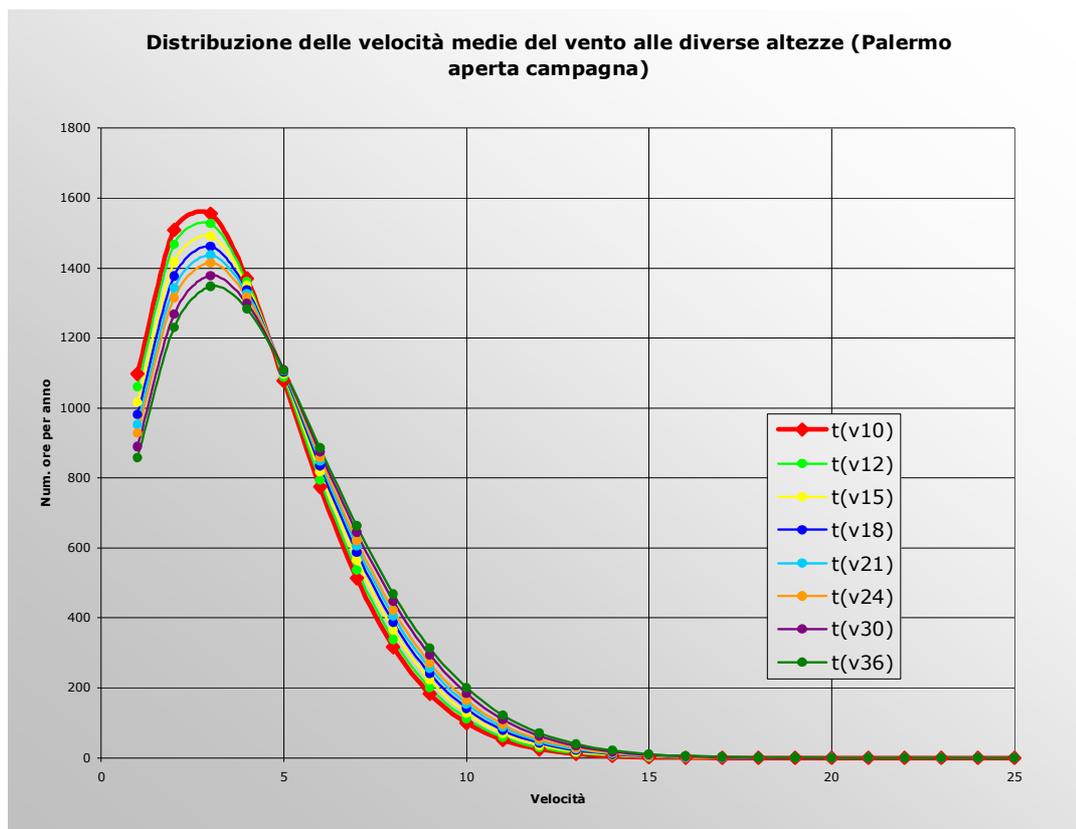


Grafico 5.9b: Profilo di velocità per Cozzo Spadaro – area suburbana

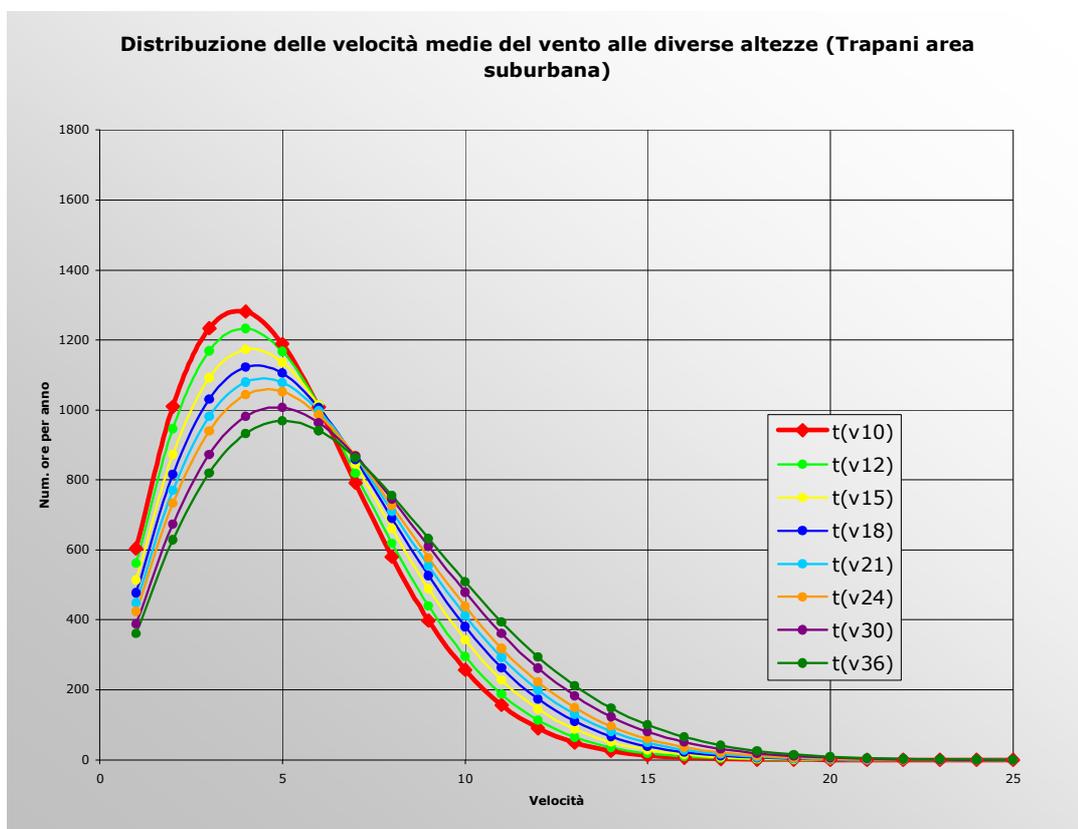
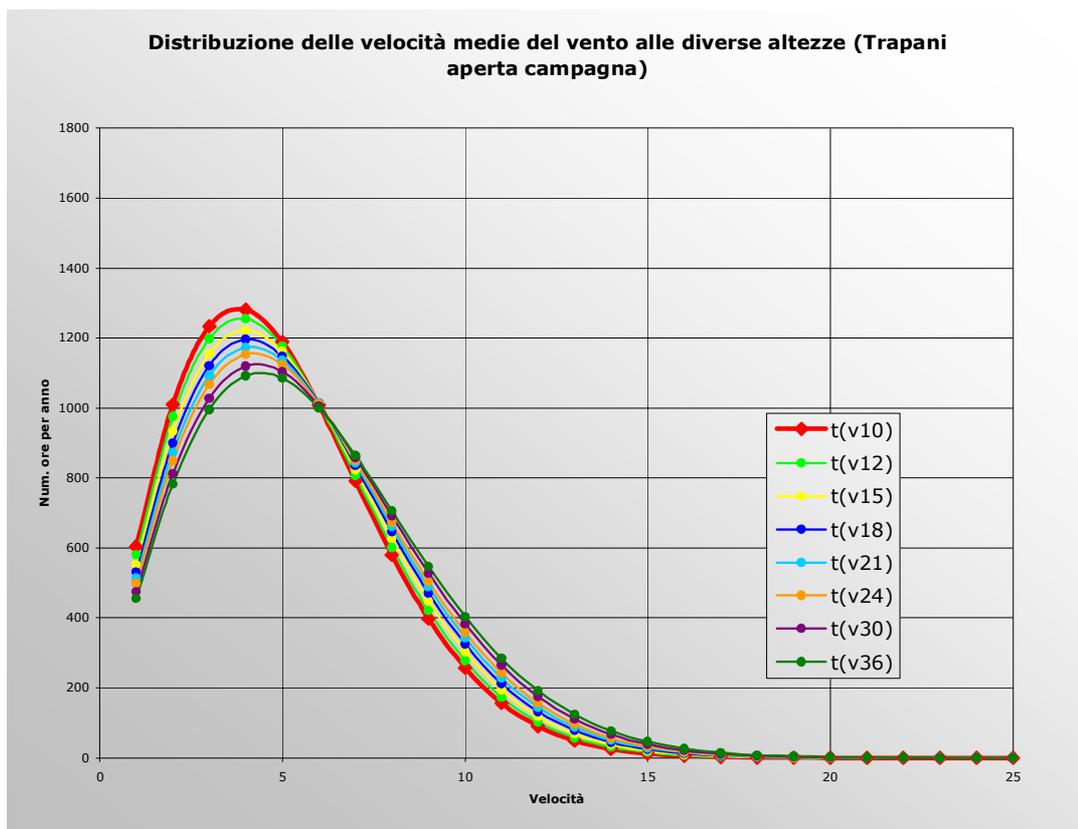
5.2.3. Elaborazione delle curve di distribuzione della velocità

Dalla conoscenza dei parametri di Weibull di ciascuna stazione, riportati in tabella 5.1, e del profilo della velocità del vento al variare dell'altezza, utilizzando la (2.26) si sono costruite per ciascuna stazione diverse curve di distribuzione delle velocità del vento $t(v_i)$, ove l'indice i è relativo proprio all'altezza per la quale la curva è stata calcolata. Le altezze prese in esame sono quelle indicate dagli stessi costruttori per le torri delle turbine considerate. Poiché ogni turbina può essere installata su torri aventi diversa altezza, sono state ricavate molte curve. Di queste, solo alcune sono state rese in forma grafica, per non complicare la leggibilità dei risultati. Le curve diagrammate sono la curva della velocità all'altezza di riferimento (10 metri), che resta invariata al variare del terreno considerato, e le curve relative alle altezze di 12, 15, 18, 21, 24, 30 e 36 metri. Per tutte le altre in ogni caso i valori sono stati ugualmente ricavati e tabellati, in quanto utili per le successive determinazioni.

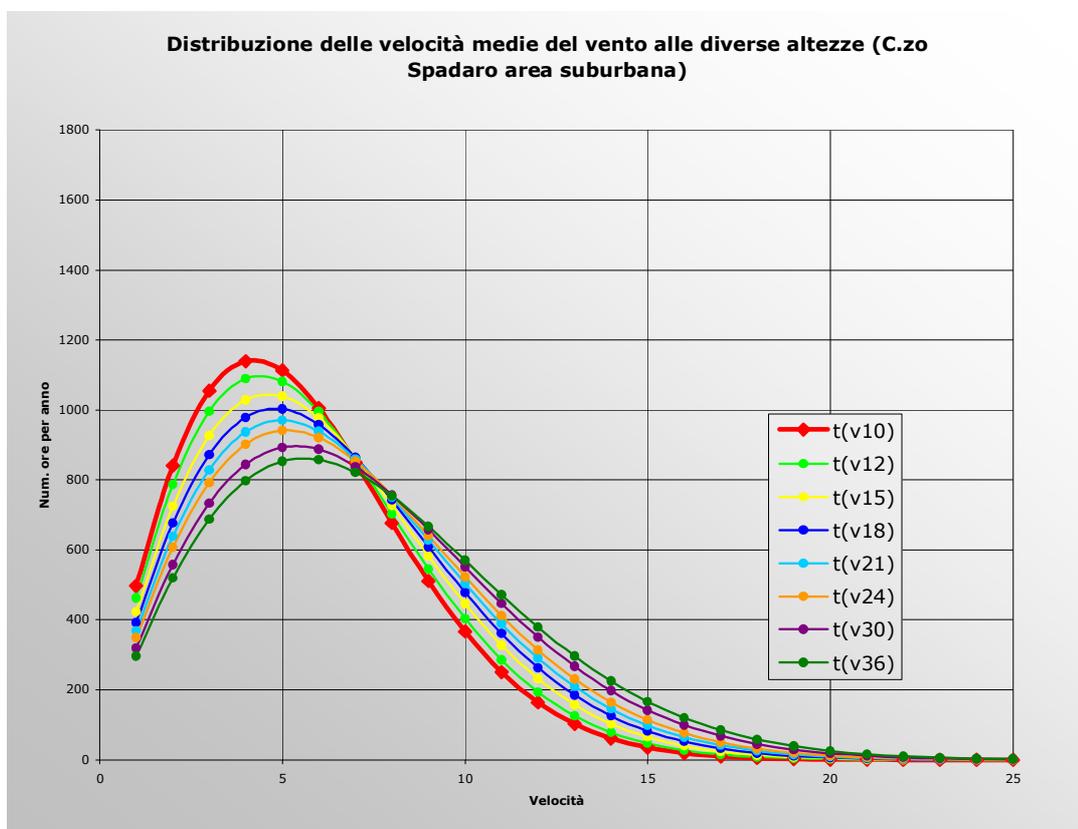
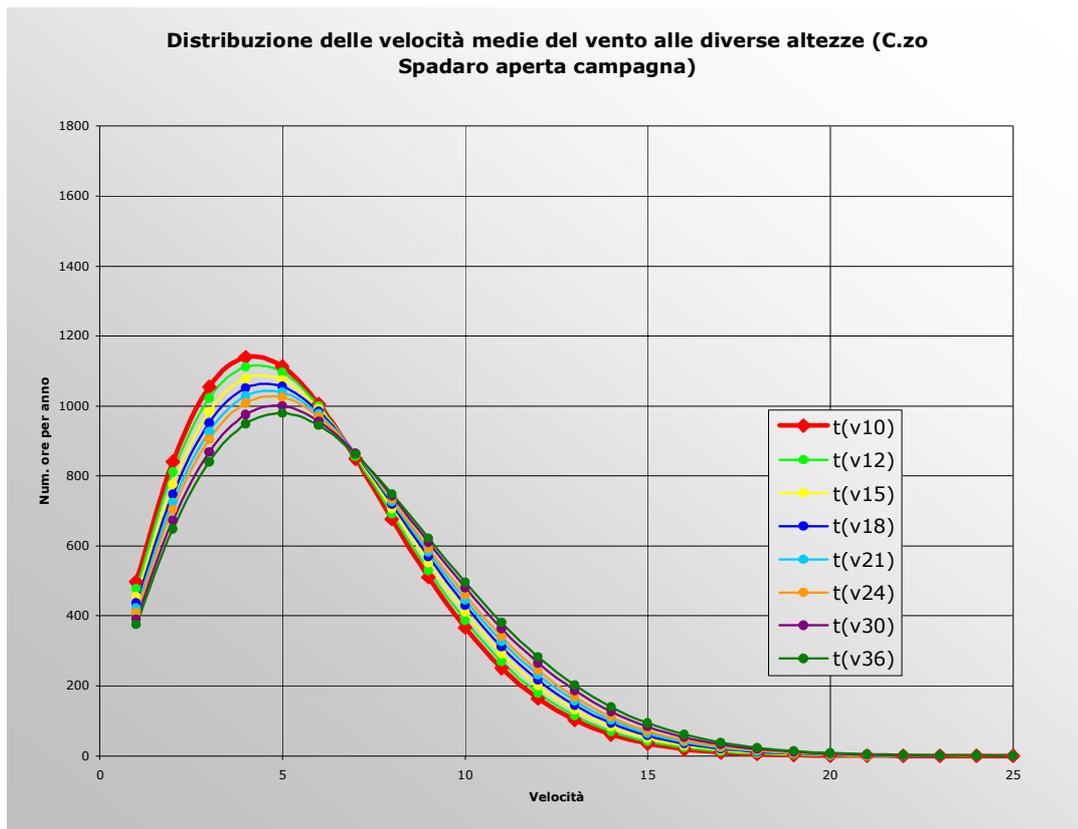
Nelle pagine che seguono sono riportati i grafici delle curve di distribuzione di velocità per le tre località, per i due terreni considerati e per le diverse quote di riferimento. Per tutte le stazioni si osservano uno spostamento verso destra di tutti i grafici, tanto più pronunciato quanto maggiore è il coefficiente di rugosità α , e un appiattimento della curva, tanto più significativo quanto maggiore è il parametro di forma k . Ciò è dovuto all'aumento della velocità media in base alla quota.



Grafici 5.10a+b



Grafici 5.11a+b



Grafici 5.12a+b

5.2.4. Produzione energetica

Una volta determinate per ciascun sito le curve $t(v)$ di distribuzione della velocità del vento relative alle diverse quote sul suolo è stata calcolata la produzione elettrica di ogni miniturbina, considerando per ognuna di esse le diverse altezze della torre, come proposte dai rispettivi costruttori.

Anche se descritti graficamente mediante curve continue, in realtà i dati disponibili sono in forma discreta, pertanto, in luogo dell'integrale (2.25), per calcolare la produzione energetica è stata utilizzata la sommatoria (2.27), che qui si riporta:

$$(2.27) \quad E = \Delta v \cdot \sum_{j=v_i}^{v_o} W_j \cdot n_{hj} .$$

I risultati ottenuti, inoltre, sono stati moltiplicati per un fattore 0,9, per tenere conto delle eventuali perdite. A causa della grande abbondanza di dati, nelle pagine che seguono i risultati relativi alla produzione energetica realizzata dalle miniturbine nelle località considerate sono riportati in forma di tabelle.

Palermo (aperta campagna)

5.3a

Classe 1 kW		Altezza torre (m)						
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	855		1002	1083		1149		
BWC XL.1	815	919			1054		1142	1215

5.3b

Classe 3 kW		Altezza torre (m)			
Turbina	9	11	12,6	21	
WT 2500			1865		
Whisper 500	2449			2717	3160

5.3c

Classe 5 kW		Altezza torre (m)			
Turbina	9	12	15	18	
GEV 6/5			3328		3842
WT 6000	4871			5647	

5.3d

Classe 10 kW		Altezza torre (m)			
Turbina	18	24	30	36	
GEV 7/10	5288	5941	6483		
Jacobs 23/10		7326	7899	8390	

Tabelle 5.3 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Palermo (aperta campagna)

Trapani (aperta campagna)

5.4a

Classe 1 kW	Altezza torre (m)							
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	1133		1288	1370		1437		
BWC XL.1	1274	1414			1588		1699	1789

5.4b

Classe 3 kW	Altezza torre (m)			
Turbina	9	11	12,6	21
WT2500		2417		
Whisper 500	3227		3522	3996

5.4c

Classe 5 kW	Altezza torre (m)			
Turbina	9	12	15	18
GEV 6/5		4688		5279
WT6000	6265		7131	

5.4d

Classe 10 kW	Altezza torre (m)			
Turbina	18	24	30	36
GEV 7/10	7958	8758	9408	
Jacobs 23/10		10041	10702	11258

Tabelle 5.4 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Trapani (aperta campagna)

Cozzo Spadaro (aperta campagna)

5.5a

Classe 1 kW		Altezza torre (m)						
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	2187		2441	2573		2678		
BWC XL.1	2047	2243			2481		2630	2748

5.5b

Classe 3 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	11	12,6	21
WT2500		4732		
Whisper 500	6277		6779	7562

5.5.c

Classe 5 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	12	15	18
GEV 6/5		9396		10411
WT6000	12154		13640	

5.5.d

Classe 10 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	18	24	30	36
GEV 7/10	16529	17969	19129	
Jacobs 23/10		19923	21050	21986

Tabelle 5.5 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Cozzo Spadaro (aperta campagna)

Palermo (area suburbana)

5.6a

Classe 1 kW		Altezza torre (m)						
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	831		1107	1265		1398		
BWC XL.1	791	986			1254		1437	1593

5.6b

Classe 3 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	11	12,6	21
WT2500		1909		
Whisper 500	2382		2879	3751

5.6c

Classe 5 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	12	15	18
GEV 6/5		3515		4528
WT6000	4746		6208	

5.6d

Altezza torre (m)				
Turbina	18	24	30	36
GEV 7/10	6431	7832	9043	
Jacobs 23/10		9313	10568	11664

Tabelle 5.6 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Palermo (area suburbana)

Trapani (area suburbana)

5.7a

Classe 1 kW		Altezza torre (m)						
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	1107		1395	1550		1676		
BWC XL.1	1242	1501			1837		2054	2230

5.7b

Classe 3 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	11	12,6	21
WT2500		2469		
Whisper 500	3152		3698	4601

5.7c

Classe 5 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	12	15	18
GEV 6/5		4905		6038
WT6000	6123		7739	

5.7d

Classe 10 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	18	24	30	36
GEV 7/10	9346	10982	12347	
Jacobs 23/10		12277	13614	14742

Tabelle 5.7 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Trapani (area suburbana)

Cozzo Spadaro (area suburbana)

5.8a

Classe 1 kW		Altezza torre (m)						
Turbina	9	13	15	19,5	20	24	26	32
Whisper 200	2144		2611	2856		3048		
BWC XL.1	2001	2363			2810		3088	3307

5.8b

Classe 3 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	11	12,6	21
WT2500		4825		
Whisper 500	6149		7071	8528

5.8c

Classe 5 kW		Altezza torre (m)		
Turbina	9	12	15	18
GEV 6/5		9771		11685
WT6000	11906		14659	

5.8d

Altezza torre (m)				
Turbina	18	24	30	36
GEV 7/10	19018	21886	24227	
Jacobs 23/10		23679	25855	27651

Tabelle 5.8 a-d: Produzione di elettricità in kWh, Cozzo Spadaro (area suburbana)

5.2.5. Comparazione risultati

Per meglio raffrontare le miniturbine, il calcolo è stato ripetuto per le diverse macchine ipotizzando l'installazione ad un'altezza H che fosse uguale per tutte. Le quote considerate sono l'altezza standard di riferimento (10 metri) e un'ulteriore altezza, ipotizzata pari a 24 metri nel caso di terreno in aperta campagna e a 15 metri nel caso di terreno in area suburbana o industriale, a causa della probabile minore disponibilità di spazio. Pertanto, per ogni sito si hanno tre determinazioni, per un totale di nove grafici.

Oltre alla produzione energetica realizzata nel corso dell'anno dall'impianto, per ottenere un'ulteriore valutazione comparativa delle diverse prestazioni delle miniturbine considerate è stata valutata anche la *producibilità*, ossia la quantità di energia prodotta dalla miniturbina per ogni kW nominale. In questo modo è possibile raffrontare miniturbine di diversa taglia di potenza.

I risultati ottenuti sono descritti, mediante grafici, nelle pagine seguenti ma prima meritano alcuni commenti aggiuntivi.

Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica complessiva, in particolare si nota come in alcuni casi (ossia tutti quelli relativi alla stazione anemometrica di Palermo) la turbina Proven WT 6000, di potenza nominale pari a 6 kW, produca più energia della Vergnet GEV 7/10, di potenza nominale 10 kW. La spiegazione di questo fatto apparentemente anomalo va ricercata nella diversa curva di potenza. La miniturbina della Proven Energy infatti è caratterizzata da una velocità di cut-in molto bassa, pari a 2,5 m/s, mentre la Vergnet è quella, tra le turbine prese in esame, la cui velocità di cut-in è maggiore (4,5 m/s). Oltre a ciò, la potenza sviluppata dalla Proven quando la velocità del vento è relativamente bassa, cioè tra i 4 ed i 6 m/s, è molto superiore a quella della Vergnet, come si può notare dai grafici 5.5 e 5.6. Tale range di velocità del vento è proprio quello che si presenta con

maggior frequenza, in particolare per la stazione di Palermo. Ciò implica che vi è una buona parte del tempo durante il quale la Proven è già in grado di produrre energia, mentre la Vergnet non è ancora riuscita ad avviarsi o comunque a fornire delle prestazioni interessanti. Questo dato non viene confermato per quanto riguarda le altre stazioni, che infatti sono caratterizzate da una velocità media del vento superiore.

Un altro dato interessante è costituito dalla maggior quantità di energia fornita dalla Whisper 200 della Southwest Windpower rispetto alla "concorrente" BWC XL.1 della Bergey. Ancora una volta questo dato è spiegato dalla differenza tra le curve di potenza delle due miniturbine, come si vede dal grafico 5.1. In questo caso la curva della Whisper, più "bombata", si mantiene superiore a quella della Bergey, ad andamento più lineare, per tutto il range di velocità compreso tra i 4 e i 10 metri, anche se la differenza è minore qui rispetto al caso precedente. La Bergey, come si vede dal grafico, "recupera" per velocità del vento superiori ma queste, anche nei casi in cui il vento soffia mediamente più forte, si presentano con frequenze decisamente basse e comunque insufficienti a compensare le minori prestazioni che la turbina BWC XL.1 presenta rispetto alla concorrente Whisper 200.

Infine, si nota come anche la turbina Jacobs[®] 23/10 della WTIC offre una migliore prestazione rispetto alla concorrente Vergnet GEV 7/10, dovuta anche in questo caso alle differenze nelle rispettive curve di potenza. Superati i 18 m/sec la GEV presenta una potenza di picco di quasi 13 kW, superiore ai 10 kW nominali della Jacobs, ma quest'ultima raggiunge tale valore per velocità del vento decisamente più basse, inferiori ai 12 m/s.

Considerando invece la diversa producibilità delle miniturbine, si nota complessivamente una buona prestazione delle turbine più piccole rispetto a quelle più grandi. Le differenze sono maggiori nei

casi in cui la velocità media del vento risulta minore, sia che tale fattore sia legato alla stessa località sia che esso sia dovuto a una minore altezza della torre su cui è installata la turbina. In particolare, si osserva come a Palermo, per un'altezza della torre di 10 metri, il valore della producibilità minore sia inferiore di oltre il 50% rispetto alla producibilità ottenuta dalla turbina con le migliori prestazioni. D'altra parte, nella località di Cozzo Spadaro (aperta campagna), considerando un'altezza della torre pari a 24 metri il gap si riduce a circa il 30%. In tutti i casi si osserva una maggiore producibilità delle turbine della Southwest Windpower, presente in tale simulazione con i due modelli Whisper da 1 e 3 kW, mentre la turbina che offre le prestazioni peggiori è ancora una volta la GEV 7/10 della Vergnet.

Con ciò non si intende affatto affermare tout-court che una turbina sia migliore di un'altra, in quanto, come evidenzia particolarmente il caso della Proven, il diverso rendimento di una turbina è legato al regime ventoso del sito prescelto. Inoltre occorre tenere conto anche della differenza dei costi delle macchine e del fatto che le torri effettivamente fornite dai costruttori possono avere altezze differenti.

Palermo, H=10 metri

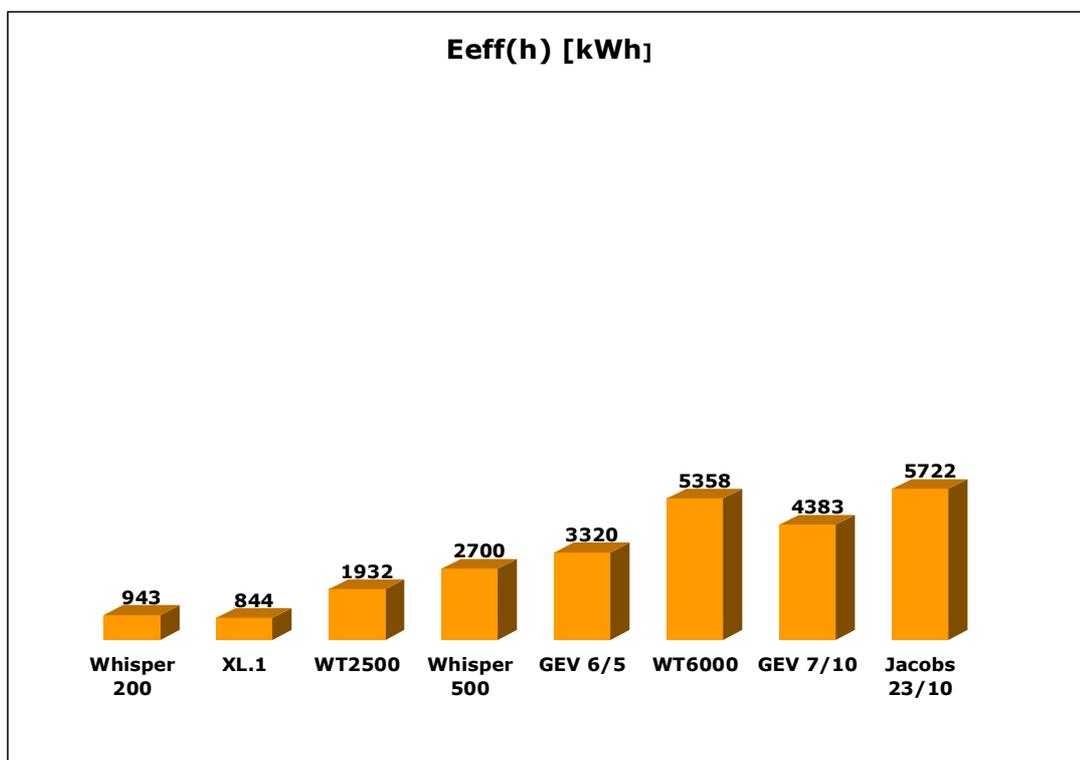


Grafico 5.13a: Produzione energetica

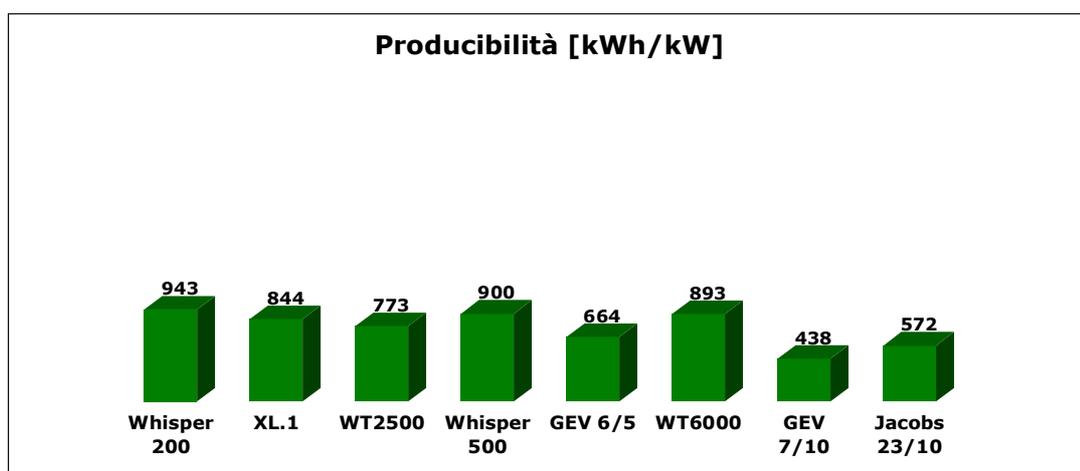


Grafico 5.13b: Producibilità

Trapani, H=10 metri

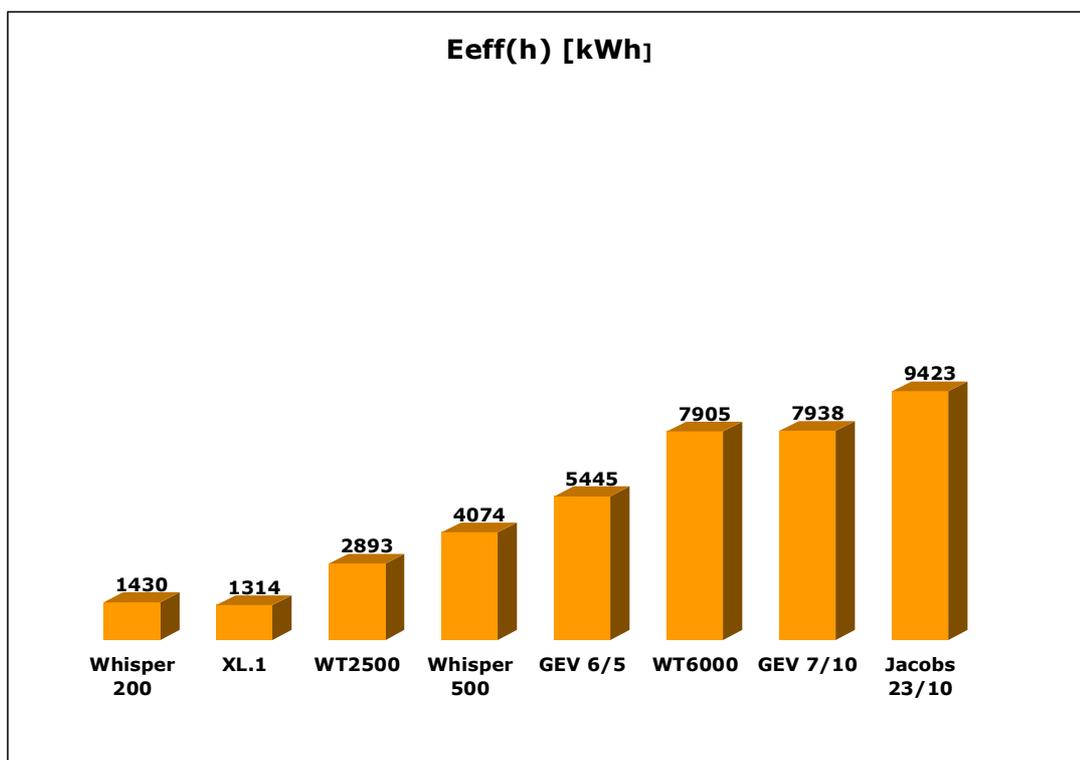


Grafico 5.14a: Produzione energetica

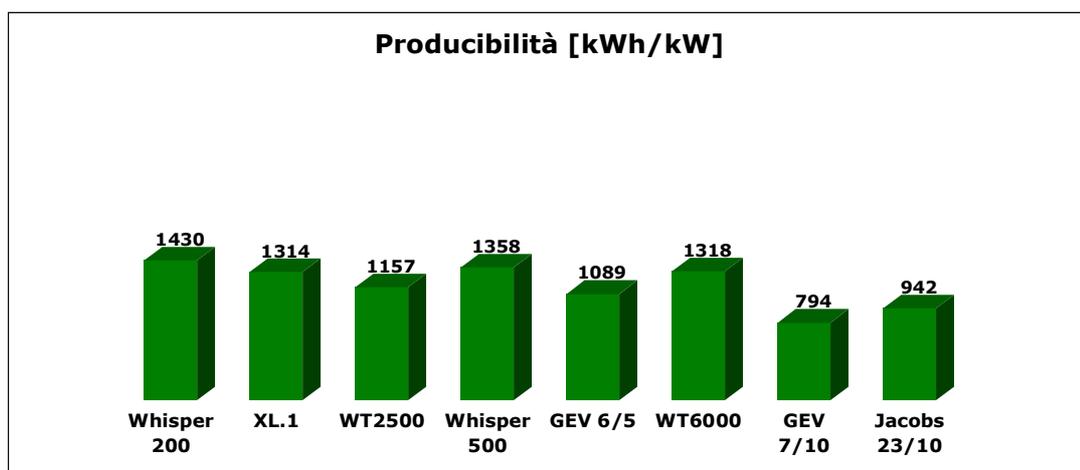


Grafico 5.14b: Producibilità

Cozzo Spadaro, H=10 metri

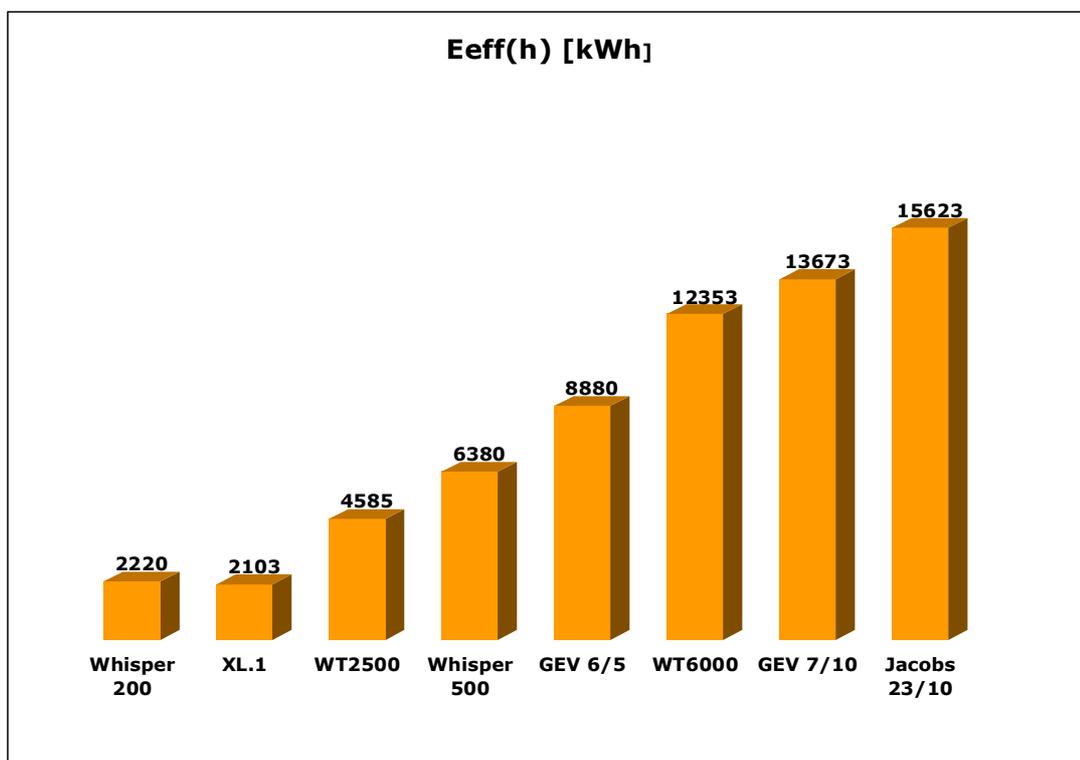


Grafico 5.15a: Produzione energetica

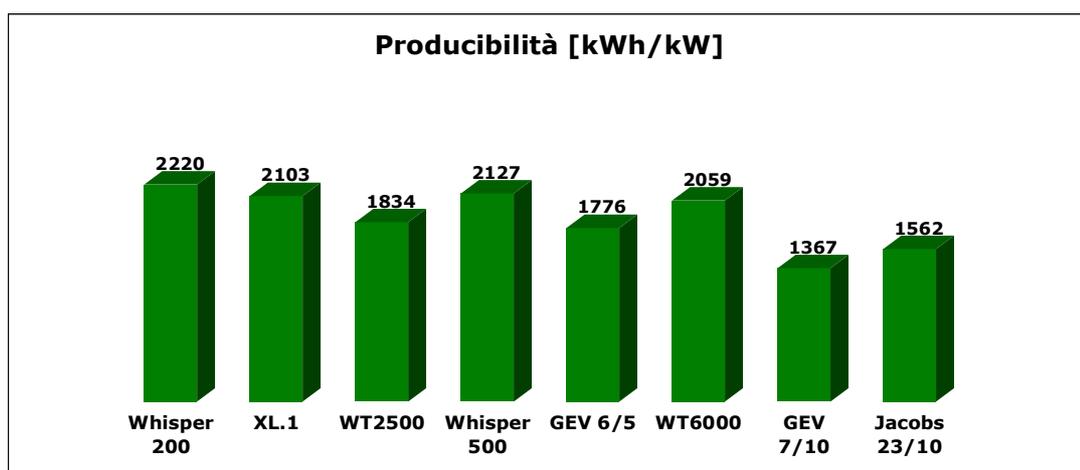


Grafico 5.15b: Producibilità

Palermo, aperta campagna, H=24 metri

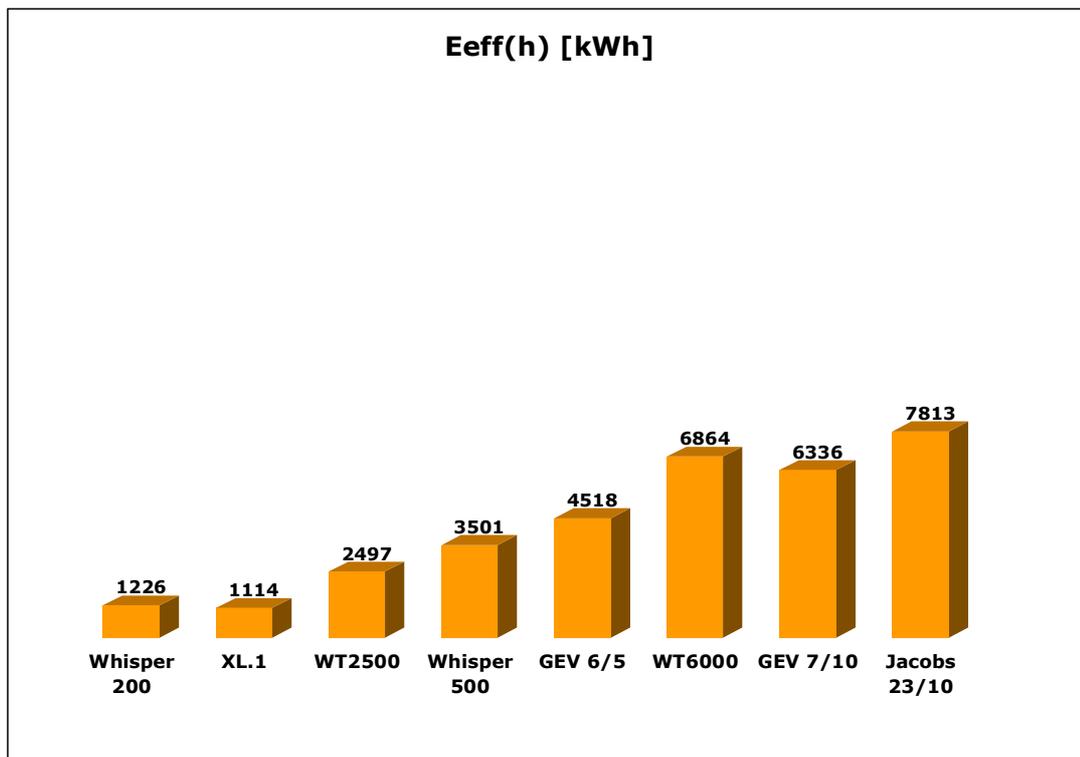


Grafico 5.16a: Produzione energetica

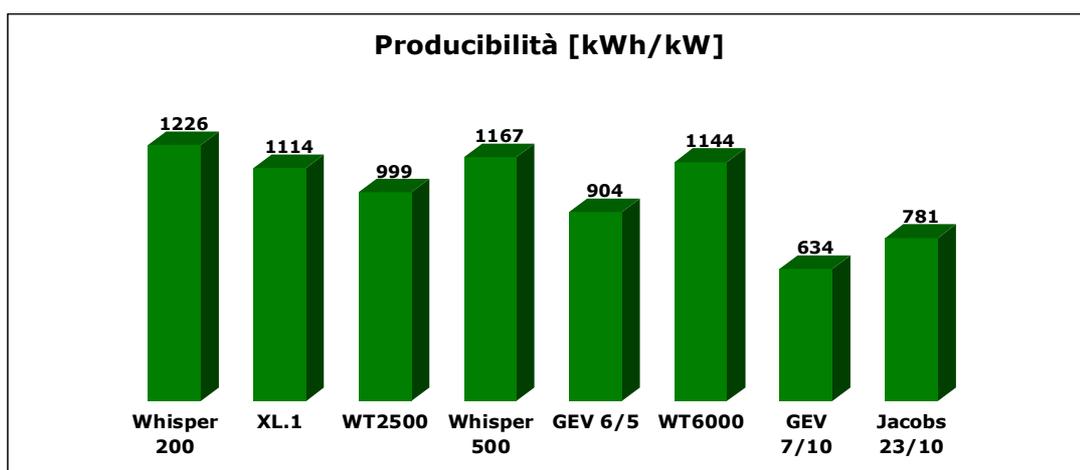


Grafico 5.16b: Producibilità

Trapani, aperta campagna, H=24 metri

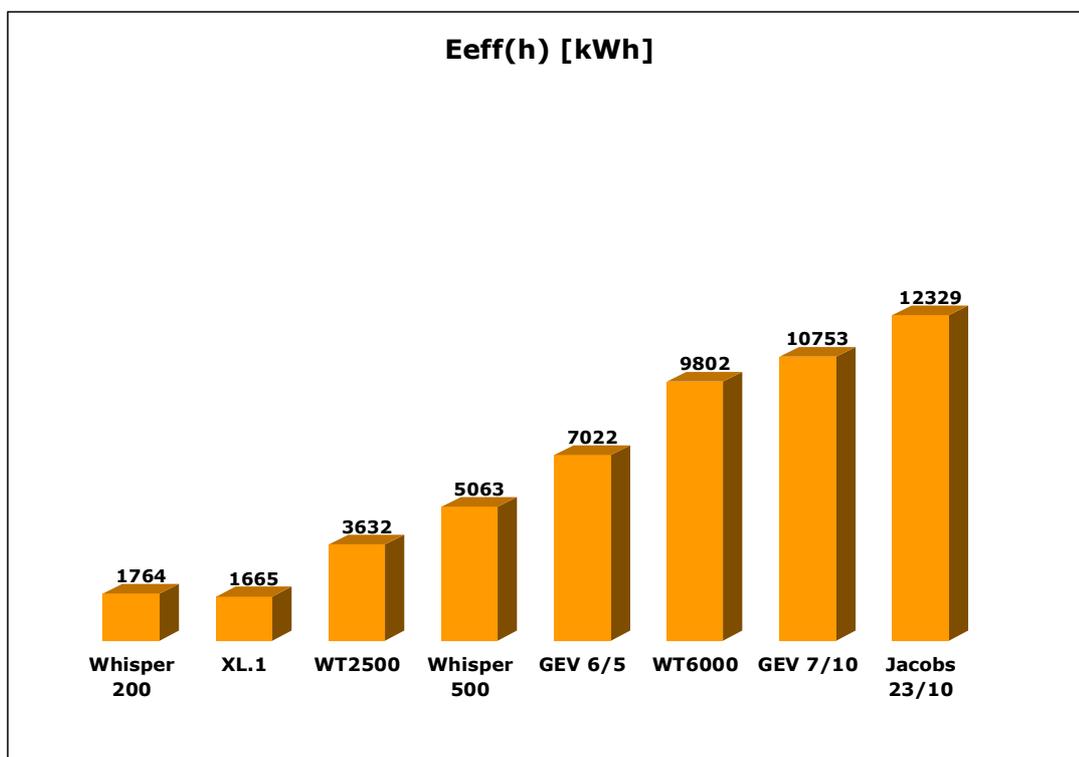


Grafico 5.17a: Produzione energetica

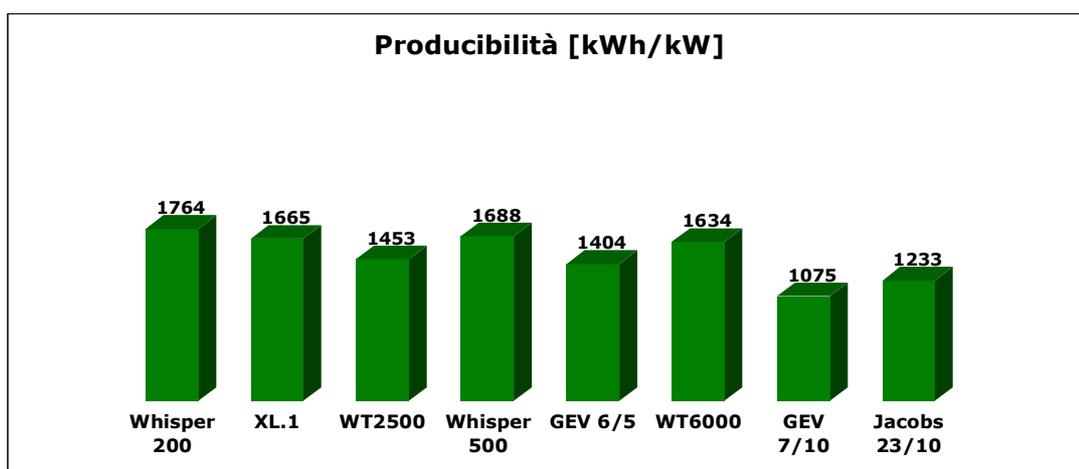


Grafico 5.17b: Producibilità

Cozzo Spadaro, aperta campagna, H=24 metri

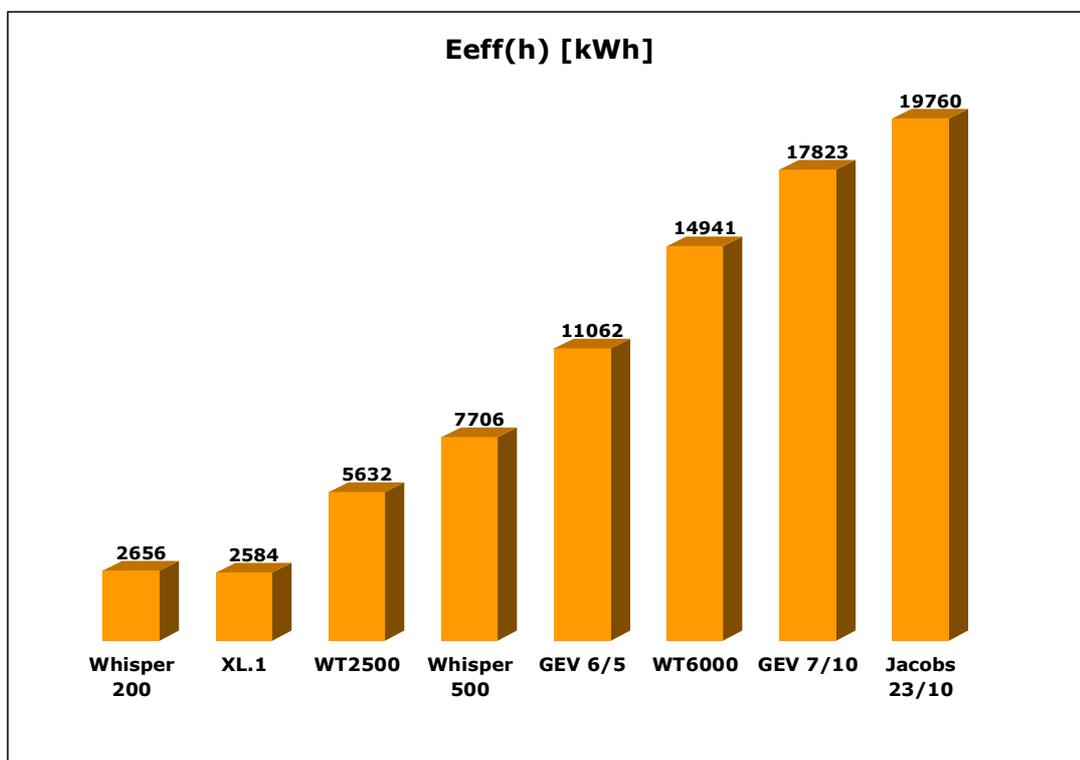


Grafico 5.18a: Produzione energetica

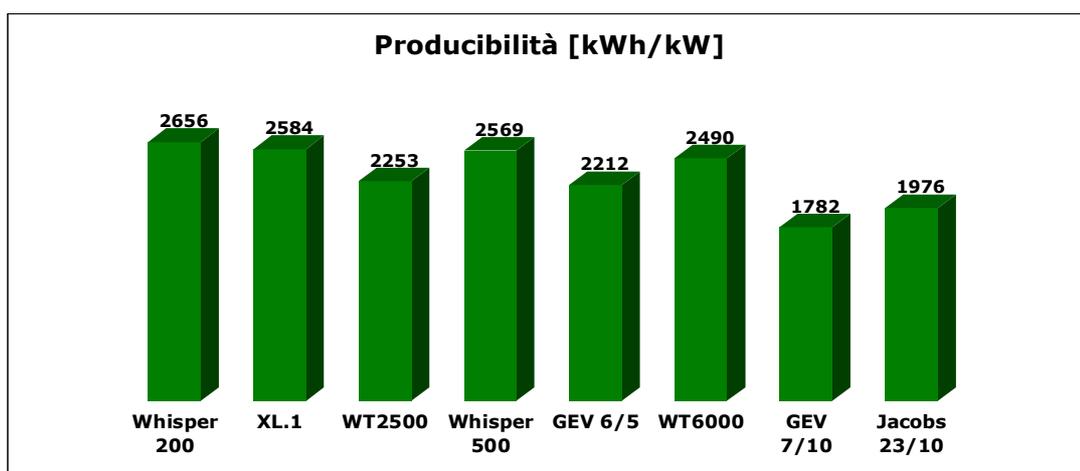


Grafico 5.18b: Producibilità

Palermo, area suburbana, H=15 metri

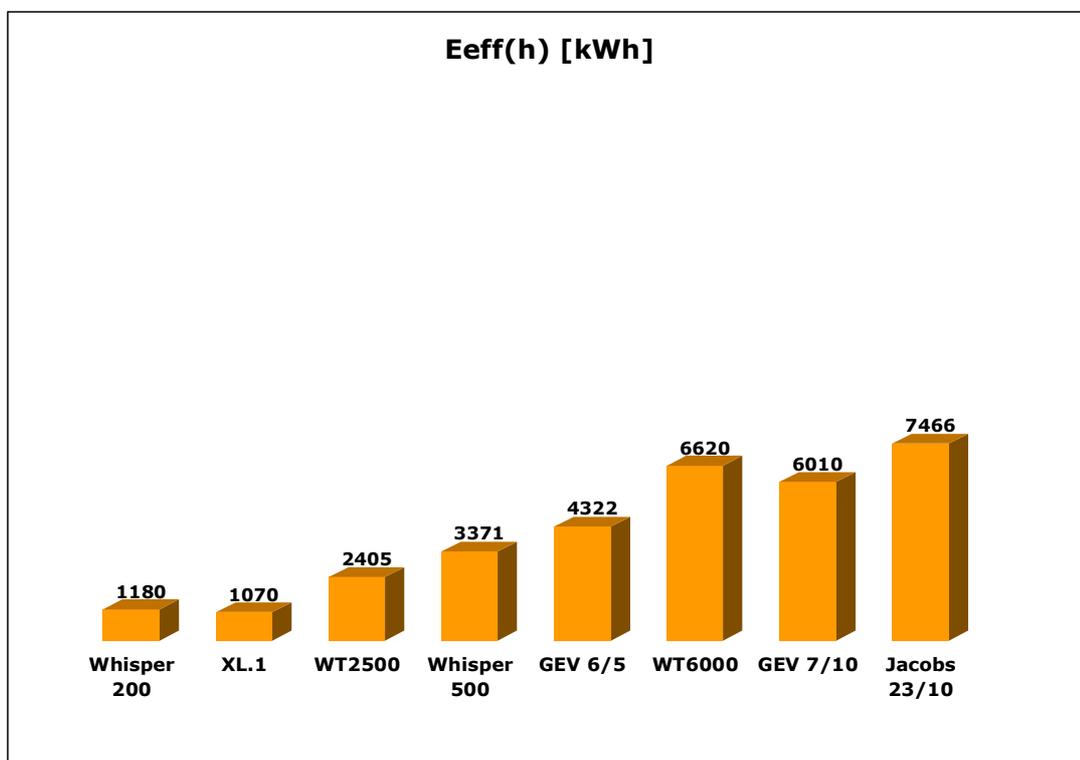


Grafico 5.19a: Produzione energetica

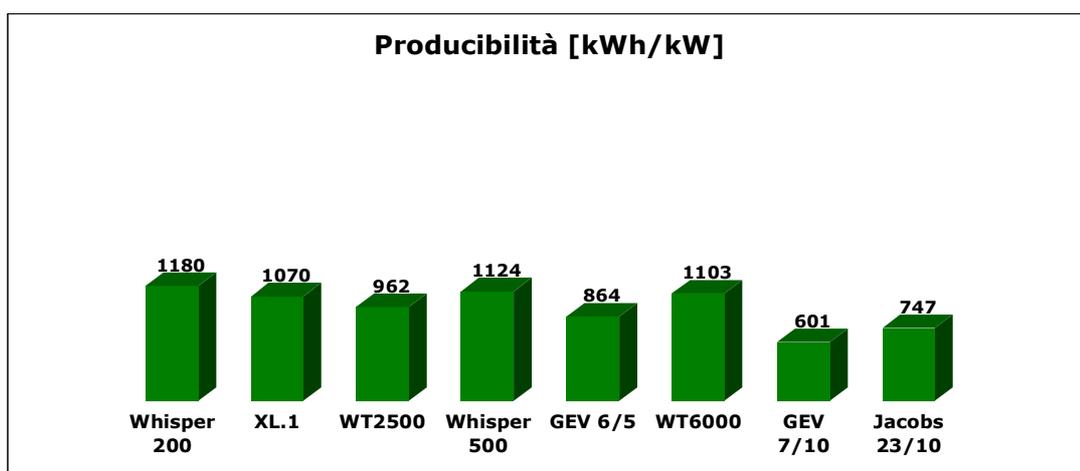


Grafico 5.19b: Producibilità

Trapani, area suburbana, H=15 metri

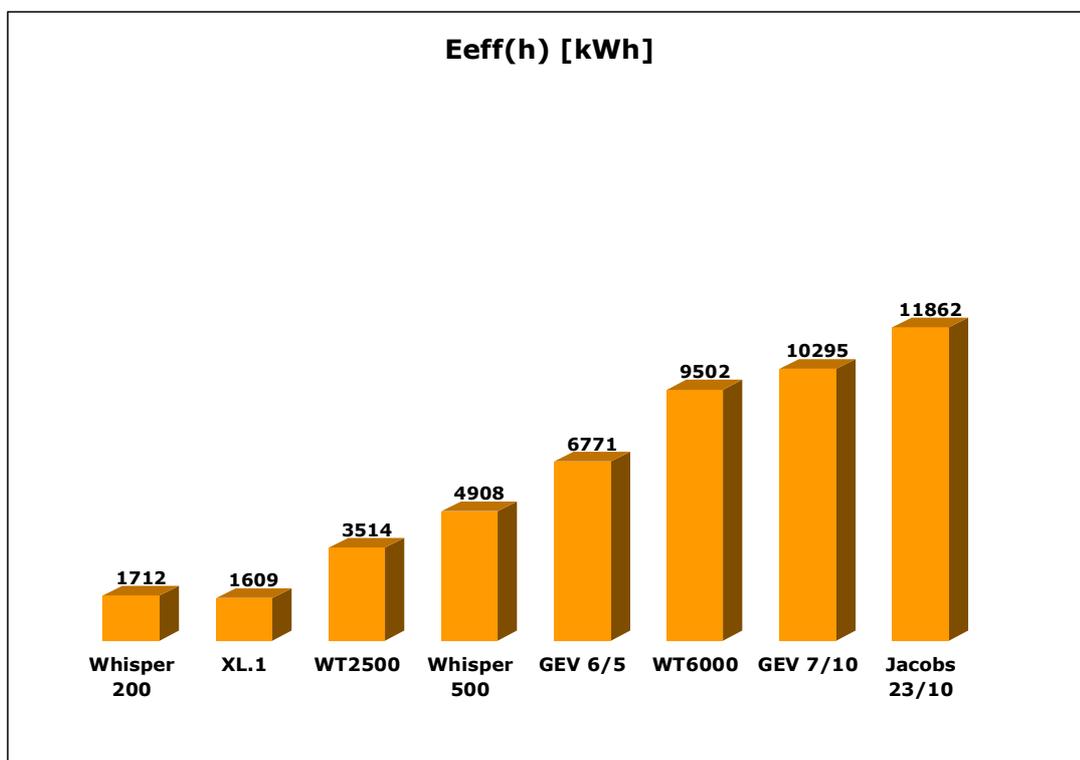


Grafico 5.20a: Produzione energetica

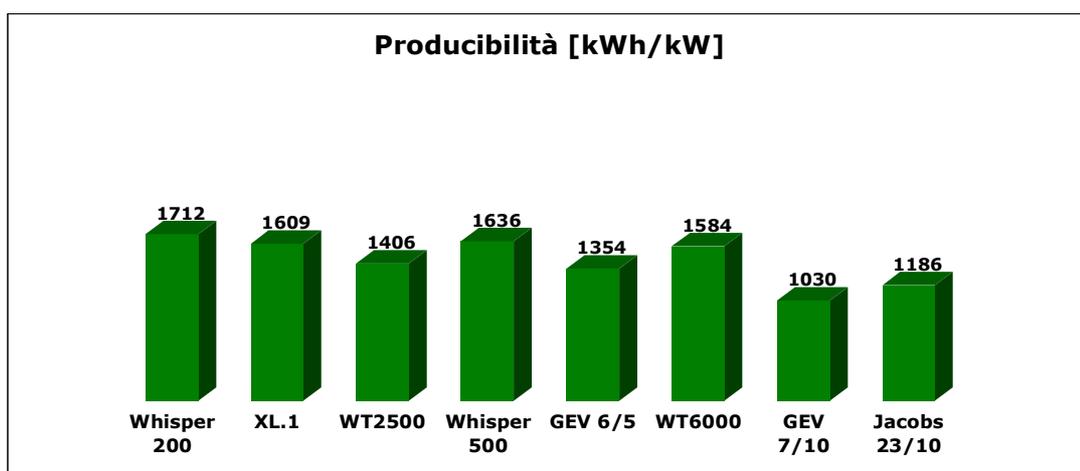


Grafico 5.20b: Producibilità

Cozzo Spadaro, area suburbana, H=15 metri

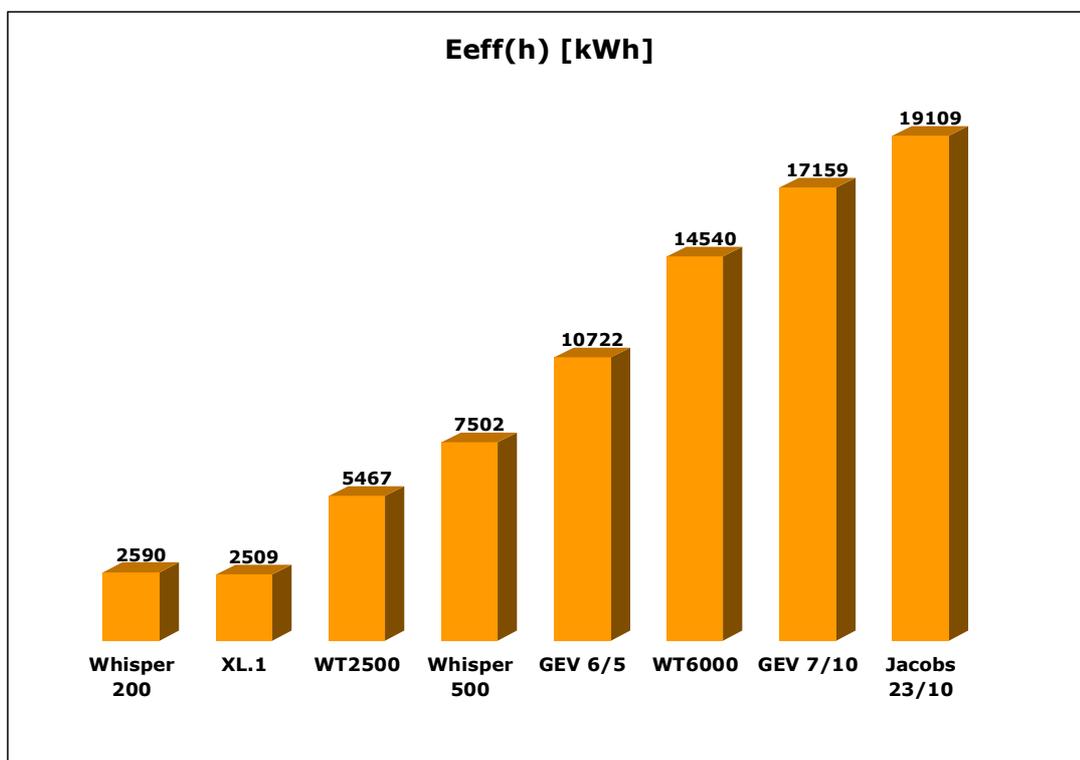


Grafico 5.21a: Produzione energetica

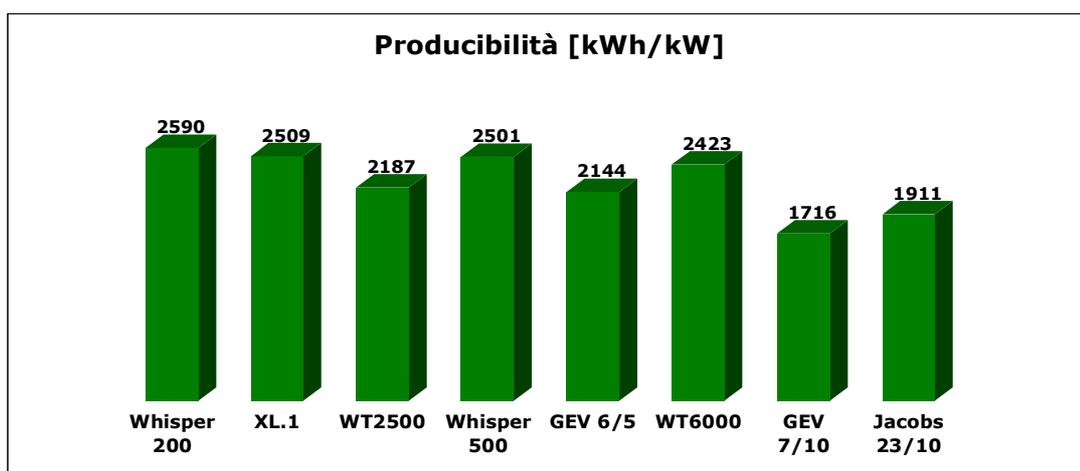


Grafico 5.21b: Producibilità

5.3. Valutazione dei costi

Una volta determinata la produzione elettrica realizzata dalle miniturbine in esame, conoscendo il costo dell'impianto è possibile valutare il costo medio del kWh prodotto. Per fare ciò, si considera tutta l'energia prodotta dall'impianto durante il suo intero ciclo di vita, solitamente posto pari a trent'anni, semplicemente moltiplicando per tale durata l'energia prodotta in un anno. Questo valore va diviso per il costo complessivo del sistema.

In questa simulazione, per la valutazione del costo complessivo sono stati considerati i vari componenti di un tipico impianto, ossia la turbina, gli eventuali sistemi di accumulo o l'inverter installati (a seconda se si tratta di un impianto in isola o connesso alla rete) e in generale tutti gli altri accessori elettrici necessari per il corretto funzionamento della turbina.

Oltre a questi costi va considerato naturalmente anche quello della torre, tenendo conto che a torri di altezza differente corrispondono solitamente anche prezzi differenti. L'altezza della torre è tuttavia fondamentale per la determinazione stessa della produzione energetica, pertanto i costi da considerare, le energie sviluppate e il conseguente costo medio del kWh per una stessa macchina sono in generale variabili, dipendentemente dalla torre installata.

Una volta stabilito il costo dell'impianto, sono stati considerati costi aggiuntivi complessivi valutati in un ulteriore 10% sul totale, per tenere conto degli interventi di manutenzione ordinaria.

L'ultimo costo da considerare è infine costituito dall'eventuale allacciamento alla rete di distribuzione elettrica, per gli impianti in cui è prevista tale possibilità. Ai sensi della citata Delibera AEEG 28/06, in questa simulazione tali costi sono stati valutati in 30 €

annui, ossia, ipotizzando una vita utile della turbina pari a trent'anni, in ulteriori 900 € che vanno a sommarsi ai costi della macchina. Questi costi di allacciamento, insieme al 10% extra per la manutenzione ordinaria e agli eventuali extra dovuti ad interventi di manutenzione straordinaria (non considerati in questo studio), sono gli unici che il proprietario dell'impianto dovrà spendere durante il normale ciclo vitale dell'impianto.

La somma restante, ossia il conto capitale, deve essere spesa all'inizio, quando cioè si decide di installare l'impianto. In questa simulazione non sono stati considerati, a meno che non sia diversamente specificato, i costi di installazione.

Il valore finale che si ottiene è il costo unitario del kWh prodotto dalla miniturbina. Questo valore può scendere significativamente qualora siano previsti idonei sistemi di finanziamento e/o incentivazione, come lo scambio sul posto. Si ricorda inoltre che, considerando l'attuale mix energetico italiano, ogni kWh prodotto mediante una miniturbina eolica evita l'emissione in atmosfera di 0,531 kg di CO₂.

I risultati finali ottenuti dalle elaborazioni sono piuttosto complessi e disomogenei, poiché i costi delle miniturbine, spesso di difficile reperimento, sono relativi di volta in volta a forniture diverse e inoltre sono espressi nella valuta locale del produttore. Ad esempio, la scozzese Proven Energy indica un costo complessivo per le sue macchine (in sterline) includendo gli oneri di installazione ma limitando la proposta alle sole installazioni effettuate in Gran Bretagna, mentre né la Southwest Windpower né la Vergnet SA riportano i costi delle loro macchine.

Spesso i produttori non forniscono il costo degli accessori, in particolare delle torri, rendendo praticamente impossibile una valutazione reale dei costi e soprattutto un loro confronto, mentre in altri casi i costi possono essere ricavati esclusivamente da un

singolo rivenditore. Pertanto, si ritiene inopportuna la comparazione dei risultati di turbine differenti.

Ove fosse disponibile il costo di un impianto, invece, si è proceduto al calcolo del costo del kWh prodotto, simulando l'installazione della medesima macchina in ognuna delle tre stazioni prescelte e per entrambi i terreni considerati. Tra le turbine utilizzate in questa simulazione, solo per tre di esse è stato possibile risalire al costo dell'impianto: per la Whisper 200 e per la BWC XL.1, entrambe da 1 kW di potenza nominale, e per la Jacobs 23/10, da 10 kW. Nel caso della turbina Whisper 200, il costo considerato è lo stesso costo sostenuto da questo Dipartimento per l'acquisto di tale modello, che è stato installato solo lo scorso mese di marzo, considerando anche la manutenzione e l'allacciamento alla rete, non ancora avvenuto nel momento in cui vengono scritte queste righe. Nel caso delle altre due turbine, invece, le informazioni relative ai prezzi dei vari accessori che costituiscono l'impianto sono state reperite direttamente dai siti web delle case costruttrici, entrambe americane.

I risultati ottenuti dipendono secondo una proporzionalità diretta dalla quantità di energia ottenuta nel sito considerato. I costi minori si sono ottenuti infatti per Cozzo Spadaro, mentre quelli più alti sono stati ottenuti per la stazione di Palermo, con differenze di rilevante entità. La differenza, in termini percentuali, è ancora più pronunciata per la turbina Jacobs, da 10 kW.

Nelle tabelle seguenti si riportano le miniturbine considerate, le configurazioni di impianto previste, con gli accessori inclusi dai produttori per la vendita dei "kit", e il costo complessivo del sistema. Nei grafici invece si riporta il costo del singolo kWh.

Miniturbina:	Whisper 200
kW nominali:	1
H torre:	9
Connessione alla rete:	si
Accessori:	nessuno
Costo complessivo (€):	3.430

Tabella 5.9: Impianto con Whisper 200



Grafico 5.13: Costo unitario kWh per Whisper 200

Miniturbina:	BWC XL.1
kW nominali:	1
H torre:	20
Connessione alla rete:	no
Accessori:	accumulatori 5,3 kWh, inverter 1,5 kW, cavi e connessioni
Costo finale (€):	4.994

Tabella 5.10: Impianto con BWC XL.1

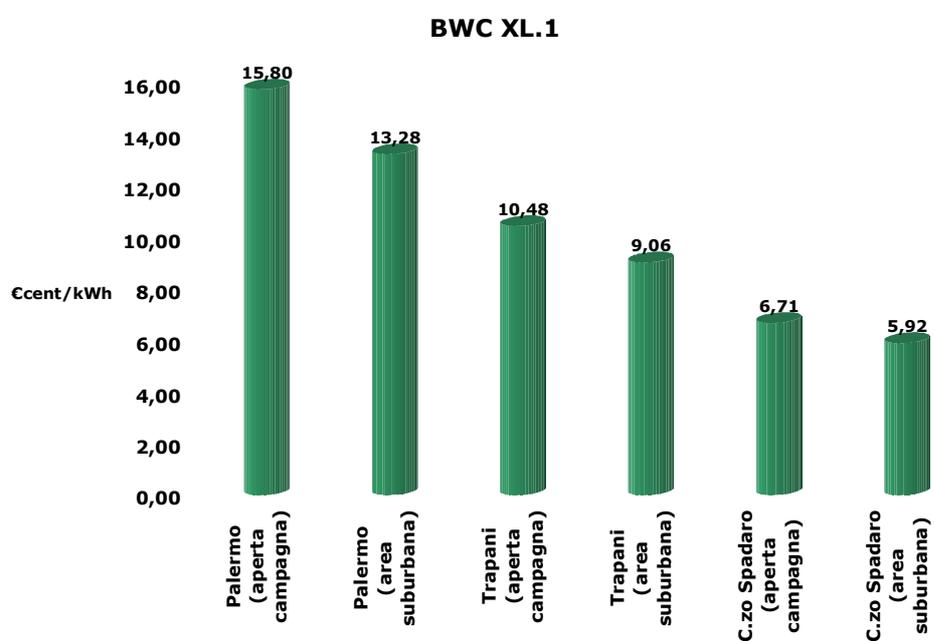


Grafico 5.14: Costo unitario kWh per BWC XL.1

Miniturbina:	Jacobs 23/10
kW nominali:	10
H torre:	24
Connessione alla rete:	si
Accessori:	inverter 20 kW, cavi e connessioni
Costo finale (€):	33.570

Tabella 5.11: Impianto con Jacobs 23/10

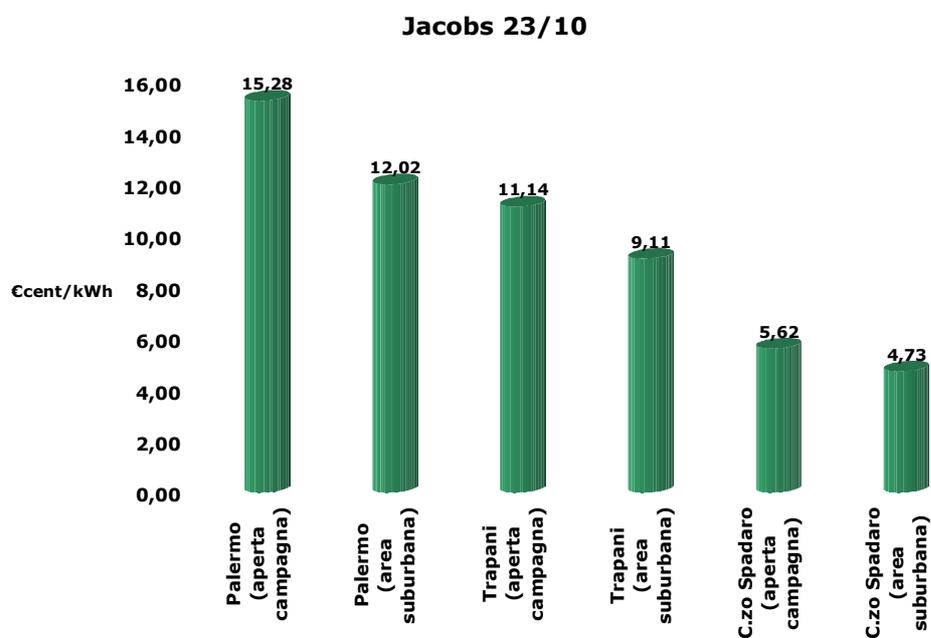


Grafico 5.15: Costo unitario kWh per Jacobs 23/10

6. Considerazioni finali

Lo sviluppo energetico attuale segue l'andamento dell'economia mondiale. Questa è caratterizzata da una fase di rapida crescita, trainata dalle rampanti economie dei grandi Paesi emergenti, come la Cina e l'India, caratterizzati da una popolazione molto numerosa.

Il massiccio ricorso alle fonti fossili, carbone, petrolio e gas naturale, è destinato ad incrementarsi ulteriormente negli anni a venire, soprattutto a causa della "voracità" energetica delle economie emergenti, con conseguenze di difficile valutazione sull'ambiente.

L'attuazione di uno sviluppo sostenibile, principio ormai irrinunciabile fatto proprio dall'Unione Europea, appare una delle poche soluzioni, se non l'unica, in grado di indirizzare questo fenomeno verso una via che sia rispettosa dell'ambiente e dell'umanità.

In quest'ottica, lo sviluppo e il potenziamento delle tecnologie a fonti rinnovabili e della ricerca scientifica ad esse applicata sono fattori di importanza strategica per i Paesi ad economia avanzata, e in particolare per quelli europei, che per la produzione energetica dipendono in misura molto importante dall'estero.

Tra tutte le fonti rinnovabili, oggi l'eolico è quello che presenta le più interessanti possibilità applicative, a causa delle grandi potenzialità connesse al suo sviluppo, a fianco delle vecchie tecnologie disponibili per lo sfruttamento delle risorse rinnovabili, come l'idroelettrico e l'energia geotermica, e alle altre affascinanti

ipotesi che si affacciano all'orizzonte per il futuro, come l'impiego su vasta scala dell'energia solare o del vettore idrogeno.

La taglia di potenza degli impianti eolici è andata crescendo progressivamente, tanto che oggi è molto difficile trovare macchine di nuova produzione di potenza inferiore a 500 kW.

Accanto a tale fenomeno, oggi lo sviluppo dell'eolico su grande scala ha tuttavia ridato spazio alle macchine di piccola e piccolissima taglia, per lungo tempo quasi completamente accantonate, in quanto esse trovano applicazione nello sfruttamento di una nicchia energetica che verrebbe altrimenti perduta.

Gli impianti minieolici, infatti, sono impiegati per l'alimentazione di utenze isolate, quando i costi o le difficoltà di allacciamento alla rete di distribuzione siano eccessivi, per produrre energia supplementare per utenze domestiche, mediante impianti connessi alla rete e dotati in genere di un doppio contatore, o infine per l'alimentazione di intere comunità e villaggi isolati, mediante l'accoppiamento con altri tipi di generatori convenzionali.

La tecnologia del minieolico deve rispondere ai requisiti di semplicità ed affidabilità, in quanto tali aerogeneratori devono essere il più possibile autosufficienti anche per lunghi periodi e in condizioni ambientali avverse.

La piccola taglia di tali impianti non deve far dimenticare la complessità progettuale e i rischi connessi al loro utilizzo, anche se la sfida dell'autosufficienza energetica attrae molti appassionati di fai-da-te che contribuiscono, talvolta in misura significativa, all'ulteriore sviluppo del settore.

La diffusione del minieolico, così come di altre fonti rinnovabili, è in generale legata a finanziamenti e incentivi statali, a causa degli elevati costi per i privati. Il meccanismo più comune è costituito dallo scambio sul posto (o net-metering), ossia dal risparmio che



Fig. 6.1: La miniturbina Whisper 200 installata lo scorso mese di Marzo sul tetto del D.R.E.AM.

l'utente titolare di un impianto minieolico ottiene sulla bolletta elettrica, scambiando l'energia prodotta dal suo impianto con quella fornita dal Gestore della rete. Dopo una lunga attesa, in Italia questo meccanismo è stato disciplinato solo dallo scorso mese di Febbraio, attraverso la Delibera 28/06 dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

L'installazione di un impianto eolico di piccola scala, inclusa la sua scelta tra le diverse turbine poste in commercio, deve essere effettuata tenendo conto della ventosità del sito prescelto e dell'altezza della torre di sostegno. Tuttavia l'accuratezza dello studio anemometrico relativo al sito prescelto non sempre risulta conveniente, per ragioni di tempo e di eccessivi costi. In questo caso possono essere utilizzate le caratteristiche tecniche fornite dagli stessi produttori, che però spesso non sono di immediata leggibilità. A tal proposito, in questo lavoro sono state confrontate alcune turbine commerciali, utilizzando le specifiche fornite dagli

stessi costruttori e simulando il loro impiego in tre località della Sicilia, caratterizzate da diversi regimi anemometrici. I risultati complessivi, come evidenziato nel capitolo 5, sono stati inaspettati, in quanto si è visto che, in particolari condizioni di vento, anche una turbina di potenza nominale inferiore ad un'altra può fornire più energia.

La diffusione dell'eolico a scala industriale è attualmente molto inferiore alle reali potenzialità, in parte a causa degli elevati costi iniziali, in parte perché risente dell'ostruzionismo ai grandi impianti eolici da parte di certi "integralisti dell'ambientalismo", i quali sostengono l'inviolabilità a tutti i costi del paesaggio come valore irrinunciabile, senza tuttavia indicare un'altra valida soluzione al problema energetico. Consci che la diffusione su larga scala della produzione di elettricità da fonte minieolica non risolve certo da sola la questione energetica, essa è tuttavia fortemente auspicabile poiché, sebbene il contributo del minieolico alla risoluzione della problematica non si traduce in una elevata produzione energetica complessiva, i privati cittadini possono contribuire in misura determinante alla formazione di una coscienza ambientalista su vasta scala.

Ringraziamenti

Si ringraziano per la disponibilità l'Ing. Lo Cascio del GRTN, l'Ing. Valenza dell'ENEL, il Sig. Marco Di Leo dell'Ufficio Tecnico Eolico della Asja Ambiente Italia spa di Rivoli (TO), il Dott. Ferrucci della Devices srl di Ponsacco (PI) e gli utenti del forum delle rinnovabili per le loro preziose informazioni.

Un ringraziamento particolare va all'Ing. Josè Massimiliano Galletto, che ha seguito la stesura del presente lavoro.

Bibliografia

Testi consultati:

G. M. DE PRATTI, G. LO BIANCO, F. P. VIVOLI, Energia dal vento – La fonte, la tecnologia, lo stato dell'arte, Ises Italia, 1998

PAUL GIPE, Elettricità dal vento – Impianti di piccola scala, Franco Muzzio Editore, Roma 2002

A cura di L. PIRAZZI e R. VIGOTTI, Le vie del vento – Tecnica, economie e prospettive del mercato dell'energia eolica, Franco Muzzio Editore, Roma 2004

A cura di G. SILVESTRINI e M. GAMBERALE, Eolico: paesaggio e ambiente, Franco Muzzio Editore, Roma 2004

Pubblicazioni on-line:

AWEA, Small wind factsheets

Commissione Europea, Libro Verde, 2001

ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2004

ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2005

ENEA, Le fonti rinnovabili 2005

Appendice – Normativa di riferimento

EWEA, Wind Energy – The Facts

GRTN, Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia - Anno 2004

IEA, Renewables in global energy supply

Legambiente, Impianti eolici in Italia, 2005

Newsletter on-line:

Newsletter di ISES Italia

www.ilsolea360gradi.it

Relight

www.relight.it

Forum on-line:

www.forumcommunity.net/?c=27

Internet:

Assessorato Regionale Siciliano del Territorio e dell’Ambiente

www.artasicilia.it

Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas

www.autorita.energia.it

AmbientEnergia

www.ambientenergia.info

ANEV, Associazione Nazionale Energia dal Vento

www.anev.org

APER, Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili

www.aper.it

Asja Ambiente

www.asja.biz

ASPO, Association for the Study of Peak Oil&Gas

www.peakoil.net

ASPO Italia

www.aspoitalia.net

AWEA, American Wind Energy Association

www.awea.org

ECN, Energy research Centre of the Netherlands

www.ecn.nl/en

Edilportale

www.edilportale.com

Enel

www.enel.it

Energialab

www.energialab.it

Appendice – Normativa di riferimento

EWEA, European Wind Energy Association

www.ewea.org

Fonti rinnovabili.it

www.fonti-rinnovabili.it

GRTN, Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

www.grtn.it

IEA, International Energy Agency

www.iea.org

ISES Italia, sezione della International Solar Energy Society

www.isesitalia.it

Wikipedia, l'enciclopedia libera

www.it.wikipedia.org

Siti dei produttori di miniturbine:

AeroCraft

www.aerocraft.de

Ampair

www.ampair.com

Bergey WindPower Co.

www.bergey.com

Appendice – Normativa di riferimento

Kestrel Wind Turbine Ltd.

www.kestrelwind.co.za

Marlec Engineering Co. Ltd.

www.marlec.co.uk

Proven Energy

www.provenenergy.co.uk

Sunrise Solar

www.somapower.com.au

Southwest Windpower

www.windenergy.com

Vergnet SA

www.vergnet.fr

WTIC, Wind Turbine Industries Corp.

www.windturbine.net

Appendice

Normativa di riferimento

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

"Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"

pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 25 del 31 gennaio 2004 - Supplemento Ordinario n. 17

IL PRESIDENTE DELLA REPUBBLICA

Visti gli articoli 76, 87 e 117 della Costituzione;

Vista la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;

Vista la legge 1° marzo 2002, n. 39, recante disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - legge comunitaria 2001 e, in particolare, l'articolo 43 e l'allegato B;

Vista la legge 31 luglio 2002, n. 179, recante disposizioni in materia ambientale;

Visto il decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio;

Visto il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, recante attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica;

Vista la legge 1° giugno 2002, n. 120, recante ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997;

Vista la delibera CIPE n. 123 del 19 dicembre 2002 recante revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 68 del 22 marzo 2003;

Visto il Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili, approvato dal CIPE con la deliberazione n. 126 del 6 agosto 1999, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale* n. 253 del 27 ottobre 1999;

Visto il decreto legislativo 29 ottobre 1999, n. 490, recante testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni culturali e ambientali, a norma dell'articolo 1 della legge 8 ottobre 1997, n. 352;

Appendice – Normativa di riferimento

Vista la legge 14 novembre 1995, n. 481, recante norme per la concorrenza e la regolazione dei servizi di pubblica utilità. Istituzione delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità;

Visto l'articolo 10, comma 7, della legge 13 maggio 1999, n. 133; Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 9, recante norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali;

Vista la legge 9 gennaio 1991, n. 10, recante norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia;

Visto il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, concernente attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144;

Vista la preliminare deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 25 luglio 2003;

Acquisito il parere della Conferenza unificata, di cui all'articolo 8 del decreto legislativo 28 agosto 1997, n. 281, reso nella seduta del 23 settembre 2003;

Acquisito il parere delle competenti Commissioni della Camera dei deputati e del Senato della Repubblica;

Vista la deliberazione del Consiglio dei Ministri, adottata nella riunione del 19 dicembre 2003;

Sulla proposta del Ministro per le politiche comunitarie e del Ministro delle attività produttive, di concerto con i Ministri degli affari esteri, della giustizia, dell'economia e delle finanze, dell'ambiente e della tutela del territorio e per i beni e le attività culturali;

E m a n a
il seguente decreto legislativo:

Art. 1. *Finalità*

1. Il presente decreto, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'articolo 43 della legge 1° marzo 2002, n. 39, e' finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'articolo 3, comma 1;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;

d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

Art. 2.

Definizioni

1. Ai fini del presente decreto si intende per:

a) fonti energetiche rinnovabili o fonti rinnovabili: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani;

b) impianti alimentati da fonti rinnovabili programmabili: impianti alimentati dalle biomasse e dalla fonte idraulica, ad esclusione, per quest'ultima fonte, degli impianti ad acqua fluente, nonché gli impianti ibridi, di cui alla lettera *d)*;

c) impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili o comunque non assegnabili ai servizi di regolazione di punta: impianti alimentati dalle fonti rinnovabili che non rientrano tra quelli di cui alla lettera *b)*;

d) centrali ibride: centrali che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili, sia fonti rinnovabili, ivi inclusi gli impianti di cocombustione, vale a dire gli impianti che producono energia elettrica mediante combustione di fonti non rinnovabili e di fonti rinnovabili;

e) impianti di microgenerazione: impianti per la produzione di energia elettrica con capacità di generazione non superiore ad un MW elettrico, alimentate dalle fonti di cui alla lettera *a)*;

f) elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili: l'elettricità prodotta da impianti alimentati esclusivamente con fonti energetiche rinnovabili, la produzione imputabile di cui alla lettera *g)*, nonché l'elettricità ottenuta da fonti rinnovabili utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio, ma non l'elettricità prodotta come risultato di detti sistemi;

g) produzione e producibilità imputabili: produzione e producibilità di energia elettrica imputabili a fonti rinnovabili nelle centrali ibride, calcolate sulla base delle direttive di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

h) consumo di elettricità: la produzione nazionale di elettricità, compresa l'autoproduzione, sommate le importazioni e detratte le esportazioni (consumo interno lordo di elettricità);

i) Gestore della rete: Gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

l) Gestore di rete: persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi il Gestore della rete e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

m) impianto di utenza per la connessione: porzione di impianto per la connessione alla rete elettrica degli impianti di cui alle lettere *b)*, *c)* e *d)* la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del soggetto

richiedente la connessione;

n) impianto di rete per la connessione: porzione di impianto per la connessione alla rete elettrica degli impianti di cui alle lettere b), c) e d) di competenza del Gestore di rete sottoposto all'obbligo di connessione di terzi ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;

o) certificati verdi: diritti di cui al comma 3 dell'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, rilasciati nell'ambito dell'applicazione delle direttive di cui al comma 5 dell'art. 11 del medesimo decreto legislativo.

Art. 3.

Obiettivi indicativi nazionali e misure di promozione

1. Le principali misure nazionali per promuovere l'aumento del consumo di elettricità da fonti rinnovabili, in quantità proporzionata agli obiettivi di cui alle relazioni predisposte dal Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio ai sensi dell'articolo 3, paragrafo 2, della direttiva 2001/77/CE, sono costituite dalle disposizioni del presente decreto, dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successivi provvedimenti attuativi, nonché dai provvedimenti assunti al fine dell'attuazione della legge 1° giugno 2002, n. 120. L'aggiornamento include una valutazione dei costi e dei benefici connessi al raggiungimento degli obiettivi indicativi nazionali e all'attuazione delle specifiche misure di sostegno. L'aggiornamento include altresì la valutazione quantitativa dell'evoluzione dell'entità degli incentivi alle fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 22 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Dall'applicazione del presente comma non derivano maggiori oneri per lo Stato.

2. Il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sentita la Conferenza unificata, aggiorna le relazioni di cui all'articolo 3, paragrafo 2 della direttiva 2001/77/CE tenuto conto delle relazioni di cui al comma 4.

3. Per la prima volta entro il 30 giugno 2005, e successivamente ogni due anni, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e con il Ministro dell'economia e delle finanze, sentiti gli altri Ministri interessati e la Conferenza unificata, sulla base dei dati forniti dal Gestore della rete e dei lavori dell'Osservatorio di cui all'articolo 16, trasmette al Parlamento e alla Conferenza unificata una relazione che contiene:

a) un'analisi del raggiungimento degli obiettivi indicativi nazionali, di cui alle relazioni richiamate al comma 1, negli anni precedenti, che indica, in particolare, i fattori climatici che potrebbero condizionare tale raggiungimento, e il grado di coerenza tra le misure adottate e il contributo ascrivito alla produzione di elettricità da fonti rinnovabili nell'ambito degli impegni nazionali sui cambiamenti climatici;

b) l'effettivo grado di coerenza tra gli obiettivi indicativi nazionali, di cui alle relazioni richiamate al comma 1 e l'obiettivo indicativo di cui all'allegato A della direttiva 2001/77/CE e relative note esplicative;

c) l'esame dell'affidabilità del sistema di garanzia di origine di cui all'articolo 11;

d) un esame dello stato di attuazione delle disposizioni di cui agli articoli 5, 6, 7 e 8;

e) i risultati conseguiti in termini di semplificazione delle procedure autorizzative a

seguito dell'attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 12;

f) i risultati conseguiti in termini di agevolazione di accesso al mercato elettrico e alla rete elettrica a seguito dell'attuazione delle disposizioni di cui agli articoli 13 e 14;

g) le eventuali misure aggiuntive necessarie, ivi inclusi eventuali provvedimenti economici e fiscali, per favorire il perseguimento degli obiettivi di cui alle relazioni richiamate al comma 1;

h) le valutazioni economiche di cui al comma 2, secondo e terzo periodo.

4. Il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sulla base della relazione di cui al comma 3 e previa informativa alla Conferenza unificata, ottempera all'obbligo di pubblicazione della relazione di cui all'articolo 3, paragrafo 3 e articolo 6, paragrafo 2 della direttiva 2001/77/CE tenuto conto dell'articolo 7, paragrafo 7 della medesima direttiva.

Art. 4.

Incremento della quota minima di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e sanzioni per gli inadempienti

1. A decorrere dall'anno 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili che, nell'anno successivo, deve essere immessa nel sistema elettrico nazionale ai sensi dell'articolo 11, commi 1, 2 e 3, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive modificazioni, e' incrementata annualmente di 0,35 punti percentuali, nel rispetto delle tutele di cui all'articolo 9 della Costituzione. Il Ministro delle attività produttive, con propri decreti emanati di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sentita la Conferenza unificata, stabilisce gli ulteriori incrementi della medesima quota minima, per il triennio 2007-2009 e per il triennio 2010-2012. Tali decreti sono emanati, rispettivamente, entro il 31 dicembre 2004 ed entro il 31 dicembre 2007.

2. A decorrere dall'anno 2004, a seguito della verifica effettuata ai sensi delle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del medesimo decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, relativa all'anno precedente, il Gestore della rete comunica all'Autorità per l'energia elettrica e il gas i nominativi dei soggetti inadempienti. A detti soggetti l'Autorità per l'energia elettrica e il gas applica sanzioni ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, e successive modificazioni.

3. I soggetti che omettono di presentare l'autocertificazione ai sensi delle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del medesimo decreto legislativo, sono considerati inadempienti per la quantità di certificati correlata al totale di elettricità importata e prodotta nell'anno precedente dal soggetto.

Art. 5.

Disposizioni specifiche per la valorizzazione energetica delle biomasse, dei gas residuati dai processi di depurazione e del biogas

1. Entro due mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, con decreto del Ministro delle politiche agricole e forestali, e' nominata, senza oneri aggiuntivi per la finanza pubblica, una commissione di esperti che, entro un anno dall'insediamento, predispone una relazione con la quale sono indicati:

- a)* i distretti produttivi nei quali sono prodotti rifiuti e residui di lavorazione del legno non destinati rispettivamente ad attività di riciclo o riutilizzo, unitamente alle condizioni tecniche, economiche, normative ed organizzative, nonché alle modalità per la valorizzazione energetica di detti rifiuti e residui;
- b)* le condizioni tecniche, economiche, normative ed organizzative per la valorizzazione energetica degli scarti della manutenzione boschiva, delle aree verdi, delle alberature stradali e delle industrie agroalimentari;
- c)* le aree agricole, anche a rischio di dissesto idrogeologico e le aree golenali sulle quali è possibile intervenire mediante messa a dimora di colture da destinare a scopi energetici nonché le modalità e le condizioni tecniche, economiche, normative ed organizzative per l'attuazione degli interventi;
- d)* le aree agricole nelle quali sono prodotti residui agricoli non destinati all'attività di riutilizzo, unitamente alle condizioni tecniche, economiche, normative ed organizzative, nonché alle modalità, per la valorizzazione energetica di detti residui;
- e)* gli incrementi netti di produzione annua di biomassa utilizzabili a scopi energetici, ottenibili dalle aree da destinare, ai sensi della legge 1° giugno 2002, n. 120, all'aumento degli assorbimenti di gas a effetto serra mediante attività forestali;
- f)* i criteri e le modalità per la valorizzazione energetica dei gas residuati dai processi di depurazione e del biogas, in particolare da attività zootecniche;
- g)* le condizioni per la promozione prioritaria degli impianti cogenerativi di potenza elettrica inferiore a 5 MW;
- h)* le innovazioni tecnologiche eventualmente necessarie per l'attuazione delle proposte di cui alle precedenti lettere.

2. La commissione di cui al comma 1 ha sede presso il Ministero delle politiche agricole e forestali ed è composta da un membro designato dal Ministero delle politiche agricole e forestali, che la presiede, da un membro designato dal Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, da un membro designato dal Ministero delle attività produttive, da un membro designato dal Ministero dell'interno e da un membro designato dal Ministero per i beni e le attività culturali e da cinque membri designati dal Presidente della Conferenza unificata.

3. Ai componenti della Commissione non è dovuto alcun compenso, né rimborso spese. Al relativo funzionamento provvede il Ministero delle politiche agricole e forestali con le proprie strutture e le risorse strumentali acquisibili in base alle norme vigenti. Alle eventuali spese per i componenti provvede l'amministrazione di appartenenza nell'ambito delle rispettive dotazioni.

4. La commissione di cui al comma 1 può avvalersi del contributo delle associazioni di categoria dei settori produttivi interessati, nonché del supporto tecnico dell'ENEA, dell'AGEA, dell'APAT e degli IRSA del Ministero delle politiche agricole e forestali. La commissione tiene conto altresì delle conoscenze acquisite nell'ambito dei gruppi di lavoro attivati ai sensi della delibera del CIPE 19 dicembre 2002, n. 123 di «revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali per la riduzione delle emissioni dei gas serra».

5. Tenuto conto della relazione di cui al comma 1, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, il Ministro delle politiche agricole e forestali e gli altri Ministri interessati, d'intesa con

la Conferenza unificata, adotta uno o più decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biomasse, gas residuati dai processi di depurazione e biogas. Dai medesimi decreti non possono derivare oneri per il bilancio dello Stato.

Art. 6.

Disposizioni specifiche per gli impianti di potenza non superiore a 20 kW

1. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana la disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW.
2. Nell'ambito della disciplina di cui al comma 1 non è consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili.
3. La disciplina di cui al comma 1 sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica.

Art. 7.

Disposizioni specifiche per il solare

1. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, d'intesa con la Conferenza unificata, adotta uno o più decreti con i quali sono definiti i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dalla fonte solare.
2. I criteri di cui al comma 1, senza oneri per il bilancio dello Stato e nel rispetto della normativa comunitaria vigente:
 - a) stabiliscono i requisiti dei soggetti che possono beneficiare dell'incentivazione;
 - b) stabiliscono i requisiti tecnici minimi dei componenti e degli impianti;
 - c) stabiliscono le condizioni per la cumulabilità dell'incentivazione con altri incentivi;
 - d) stabiliscono le modalità per la determinazione dell'entità dell'incentivazione. Per l'elettricità prodotta mediante conversione fotovoltaica della fonte solare prevedono una specifica tariffa incentivante, di importo decrescente e di durata tali da garantire una equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio;
 - e) stabiliscono un obiettivo della potenza nominale da installare;
 - f) fissano, altresì, il limite massimo della potenza elettrica cumulativa di tutti gli impianti che possono ottenere l'incentivazione;
 - g) possono prevedere l'utilizzo dei certificati verdi attribuiti al Gestore della rete dall'articolo 11, comma 3, secondo periodo del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Art. 8.

Disposizioni specifiche per le centrali ibride

1. Il produttore che esercisce centrali ibride può chiedere al Gestore della rete che la produzione imputabile delle medesime centrali abbia il diritto alla precedenza nel dispacciamento, nel rispetto di quanto disposto ai commi 2 e 3.
2. Il produttore può inoltrare al Gestore della rete la domanda per l'ottenimento del diritto alla precedenza nel dispacciamento, nell'anno solare in corso, qualora la stima della produzione imputabile di ciascuna centrale, nel periodo per il quale è richiesta la precedenza nel dispacciamento, sia superiore al 50% della produzione complessiva di energia elettrica dell'impianto nello stesso periodo.
3. La priorità di dispacciamento è concessa dal Gestore della rete solo per la produzione imputabile, sulla base di un programma settimanale di producibilità complessiva e della relativa quota settimanale di producibilità imputabile, dichiarata dal produttore al medesimo Gestore. La quota di produzione settimanale imputabile deve garantire almeno il funzionamento della centrale alla potenza di minimo tecnico. La disponibilità residua della centrale non impegnata nella produzione imputabile è soggetta alle regole di dispacciamento di merito economico in atto.
4. Qualora la condizione richiesta, di cui al comma 2, non venga effettivamente rispettata, sono applicate le sanzioni previste dal regolamento del mercato elettrico e della contrattazione dei certificati verdi approvato con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 9 maggio 2001, adottato ai sensi del comma 1 dell'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, secondo le modalità stabilite dallo stesso regolamento.
5. Le disposizioni di cui ai commi 1, 2, 3 e 4 e 6 dell'articolo 12 si applicano anche alla costruzione e all'esercizio di centrali ibride, inclusi gli impianti operanti in co-combustione, di potenza termica inferiore a 300 MW, qualora il produttore fornisca documentazione atta a dimostrare che la producibilità imputabile, di cui all'articolo 2, comma 1, lettera g), per il quinquennio successivo alla data prevista di entrata in esercizio dell'impianto sia superiore al 50% della producibilità complessiva di energia elettrica della centrale.
6. Le disposizioni di cui all'articolo 14 si applicano alla costruzione delle centrali ibride alle medesime condizioni di cui al comma 5.
7. La produzione imputabile delle centrali ibride ha diritto al rilascio dei certificati verdi nella misura e secondo le modalità stabilite dalle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Art. 9.

Promozione della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili

1. Il Ministero delle attività produttive, di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, sentito il Ministero delle politiche agricole e forestali, d'intesa con la Conferenza unificata, stipula, senza oneri a carico del bilancio dello

Appendice – Normativa di riferimento

Stato, un accordo di programma quinquennale con l'ENEA per l'attuazione di misure a sostegno della ricerca e della diffusione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia.

2. L'accordo persegue i seguenti obiettivi generali:

- a) l'introduzione nella pubblica amministrazione e nelle imprese, in particolare di piccola e media dimensione, di componenti, processi e criteri di gestione che consentano il maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e la riduzione del consumo energetico per unità di prodotto;
- b) la formazione di tecnici specialisti e la diffusione dell'informazione in merito alle caratteristiche e alle opportunità offerte dalle tecnologie;
- c) la ricerca per lo sviluppo e l'industrializzazione di impianti, nel limite massimo complessivo di 50 MW, per la produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili di cui all'articolo 2, comma 1, lettera a), ivi inclusi gli impianti di microgenerazione per applicazioni nel settore agricolo, nelle piccole reti isolate e nelle aree montane.

3. Le priorità, gli obiettivi specifici, i piani pluriennali e annuali e le modalità di gestione dell'accordo sono definiti dalle parti.

Art. 10.

Obiettivi indicativi regionali

1. La Conferenza unificata concorre alla definizione degli obiettivi nazionali di cui all'articolo 3, comma 1 e ne effettua la ripartizione tra le regioni tenendo conto delle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale.

2. La Conferenza unificata può aggiornare la ripartizione di cui al comma 1 in relazione ai progressi delle conoscenze relative alle risorse di fonti energetiche rinnovabili sfruttabili in ciascun contesto territoriale e all'evoluzione dello stato dell'arte delle tecnologie di conversione.

3. Le regioni possono adottare misure per promuovere l'aumento del consumo di elettricità da fonti rinnovabili nei rispettivi territori, aggiuntive rispetto a quelle nazionali.

Art. 11.

Garanzia di origine dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili

1. L'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e la produzione imputabile da impianti misti ha diritto al rilascio, su richiesta del produttore, della «garanzia di origine di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili», nel seguito denominata «garanzia di origine».

2. Il Gestore della rete e' il soggetto designato, ai sensi del presente decreto, al rilascio della garanzia di origine di cui al comma 1, nonché dei certificati verdi.

Appendice – Normativa di riferimento

3. La garanzia di origine e' rilasciata qualora la produzione annua, ovvero la produzione imputabile, sia non inferiore a 100 MWh, arrotondata con criterio commerciale.
4. Nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere *b)* e *c)*, la produzione per la quale spetta il rilascio della garanzia di origine coincide con quella dichiarata annualmente dal produttore all'ufficio tecnico di finanza.
5. Nel caso di centrali ibride, la produzione imputabile e' comunicata annualmente dal produttore, ai fini del rilascio della garanzia di origine, mediante dichiarazione sostitutiva di atto di notorieta' firmata dal legale rappresentante, ai sensi degli articoli 21, 38 e 47 del decreto del Presidente della Repubblica 28 dicembre 2000, n. 445.
6. La garanzia di origine riporta l'ubicazione dell'impianto, la fonte energetica rinnovabile da cui e' stata prodotta l'elettricit , la tecnologia utilizzata, la potenza nominale dell'impianto, la produzione netta di energia elettrica, ovvero, nel caso di centrali ibride, la produzione imputabile, riferite a ciascun anno solare. Su richiesta del produttore e qualora ne ricorrano i requisiti, essa riporta, inoltre, l'indicazione di avvenuto ottenimento dei certificati verdi o di altro titolo rilasciato nell'ambito delle regole e modalit  di sistemi di certificazione di energia da fonti rinnovabili nazionali e internazionali, coerenti con le disposizioni della direttiva 2001/77/CE e riconosciuti dal Gestore della rete.
7. La garanzia di origine e' utilizzabile dai produttori ai quali viene rilasciata esclusivamente affinche' essi possano dimostrare che l'elettricit  cos  garantita e' prodotta da fonti energetiche rinnovabili ai sensi del presente decreto.
8. Fatte salve le disposizioni della legge 31 dicembre 1996, n. 675, il Gestore della rete istituisce un sistema informatico ad accesso controllato, anche al fine di consentire la verifica dei dati contenuti nella garanzia di origine di elettricit  prodotta da fonti energetiche rinnovabili.
9. L'emissione, da parte del Gestore della rete, della garanzia di origine, dei certificati verdi o di altro titolo ai sensi del comma 6, e' subordinata alla verifica della attendibilit  dei dati forniti dal richiedente e della loro conformit  alle disposizioni del presente decreto e del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successive disposizioni applicative. A tali scopi, il Gestore della rete pu  disporre controlli sugli impianti in esercizio o in costruzione, anche avvalendosi della collaborazione di altri organismi.
10. La garanzia di origine di elettricit  prodotta da fonti energetiche rinnovabili rilasciata in altri Stati membri dell'Unione europea a seguito del recepimento della direttiva 2001/77/CE, e' riconosciuta anche in Italia.
11. Con decreto del Ministro delle attivit  produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio sono definite le condizioni e le modalit  di riconoscimento della garanzia di origine di elettricit  prodotta da fonti energetiche

rinnovabili rilasciata da Stati esteri con cui esistano accordi internazionali bilaterali in materia.

12. Nell'espletamento delle funzioni assegnate dal presente articolo e sempreché compatibili con il presente decreto, il Gestore della rete salvaguarda le procedure introdotte con l'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successivi provvedimenti attuativi.

13. La garanzia di origine sostituisce la certificazione di provenienza definita nell'ambito delle direttive di cui al comma 5 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Art. 12.

Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative

1. Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.

2. Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.

3. La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una autorizzazione unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. A tal fine la Conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'articolo 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e successive modificazioni.

4. L'autorizzazione di cui al comma 3 è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7 agosto 1990, n. 241, e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

5. All'installazione degli impianti di fonte rinnovabile di cui all'articolo 2, comma 2, lettere *b*) e *c*) per i quali non è previsto il rilascio di alcuna autorizzazione, non si applicano le procedure di cui ai commi 3 e 4.

6. L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.

7. Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere *b*) e *c*), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14.

8. Gli impianti di produzione di energia elettrica di potenza complessiva non superiore a 3 MW termici, sempre che ubicati all'interno di impianti di smaltimento rifiuti, alimentati da gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas, nel rispetto delle norme tecniche e prescrizioni specifiche adottate ai sensi dei commi 1, 2 e 3 dell'articolo 31 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, sono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 2, comma 1, del decreto del Presidente della Repubblica 24 maggio 1988, n. 203, attività ad inquinamento atmosferico poco significativo ed il loro esercizio non richiede autorizzazione. È conseguentemente aggiornato l'elenco delle attività ad inquinamento atmosferico poco significativo di cui all'allegato I al decreto del Presidente della Repubblica 25 luglio 1991.

9. Le disposizioni di cui ai precedenti commi si applicano anche in assenza della ripartizione di cui all'articolo 10, commi 1 e 2, nonché di quanto disposto al comma 10.

10. In Conferenza unificata, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del Ministro per i beni e le attività culturali, si approvano le linee guida per lo svolgimento del procedimento di cui al comma 3. Tali linee guida sono volte, in particolare, ad assicurare un corretto inserimento degli impianti, con specifico riguardo agli impianti eolici, nel paesaggio. In attuazione di tali linee guida, le regioni possono procedere alla indicazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti.

Art. 13.

Questioni riguardanti la partecipazione al mercato elettrico

1. Fermo restando l'obbligo di utilizzazione prioritaria e il diritto alla precedenza nel dispacciamento, di cui all'articolo 3, comma 3, e all'articolo 11, comma 4, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili è immessa nel sistema elettrico con le modalità indicate ai successivi commi.

2. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti di potenza uguale o superiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili, ad eccezione di quella prodotta dagli impianti alimentati dalle fonti rinnovabili di cui al primo periodo del comma 3 e di quella ceduta al Gestore della rete nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/1997, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa viene collocata sul mercato elettrico secondo la relativa disciplina e nel rispetto delle regole di dispacciamento definite dal Gestore della rete in attuazione delle disposizioni del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

3. Per quanto concerne l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, nonché da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al Gestore della rete nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip 12 luglio 1989, n. 15/89, 14 novembre 1990, n. 34/90, 29 aprile 1992, n. 6/92, nonché della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas 28 ottobre 1997, n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, essa è ritirata, su richiesta del produttore, dal gestore di rete alla quale l'impianto è collegato. L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas determina le modalità per il ritiro dell'energia elettrica di cui al presente comma facendo riferimento a condizioni economiche di mercato.

4. Dopo la scadenza delle convenzioni di cui ai commi 2 e 3, l'energia elettrica prodotta dagli impianti di cui al comma 2 viene ceduta al mercato. Dopo la scadenza di tali convenzioni, l'energia elettrica di cui al comma 3 è ritirata dal gestore di rete cui l'impianto è collegato, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con riferimento a condizioni economiche di mercato.

Art. 14.

Questioni attinenti il collegamento degli impianti alla rete elettrica

1. Entro tre mesi dalla data di entrata in vigore del presente decreto, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas emana specifiche direttive relativamente alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi.

2. Le direttive di cui al comma 1:

- a) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per la realizzazione degli impianti di utenza e di rete per la connessione;
- b) fissano le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi, a carico del produttore, per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione della soluzione definitiva di connessione;
- c) stabiliscono i criteri per la ripartizione dei costi di connessione tra il nuovo

produttore e il gestore di rete;

d) stabiliscono le regole nel cui rispetto gli impianti di rete per la connessione possono essere realizzati interamente dal produttore, individuando altresì i provvedimenti che il Gestore della rete deve adottare al fine di definire i requisiti tecnici di detti impianti; per i casi nei quali il produttore non intenda avvalersi di questa facoltà, stabiliscono quali sono le iniziative che il gestore di rete deve adottare al fine di ridurre i tempi di realizzazione;

e) prevedono la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per la connessione di nuovi impianti;

f) definiscono le modalità di ripartizione dei costi fra tutti i produttori che ne beneficiano delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete. Dette modalità, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente e gli stessi gestori di rete traggono dalle connessioni.

3. I gestori di rete hanno l'obbligo di fornire al produttore che richiede il collegamento alla rete di un impianto alimentato da fonti rinnovabili le soluzioni atte a favorirne l'accesso alla rete, unitamente alle stime dei costi e della relativa ripartizione, in conformità alla disciplina di cui al comma 1.

4. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas adotta i provvedimenti eventualmente necessari per garantire che la tariffazione dei costi di trasmissione e di distribuzione non penalizzi l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili, compresa quella prodotta in zone periferiche, quali le regioni insulari e le regioni a bassa densità di popolazione.

Art. 15.

Campagna di informazione e comunicazione a favore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia

1. Nell'ambito delle disposizioni di cui all'articolo 11 della legge 7 giugno 2000, n. 150, e con le modalità previste dalla medesima legge, su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, e' svolta una campagna di informazione e comunicazione a sostegno delle fonti rinnovabili e dell'efficienza negli usi finali dell'energia.

2. La campagna di cui al comma 1 viene svolta almeno per gli anni 2004, 2005 e 2006.

Art. 16.

Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia

1. E' istituito l'Osservatorio nazionale sulle fonti rinnovabili e l'efficienza negli usi finali dell'energia. L'Osservatorio, svolge attività di monitoraggio e consultazione sulle fonti rinnovabili e sull'efficienza negli usi finali dell'energia, allo scopo di:

Appendice – Normativa di riferimento

- a) verificare la coerenza tra le misure incentivanti e normative promosse a livello statale e a livello regionale;
- b) effettuare il monitoraggio delle iniziative di sviluppo del settore;
- c) valutare gli effetti delle misure di sostegno, nell'ambito delle politiche e misure nazionali per la riduzione delle emissioni dei gas serra;
- d) esaminare le prestazioni delle varie tecnologie;
- e) effettuare periodiche audizioni degli operatori del settore;
- f) proporre le misure e iniziative eventualmente necessarie per migliorare la previsione dei flussi di cassa dei progetti finalizzati alla costruzione e all'esercizio di impianti alimentati da fonti rinnovabili e di centrali ibride;
- g) proporre le misure e iniziative eventualmente necessarie per salvaguardare la produzione di energia elettrica degli impianti alimentati a biomasse e rifiuti, degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili e degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 10 MVA, prodotta successivamente alla scadenza delle convenzioni richiamate all'articolo 13, commi 2 e 3, ovvero a seguito della cessazione del diritto ai certificati verdi.

2. L'Osservatorio di cui al comma 1 e' composto da non più di venti esperti della materia di comprovata esperienza.

3. Con decreto del Ministro delle attività produttive e del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e degli Affari regionali, sentita la Conferenza unificata, da emanarsi entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo, sono nominati i membri l'Osservatorio e ne sono organizzate le attività.

4. Il decreto stabilisce altresì le modalità di partecipazione di altre amministrazioni nonché le modalità con le quali le attività di consultazione e monitoraggio sono coordinate con quelle eseguite da altri organismi di consultazione operanti nel settore energetico.

5. I membri dell'Osservatorio durano in carica cinque anni dalla data di entrata in vigore del decreto di cui al comma 3.

6. Le spese per il funzionamento dell'Osservatorio, trovano copertura, nel limite massimo di 750.000 Euro all'anno, aggiornato annualmente in relazione al tasso di inflazione, sulle tariffe per il trasporto dell'energia elettrica, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, fatta salva la remunerazione del capitale riconosciuta al Gestore della rete dalla regolazione tariffaria in vigore, entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto legislativo. L'esatta quantificazione degli oneri finanziari di cui al presente comma e' effettuata nell'ambito del decreto di cui al comma 3.

7. Dall'attuazione del presente articolo non derivano nuovi o maggiori oneri per il bilancio dello Stato. Fermo restando quanto previsto al comma 6, le amministrazioni provvedono ai relativi adempimenti con le strutture fisiche disponibili.

Art. 17.

Inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili

1. Ai sensi di quanto previsto dall'articolo 43, comma 1, lettera e), della legge 1° marzo 2002, n. 39, e nel rispetto della gerarchia di trattamento dei rifiuti di cui al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, sono ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti energetiche rinnovabili i rifiuti, ivi compresa, anche tramite il ricorso a misure promozionali, la frazione non biodegradabile ed i combustibili derivati dai rifiuti, di cui ai decreti previsti dagli articoli 31 e 33 del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 92 e alle norme tecniche UNI 9903-1. Pertanto, agli impianti, ivi incluse le centrali ibride, alimentati dai suddetti rifiuti e combustibili, si applicano le disposizioni del presente decreto, fatta eccezione, limitatamente alla frazione non biodegradabile, di quanto previsto all'articolo 11. Sono fatti salvi i diritti acquisiti a seguito dell'applicazione delle disposizioni di cui al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e successivi provvedimenti attuativi.

2. Sono escluse dal regime riservato alle fonti rinnovabili:

- a) le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 1, comma 3 della legge 9 gennaio 1991, n. 10;
- b) i beni, i prodotti e le sostanze derivanti da processi il cui scopo primario sia la produzione di vettori energetici o di energia;
- c) i prodotti energetici che non rispettano le caratteristiche definite nel del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 marzo 2002, e successive modifiche ed integrazioni.

3. Fermo restando quanto disposto ai commi 1 e 2, entro centoventi giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto, il Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sentite le competenti Commissioni parlamentari e d'intesa con la Conferenza unificata, adotta un decreto con il quale sono individuati gli ulteriori rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti ammessi a beneficiare, anche tramite il ricorso a misure promozionali, del regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili. Il medesimo decreto stabilisce altresì:

- a) i valori di emissione consentiti alle diverse tipologie di impianto utilizzanti i predetti rifiuti e combustibili derivati dai rifiuti;
- b) le modalità con le quali viene assicurato il rispetto della gerarchia comunitaria di trattamento dei rifiuti, di cui al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, in particolare per i rifiuti a base di biomassa.

4. Fatto salvo quanto disposto al comma 1, l'ammissione dei rifiuti e dei combustibili derivati dai rifiuti al regime giuridico riservato alle fonti rinnovabili e' subordinata all'entrata in vigore del decreto di cui al comma 3.

Art. 18.

Cumulabilità di incentivi

1. La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili e da rifiuti che ottiene i certificati verdi non può ottenere i titoli derivanti dalla applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ne' i titoli derivanti dall'applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

2. La produzione di energia elettrica da impianti alimentati da biodiesel che abbia ottenuto l'esenzione dall'accisa ai sensi dell'articolo 21 della legge 23 dicembre 2000, n. 388, o da altro provvedimento di analogo contenuto, non può ottenere i certificati verdi, ne' i titoli derivanti dalla applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, ovvero dall'applicazione delle disposizioni attuative dell'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Art. 19.

Disposizioni specifiche per le regioni a statuto speciale e per le province autonome di Trento e Bolzano

1. Sono fatte salve le competenze delle regioni a statuto speciale e delle province autonome di Trento e di Bolzano che provvedono alle finalità del presente decreto legislativo ai sensi dei rispettivi statuti speciali e delle relative norme di attuazione.

Art. 20.

Disposizioni transitorie, finanziarie e finali

1. Dal 1° gennaio 2004 e fino alla data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, al produttore che cede l'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, e' riconosciuto il prezzo fissato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'energia elettrica all'ingrosso alle imprese distributrici per la vendita ai clienti del mercato vincolato. Con proprio decreto, il Ministro delle attività produttive fissa, ai soli fini del presente decreto legislativo, la data di entrata a regime del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

2. In deroga a quanto stabilito all'articolo 8, comma 7, l'elettricità prodotta dalle centrali ibride, anche operanti in co-combustione, che impiegano farine animali oggetto di smaltimento ai sensi del decreto-legge 11 gennaio 2001, n. 1, convertito, con modificazioni, nella legge 9 marzo 2001, n. 49, ha diritto, per i soli anni dal 2003 al 2007, al rilascio dei certificati verdi sul 100% della produzione imputabile.

3. I soggetti che importano energia elettrica da Stati membri dell'Unione europea, sottoposti all'obbligo di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, possono richiedere al Gestore della rete, relativamente alla quota di elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili, l'esenzione dal medesimo obbligo. La richiesta e' corredata almeno da copia conforme della garanzia di origine rilasciata, ai

sensi dell'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE, nel Paese ove e' ubicato l'impianto di produzione. In caso di importazione di elettricità da Paesi terzi, l'esenzione dal medesimo obbligo, relativamente alla quota di elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili, e' subordinata alla stipula di un accordo tra il Ministero delle attività produttive e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e i competenti Ministeri dello Stato estero da cui l'elettricità viene importata, che prevede che l'elettricità importata prodotta da fonti rinnovabili e' garantita come tale con le medesime modalità di cui all'articolo 5 della direttiva 2001/77/CE.

4. Ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali di cui alle relazioni richiamate all'articolo 3, comma 1, i certificati verdi possono essere rilasciati esclusivamente alla produzione di elettricità da impianti ubicati sul territorio nazionale, ovvero alle importazioni di elettricità da fonti rinnovabili esclusivamente provenienti da Paesi che adottino strumenti di promozione ed incentivazione delle fonti rinnovabili analoghi a quelli vigenti in Italia e riconoscano la stessa possibilità ad impianti ubicati sul territorio italiano, sulla base di accordi stipulati tra il Ministero delle attività produttive e il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e i competenti Ministeri del Paese estero da cui l'elettricità da fonti rinnovabili viene importata.

5. Il periodo di riconoscimento dei certificati verdi e' fissato in otto anni, al netto dei periodi di fermata degli impianti causati da eventi calamitosi dichiarati tali dalle autorità competenti.

6. Al fine di promuovere in misura adeguata la produzione di elettricità da impianti alimentati da biomassa e da rifiuti, ad esclusione di quella prodotta da centrali ibride, con il decreto di cui al comma 8, il periodo di riconoscimento dei certificati verdi di cui al comma 5 può essere elevato, anche mediante rilascio, dal nono anno, di certificati verdi su una quota dell'energia elettrica prodotta anche tenuto conto di quanto previsto al precedente art. 17. Al medesimo fine, possono anche essere utilizzati i certificati verdi attribuiti al Gestore della rete dall'articolo 11, comma 3, secondo periodo, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. La predetta elevazione del periodo di riconoscimento dei certificati verdi non può essere concessa per la produzione di energia elettrica da impianti che hanno beneficiato di incentivi pubblici in conto capitale.

7. I certificati verdi rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno possono essere usati per ottemperare all'obbligo, di cui all'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, relativo anche ai successivi due anni.

8. Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento, con decreto del Ministro delle attività produttive di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, sono aggiornate le direttive di cui all'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

9. Fino all'entrata in vigore delle direttive di cui all'articolo 14, comma 1, si applicano le disposizioni vigenti.

Appendice – Normativa di riferimento

10. Dall'attuazione del presente decreto non derivano nuovi o maggiori oneri a carico del bilancio dello Stato ovvero minori entrate.

Delibera n. 28/06

Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 10 febbraio 2006

Visti:

- la legge 9 gennaio 1991, n. 9;
- la legge 9 gennaio 1991, n. 10 (di seguito: legge n. 10/91);
- la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);
- la legge 13 maggio 1999, n. 133 (di seguito: legge n. 133/99);
- il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);
- la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001;
- il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (di seguito: decreto legislativo n. 387/03);
- il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: DPCM 11 maggio 2004);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006 (di seguito: decreto ministeriale 28 luglio 2005);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 6 febbraio 2006 (di seguito: decreto ministeriale 6 febbraio 2006);
- il decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 24 ottobre 2005 recante l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 6 dicembre 2000, n. 224/00 (di seguito: deliberazione n. 224/00);
- la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 118/03);

Appendice – Normativa di riferimento

- la deliberazione dell’Autorità 30 dicembre 2003, n. 168/03 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 168/03);
- il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi, allegato alla deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/04 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo integrato);
- il Testo integrato delle disposizioni dell’Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell’energia elettrica, per il periodo di regolazione 2004-2007, allegato alla deliberazione dell’Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04 e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo integrato della qualità);
- l’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità 19 dicembre 2005, n. 281/05, recante condizioni per l’erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV, i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi (di seguito: deliberazione n. 281/05);
- il documento per la consultazione 15 luglio 2005, recante condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell’articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 (di seguito: documento per la consultazione);
- le osservazioni al documento per la consultazione, di cui al precedente alinea, pervenute all’Autorità.

Considerato che:

- la legge n. 481/95 prevede che l’Autorità definisca le condizioni tecnico-economiche di accesso e interconnessione alle reti;
- l’articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che l’Autorità fissi le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni;
- l’articolo 9, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che le imprese distributrici abbiano l’obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall’Autorità in materia di tariffe, contributi ed oneri;
- l’articolo 10, comma 7, primo periodo, della legge n. 133/99 prevede che l’esercizio di impianti che utilizzano fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW, anche collegati alla rete, non sia soggetto agli obblighi di cui all’articolo 53, comma 1, del testo unico approvato con decreto legislativo 26 ottobre 1995, n. 504, e l’energia consumata, sia autoprodotta che ricevuta in conto scambio, non sia sottoposta all’imposta erariale ed alle relative addizionali sull’energia elettrica;
- l’articolo 6, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che l’Autorità disciplini le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell’energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW;

Appendice – Normativa di riferimento

- l'articolo 6, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che nell'ambito della disciplina dello scambio sul posto non è consentita la vendita dell'energia elettrica prodotta;
- pertanto, i soggetti che si avvalgono dello scambio sul posto sono soggetti che, mediamente, su base annua, presentano un prelievo complessivo di energia elettrica superiore rispetto alle immissioni e sono quindi configurabili, dal punto di vista del sistema elettrico, come clienti finali;
- l'articolo 6, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 stabilisce che la disciplina dello scambio sul posto sostituisca ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica;
- a seguito della progressiva liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica aumenta il numero dei clienti idonei titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW;
- le modalità amministrative e di fatturazione dell'energia elettrica prelevata dai clienti finali del mercato libero sono calcolate con riferimento all'anno solare, diversamente da quanto di norma accade per i clienti del mercato vincolato;
- l'articolo 17, comma 1, del decreto legislativo n. 387/03 prevede l'inclusione dei rifiuti tra le fonti energetiche ammesse a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili;
- l'articolo 17, comma 2, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che siano escluse dal regime riservato alle fonti rinnovabili, tra le altre, le fonti assimilate alle fonti rinnovabili, di cui all'articolo 1, comma 3, della legge n. 10/91;
- il decreto ministeriale 28 luglio 2005 ha previsto una "tariffa incentivante" per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici anche di potenza nominale non superiore a 20 kW;
- il valore della "tariffa incentivante" prevista dal decreto ministeriale 28 luglio 2005 è riferito all'anno solare.

Ritenuto opportuno:

- disciplinare le condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ivi compresi gli impianti alimentati dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03, ad eccezione delle centrali ibride;
- prevedere che la disciplina di cui al precedente alinea possa essere applicata sia a clienti vincolati sia a clienti liberi titolari di impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW;
- prevedere che l'applicazione della suddetta disciplina faccia riferimento a periodi temporali congruenti a quelli già attualmente previsti dalle modalità amministrative e di fatturazione vigenti per il mercato libero e per il mercato vincolato;
- che, in deroga al principio di cui al precedente alinea, per i soggetti che beneficiano delle incentivazioni previste dal decreto ministeriale 28 luglio 2005, il periodo di riferimento per l'applicazione della disciplina dello

- scambio sul posto sia l'anno solare, a prescindere dalla loro appartenenza al mercato libero o al mercato vincolato;
- escludere, per i titolari degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, l'obbligo di stipula del contratto di dispacciamento in immissione, nonché di versamento del corrispettivo per il servizio di trasmissione previsto dall'articolo 19 del Testo integrato;
 - prevedere opportune disposizioni finalizzate all'integrazione della disciplina dello scambio sul posto con le vigenti condizioni per l'erogazione dei servizi di dispacciamento, trasporto, misura e vendita dell'energia elettrica ai clienti finali;
 - prevedere che, per gli impianti che usufruiscono del servizio di scambio sul posto, trovino applicazione le disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica di cui al Testo integrato della qualità;
 - prevedere un corrispettivo a copertura dei costi aggiuntivi associati all'erogazione del servizio di scambio sul posto

DELIBERA

Articolo 1

Definizioni

1.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'articolo 2 del decreto legislativo n. 387/03, all'articolo 1, comma 1.1 del Testo integrato e all'articolo 1, comma 1.1 della deliberazione n. 168/03, oltre che le seguenti:

- a. l'**Anno** è:
 - nel primo anno di validità del Contratto, il periodo intercorrente tra la data di efficacia del Contratto e il 31 dicembre;
 - per gli anni successivi, l'anno solare;
 - nell'ultimo anno di validità del Contratto, il periodo intercorrente tra il 1° gennaio e la data di risoluzione del Contratto;
- b. l'**Anno Contrattuale** è:
 - per il primo anno di validità del Contratto, il periodo di un anno di calendario avente inizio dalla data di efficacia del Contratto medesimo;
 - per gli anni successivi al primo, il periodo di un anno di calendario avente inizio dalla data di tacito rinnovo del Contratto;
 - per l'ultimo anno di validità del Contratto, il periodo intercorrente tra l'ultima data di tacito rinnovo e la data di risoluzione del Contratto;
- c. l'**Autorità** è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, istituita ai sensi della legge n. 481/95;
- d. il **Contratto** è il contratto sottoscritto tra il Gestore contraente e il Richiedente in esecuzione del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, il cui schema è riportato in Allegato A alla presente deliberazione;

- e. il **Gestore contraente** è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto del Richiedente;
- f. il **Gestore del sistema elettrico** è il Gestore del sistema elettrico – GRTN Spa di cui al DPCM 11 maggio 2004;
- g. il **gestore di rete** è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto del Richiedente;
- h. gli **impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW** sono gli impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW alimentati da fonti rinnovabili, come definite dall'articolo 2, comma 1, lettera a), del decreto legislativo n. 387/03 o dai rifiuti ammessi a beneficiare del regime riservato alle fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 17 del decreto legislativo n. 387/03, ad eccezione delle centrali ibride;
- i. l'**impresa distributrice** è l'impresa esercente l'attività di distribuzione ai sensi dell'articolo 9 del decreto legislativo n. 79/99;
- j. la **potenza nominale** di un impianto che si avvale del servizio di scambio sul posto è la potenza risultante dalla somma aritmetica delle potenze nominali dei generatori elettrici dell'impianto destinati alla produzione di energia elettrica o delle potenze di picco di ciascun modulo fotovoltaico facente parte del medesimo impianto;
- k. il **punto di connessione** è il punto di confine (fisico o convenzionale) tra la rete del gestore di rete e l'impianto per cui si richiede il servizio di scambio sul posto, con riferimento al quale viene misurata l'energia elettrica immessa e prelevata tra la rete con obbligo di connessione di terzi e l'impianto;
- l. il **Richiedente** è il soggetto che richiede il servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da un impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, di cui è titolare o ne ha la disponibilità;
- m. il **saldo** è la differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata nel punto di connessione;
- n. il servizio di **scambio sul posto** di cui all'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03 è il servizio erogato dal Gestore contraente che consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti di cui alla lettera h) e l'energia elettrica prelevata dalla rete, nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidono;
- o. **Terna** è la società Terna – Rete elettrica nazionale Spa di cui al DPCM 11 maggio 2004.

Articolo 2

Oggetto e ambito di applicazione

- 2.1 La presente deliberazione definisce le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 387/03.
- 2.2 Nell'ambito della disciplina di cui al comma 2.1 non è consentita la vendita

dell'energia elettrica prodotta, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 6, comma 2 del decreto legislativo n. 387/03.

- 2.3 La disciplina di cui al comma 2.1 sostituisce ogni altro adempimento, a carico dei soggetti che realizzano gli impianti, connesso all'accesso e all'utilizzo della rete elettrica, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 6, comma 3 del decreto legislativo n. 387/03.
- 2.4 I titolari degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, nell'ambito della disciplina di cui al comma 2.1, non devono:
 - a. versare il corrispettivo per il servizio di trasmissione di cui all'articolo 19 del Testo integrato per l'energia elettrica immessa in rete;
 - b. versare il corrispettivo per il servizio di misura nei punti di immissione di cui all'articolo 40 del Testo integrato;
 - c. stipulare il contratto per il servizio di dispacciamento in immissione previsto dall'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione n. 168/03.
- 2.5 All'energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW nell'ambito della disciplina di cui al comma 2.1 non si applicano le disposizioni di cui all'articolo 17, comma 17.1, lettera b), del Testo integrato.
- 2.6 Per gli impianti di cui al presente provvedimento trovano applicazione le disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica di cui al Testo integrato della qualità.

Articolo 3

Modalità per la richiesta e per l'erogazione del servizio di scambio sul posto

- 3.1 Possono richiedere di usufruire del servizio di scambio sul posto i clienti del mercato vincolato e i clienti del mercato libero che hanno la disponibilità di impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW.
- 3.2 La richiesta deve essere presentata all'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto.
- 3.3 L'impresa distributrice a cui è presentata la richiesta di cui al precedente comma 3.1 propone al Richiedente, entro (30) trenta giorni dal ricevimento della richiesta, un contratto conforme allo schema di contratto allegato al presente provvedimento (*Allegato A*), indicando altresì le tempistiche previste per l'attivazione del servizio di scambio, comprensive dell'eventuale adeguamento o realizzazione della connessione.
- 3.4 Il Richiedente e il Gestore contraente sottoscrivono il Contratto. Qualora il Richiedente sia un cliente del mercato libero che abbia concluso il contratto di dispacciamento in prelievo ai sensi dell'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione n. 168/03 e il contratto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura ai sensi dell'articolo 2 del Testo integrato attraverso l'interposizione

di un soggetto terzo, quest'ultimo è tenuto a rappresentare il Richiedente anche ai fini della stipula del Contratto per il servizio di scambio sul posto.

- 3.5 Qualora il gestore di rete a cui è connesso l'impianto non coincida con l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui il medesimo impianto è ubicato, la richiesta di cui al comma 3.1, la proposta di contratto di cui al comma 3.2, nonché il Contratto sottoscritto da entrambe le parti, sono inviati contestualmente, per conoscenza, al gestore di rete a cui l'impianto è connesso.

Articolo 4

Condizioni tecniche per la connessione

- 4.1 I sistemi di protezione degli impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto devono essere conformi ai requisiti previsti dalle regole tecniche dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto.
- 4.2 La connessione alla rete degli impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, laddove risulti inadeguata o inesistente, deve essere completata dal gestore di rete entro tempi ragionevolmente commisurati all'entità dell'intervento. Qualora gli interventi necessari per la connessione richiedano più di 90 giorni decorrenti dalla data di ricevimento del Contratto sottoscritto o, se successiva, dalla data di ricevimento, da parte del gestore di rete, della comunicazione di conclusione dei lavori di realizzazione dell'impianto inviata dal Richiedente, il gestore di rete deve darne comunicazione al Richiedente e all'Autorità, indicandone le motivazioni.
- 4.3 In deroga a quanto previsto dal comma 4.2 del presente articolo, nel caso di impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto per i quali il Richiedente abbia diritto all'incentivazione prevista dal decreto ministeriale 28 luglio 2005 e dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006, la connessione alla rete deve essere completata dal gestore di rete entro il tempo massimo di cui all'articolo 8, comma 3, ultimo periodo, del decreto 28 luglio 2005.
- 4.4 L'Autorità, qualora dovesse ravvisare situazioni di diniego di accesso alla rete da parte dei gestori di rete, adotterà i provvedimenti di propria competenza, ivi incluse le sanzioni di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge n. 481/95.
- 4.5 I gestori di rete non titolari di concessione di trasmissione e dispacciamento o di distribuzione adempiono alle disposizioni di cui al presente articolo sotto il coordinamento dell'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto. Nel caso di connessione a reti elettriche a tensione maggiore di 1 kV, l'azione di coordinamento è svolta nell'ambito della convenzione di cui all'articolo 2, comma 2.4 della deliberazione n. 281/05.

Articolo 5

Misura dell'energia elettrica

- 5.1 Le apparecchiature di misura devono consentire, direttamente o indirettamente attraverso opportuni algoritmi, la misura dell'energia elettrica attiva immessa e prelevata nel punto di connessione.
- 5.2 Il Gestore contraente è responsabile dell'installazione e della manutenzione delle apparecchiature di misura nonché della rilevazione e registrazione delle misure di cui al precedente comma 5.1.
- 5.3 Nel caso in cui il Richiedente abbia la necessità di disporre della misura dell'energia elettrica prodotta dagli impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto e/o dell'energia elettrica consumata dalle proprie utenze elettriche afferenti al medesimo punto di connessione, il Gestore contraente, su richiesta del Richiedente e fatto salvo quanto previsto dagli specifici provvedimenti applicabili, è responsabile dell'installazione e della manutenzione delle apparecchiature di misura necessarie per la misura dell'energia elettrica prodotta e/o consumata, nonché della rilevazione e registrazione delle suddette ulteriori misure.
- 5.4 Il Gestore contraente consente al Richiedente l'accesso alle misure di cui ai precedenti commi 5.1 e 5.3.
- 5.5 Nel caso in cui il Richiedente abbia diritto all'incentivazione prevista dal decreto ministeriale 28 luglio 2005 e dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006 o ai certificati verdi, il Gestore contraente trasmette al Gestore del sistema elettrico tutti i dati di misura nella sua disponibilità necessari per la valorizzazione dei suddetti incentivi.
- 5.6 La remunerazione per il servizio di misura fornito dal Gestore contraente per le eventuali misure di cui al comma 5.3 è pari alla componente tariffaria MIS₁ prevista, per il livello di tensione corrispondente a quello della connessione dell'impianto, dalla tabella 18, prima colonna, dell'Allegato n. 1 al Testo integrato ed è corrisposta dal Richiedente al Gestore contraente solo nel caso in cui il Richiedente si avvalga del Gestore contraente per le ulteriori misure di cui al comma 5.3.

Articolo 6

Condizioni tecnico - economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto per i clienti finali liberi

- 6.1 Le disposizioni contenute nel presente articolo si applicano ai clienti finali del mercato libero.
- 6.2 Il servizio di scambio sul posto viene erogato dal Gestore contraente su base annuale, secondo le modalità di cui ai seguenti commi. A tal fine il Richiedente mette a disposizione del Gestore contraente tutte le informazioni necessarie.
- 6.3 Ai fini dell'applicazione dell'articolo 31 del Testo integrato, della deliberazione n. 168/03 e della deliberazione n. 118/03, i punti per i quali si applica la

disciplina dello scambio sul posto sono considerati punti di prelievo non trattati su base oraria ai sensi della deliberazione n. 118/03.

- 6.4 Ai fini del calcolo del saldo di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera m), il Richiedente può scegliere, in funzione del tipo di misuratori di cui dispone, tra le seguenti alternative:
- a. **saldo annuo**: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra loro sulla base dell'Anno, indipendentemente dalle fasce orarie in cui l'energia elettrica viene immessa e prelevata;
 - b. **saldo annuo per fasce**: l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra di loro sulla base dell'Anno in ciascuna fascia oraria. Il saldo annuo per fasce può essere scelto dal Richiedente solo se l'energia elettrica immessa e quella prelevata sono entrambe misurate da misuratori atti a rilevare l'energia elettrica per ciascuna fascia oraria.
- 6.5 Il Richiedente effettua la scelta della modalità di calcolo del saldo tra le alternative di cui all'articolo 6, comma 6.4, lettere a) e b), all'atto della stipula del contratto di cui all'*Allegato A*. Qualora il Richiedente non eserciti tale facoltà, il Gestore contraente calcola il saldo secondo quanto previsto dall'articolo 6, comma 6.4, lettera a).
Il Richiedente può richiedere l'applicazione di una modalità di calcolo del saldo diversa da quella scelta all'atto della stipula del contratto di cui all'*Allegato A*, una sola volta per ciascun Anno, con effetti a valere sull'Anno successivo, dandone preavviso al Gestore contraente almeno due mesi prima della fine dell'Anno e riconoscendo al medesimo Gestore contraente il corrispettivo aggiuntivo di cui all'articolo 7, comma 7.2, a compensazione degli oneri amministrativi conseguenti.
- 6.6 Qualora, in un dato Anno, il saldo di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera m) risulti maggiore di zero, esso è riportato a credito per la compensazione, in energia, di un eventuale saldo negativo relativo all'Anno successivo. Il saldo positivo relativo ad un dato Anno può essere utilizzato a compensazione di eventuali saldi negativi per un massimo di 3 Anni successivi all'Anno in cui è stato maturato. Se detta compensazione in energia non viene effettuata entro il terzo Anno successivo a quello in cui viene maturato il credito, il credito residuo viene annullato.
- 6.7 Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, il Gestore contraente calcola, per ogni Anno i :
- a. Il **Saldo annuale** (S_i), pari alla differenza tra l'energia elettrica immessa e l'energia elettrica prelevata nell'Anno i ;
 - b. Il **Saldo Positivo Scaduto** (SPS_i), pari alla quota del Saldo annuale positivo relativo all'Anno $i-4$ non utilizzata a compensazione di saldi annuali negativi nei precedenti Anni;
 - c. Il **Saldo annuale riportabile** (SR_i), pari a:
 - zero se $(S_i + SR_{i-1} - SPS_i) \leq 0$
 - $(S_i + SR_{i-1} - SPS_i)$ se $(S_i + SR_{i-1} - SPS_i) > 0$
 - d. Il **Prelievo** (P_i) assegnato al cliente finale che si avvale del servizio di

scambio, pari a:

- zero se $(S_i + SR_{i-1} - SPS_i) \geq 0$
- $-(S_i + SR_{i-1} - SPS_i)$ se $(S_i + SR_{i-1} - SPS_i) < 0$

- 6.8 I quantitativi di energia elettrica di cui alle precedenti lettere a), b), c) e d) sono calcolati con riferimento a ciascuna fascia oraria o indipendentemente dalle fasce orarie, in funzione della scelta effettuata dal Richiedente ai sensi del comma 6.4.
- 6.8 Il Gestore contraente applica il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura di cui all'articolo 2 del Testo Integrato, considerando l'energia elettrica prelevata dal Richiedente nell'Anno i pari a P_i , come definito al precedente comma 6.7, lettera d). Al valore P_i si applica altresì il trattamento e i corrispettivi previsti dal contratto di dispacciamento in prelievo di cui all'articolo 5, comma 5.2, della deliberazione n. 168/03.
- 6.9 Entro il 25 febbraio di ogni anno, il Gestore contraente comunica al Richiedente, a Terna, ad un eventuale soggetto terzo che rappresenta il Richiedente e al gestore di rete, nel caso in cui quest'ultimo non coincida con il medesimo Gestore contraente, il valore di S_i , di SPS_i , di SR_i e di P_i relativi al precedente Anno e calcolati secondo le modalità di cui al precedente comma 6.7.
- 6.10 Nel caso in cui il Richiedente modifichi la scelta delle modalità di calcolo del saldo di cui al precedente comma 6.4:
- a. se la modifica prevede il passaggio da un saldo indifferenziato (relativo all'Anno i) ad un saldo per fascia (relativo all'Anno $i+1$), l'eventuale saldo SR_i unico relativo all'Anno i è riportato all'Anno $i+1$ ripartendolo su ciascuna fascia in proporzione all'energia elettrica immessa per fascia nell'Anno $i+1$;
 - b. se la modifica prevede il passaggio da un saldo per fascia (relativo all'Anno i) ad un saldo indifferenziato (relativo all'Anno $i+1$), gli eventuali saldi SR_i maturati in ciascuna fascia relativi all'Anno i sono riportati cumulativamente all'Anno $i+1$.
- 6.11 Nel caso in cui il Richiedente passi dal mercato libero al mercato vincolato nel corso di un Anno, i saldi di cui al comma 6.7 e la relativa regolazione economica di cui al comma 6.8 sono calcolati separatamente con riferimento a ciascun periodo temporale in cui il Richiedente ha mantenuto la stessa qualifica di cliente finale, libero o vincolato.
Il Richiedente può, in alternativa, recedere dal contratto per il servizio di scambio sul posto contestualmente al passaggio dal mercato libero al mercato vincolato.
Gli eventuali saldi positivi SR_i sono riportati, ove necessario, al periodo successivo secondo le stesse modalità di cui al precedente comma 6.10.
- 6.12 Le modalità amministrative e di fatturazione possono prevedere meccanismi di acconto e conguaglio, conformemente a quanto previsto dalle disposizioni

dell'Autorità in materia.

Articolo 7

Condizioni tecnico - economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto per i clienti finali vincolati

- 7.1 Le disposizioni contenute nel presente articolo si applicano ai clienti del mercato vincolato.
- 7.2 Il servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica immessa e prelevata nell'ambito del contratto di cui all'articolo 3, comma 3.2, viene effettuato dal Gestore contraente su base annuale, secondo le modalità di cui ai seguenti commi. A tal fine il Richiedente mette a disposizione del Gestore contraente tutte le informazioni necessarie.
- 7.3 Ai fini dell'applicazione dell'articolo 31 del Testo integrato, della deliberazione n. 168/03 e della deliberazione n. 118/03, i punti per i quali si applica la disciplina dello scambio sul posto sono considerati punti di prelievo non trattati su base oraria ai sensi della deliberazione n. 118/03.
- 7.4 Ai fini del calcolo il saldo di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera m):
 - a. se il Richiedente è un cliente finale non dotato di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fascia, l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra loro indipendentemente dalle fasce orarie in cui tale energia elettrica è immessa o prelevata;
 - b. se il Richiedente è un cliente finale dotato di misuratore atto a rilevare l'energia elettrica per fascia, l'energia elettrica immessa e quella prelevata si compensano tra di loro in ciascuna fascia oraria.
- 7.5 Qualora, in un dato periodo di fatturazione, il saldo di cui all'articolo 1, comma 1.1, lettera m) risulti maggiore di zero, esso è riportato a credito per la compensazione, in energia, di un eventuale saldo negativo relativo ad un periodo di fatturazione successivo.
- 7.6 Il saldo positivo relativo ad un dato Anno Contrattuale può essere utilizzato a compensazione di eventuali saldi negativi per un massimo di 3 Anni Contrattuali successivi all'Anno Contrattuale in cui è stato maturato. Se detta compensazione in energia non viene effettuata entro il terzo Anno Contrattuale successivo a quello in cui viene maturato il credito, il credito residuo viene annullato.
- 7.7 Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, il Gestore contraente calcola, per ciascun Richiedente appartenente al mercato vincolato, i quantitativi di energia elettrica di cui al precedente articolo 6, comma 6.7, lettere a), b), c) e d), con riferimento all'Anno Contrattuale, fatto salvo quanto previsto al successivo comma 7.12.
- 7.8 Il Gestore contraente applica il trattamento e i corrispettivi previsti dal Testo Integrato per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita secondo le usuali modalità amministrative e di fatturazione, purché, in un Anno

Contrattuale i , al Richiedente sia attribuita la quantità di energia elettrica prelevata pari al quantitativo P_i , come definito al precedente articolo 6, comma 6.7, lettera d) e calcolato con riferimento al medesimo Anno Contrattuale i .

- 7.9 Entro il giorno 25 del secondo mese successivo a quello in cui termina l'Anno Contrattuale, il Gestore contraente comunica al Richiedente e al gestore di rete, nel caso in cui quest'ultimo non coincida con il medesimo Gestore contraente, il valore di S_i , di SPS_i , di SR_i e di P_i relativi al precedente Anno Contrattuale e calcolati secondo le modalità di cui al precedente comma 6.7.
- 7.10 Nel caso in cui ad un Richiedente, inizialmente dotato di contatore non atto a rilevare l'energia elettrica per fascia, venga installato un contatore atto a rilevare l'energia elettrica per fascia, l'eventuale saldo SR_i indifferenziato relativo all'ultimo periodo di fatturazione antecedente la sostituzione del contatore è riportato al periodo successivo ripartendolo su ciascuna fascia in proporzione all'energia elettrica immessa in ciascuna fascia oraria nel primo periodo di fatturazione successivo alla sostituzione del contatore.
- 7.11 Nel caso in cui il Richiedente passi dal mercato vincolato al mercato libero nel corso di un Anno Contrattuale, i saldi in energia e la relativa regolazione economica sono calcolati separatamente con riferimento a ciascun periodo temporale in cui il Richiedente ha mantenuto la stessa qualifica di cliente finale, vincolato e libero.
Il Richiedente può, in alternativa, recedere dal contratto di servizio di scambio sul posto contestualmente al passaggio dal mercato vincolato al mercato libero. Gli eventuali saldi positivi SR_i sono riportati, ove necessario, al periodo successivo secondo le stesse modalità di cui al precedente comma 6.10.
- 7.12 Per i Richiedenti appartenenti al mercato vincolato che beneficiano delle incentivazioni previste dal decreto ministeriale 28 luglio 2005 e dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006, le disposizioni di cui al presente articolo sono applicate con riferimento all'Anno, anziché all'Anno Contrattuale.

Articolo 8

Corrispettivi per il servizio di scambio sul posto

- 8.1 Il Richiedente versa al Gestore contraente un corrispettivo annuo a copertura dei costi relativi all'erogazione del servizio di scambio sul posto pari a 30 euro per punto di connessione, secondo le modalità di cui all'articolo 3, commi 3.10 e 3.11 del Testo integrato.
- 8.2 Qualora il Richiedente richieda l'applicazione di una diversa modalità di calcolo del saldo rispetto a quella scelta ai sensi dell'articolo 6, comma 6.4 all'atto della stipula del Contratto, riconosce al Gestore contraente un corrispettivo pari a 20 euro.

Articolo 9

Modifiche al Testo integrato

- 9.1 All'articolo 1 del Testo Integrato, dopo le parole “**deliberazione n. 48/04** è

l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48/04, pubblicata nella Gazzetta ufficiale, n. 102 del 3 maggio 2004, Supplemento Ordinario n. 81", sono inserite le seguenti: “

- **Deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;”

9.2 All'articolo 2 del Testo Integrato, dopo il comma 2.3 è inserito il seguente comma: “

2.4 Le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.”

Articolo 10

Modifiche alla deliberazione n. 118/03

10.1 All'articolo 1 della deliberazione n. 118/03, dopo la lettera j) è inserita la seguente: “

- k. **Deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;”

10.2 All'articolo 2 della deliberazione n. 118/03, dopo il comma 2.2 è inserito il seguente comma: “

2.3 Le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.”

Articolo 11

Modifiche alla deliberazione n. 281/05

11.1 All'articolo 1, comma 1.1 della deliberazione n. 281/05, dopo le parole “**deliberazione n. 4/04** è la deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 4/04;” sono inserite le seguenti: “

- **Deliberazione n. 28/06** è la deliberazione dell'Autorità 10 febbraio 2006, n. 28/06;”

11.2 All'articolo 2 della deliberazione n. 281/05, dopo il comma 2.4 è inserito il seguente comma: “

2.5 Le condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, sono regolate dalla deliberazione n. 28/06.”

Articolo 12

Disposizioni finali

- 12.1 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'articolo 31, comma 31.3, lettera c), del Testo Integrato, l'impresa distributrice competente assume come energia elettrica immessa nella propria rete dagli impianti che si avvalgono del servizio di scambio sul posto, nell'anno i , il saldo positivo scaduto SPS_i di cui all'articolo 6, comma 6.7, lettera b), e all'articolo 7, comma 7.7, del presente provvedimento.
- 12.2 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'articolo 31, comma 31.3, lettera b), del Testo Integrato, l'impresa distributrice competente assume come energia elettrica prelevata dai clienti finali soggetti all'applicazione del servizio di scambio sul posto il prelievo P_i di cui all'articolo 7, comma 7.7, del presente provvedimento.
- 12.3 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'articolo 31, comma 31.4, lettera b), del Testo Integrato, l'impresa distributrice competente assume come energia elettrica prelevata dai clienti finali soggetti all'applicazione del servizio di scambio sul posto il prelievo P_i di cui all'articolo 6, comma 6.7, lettera d), del presente provvedimento.
- 12.4 Ai fini dell'applicazione di quanto previsto dall'articolo 5, comma 5.2 e dall'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 118/03, l'energia elettrica prelevata nell'anno solare precedente dai clienti finali che si avvalgono del servizio di scambio sul posto è pari al prelievo P_i , di cui all'articolo 6, comma 6.7, lettera d), del presente provvedimento, relativo all'anno solare precedente.
- 12.5 La deliberazione n. 224/00 è abrogata a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente provvedimento.
- 12.6 Il presente provvedimento è pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), ed entra in vigore il giorno della sua prima pubblicazione.