CORSO DI PERFEZIONAMENTO IN ENERGETICA

POLITECNICO DI TORINO

DIPARTIMENTO DI ENERGETICA

ENERGIA EOLICA E FOTOVOLTAICA

(Versione 2005)

Prof. Ing. Ugo V. Rocca

(consultabile in internet: http://www.resitsrl.it/ --> links --> appunti)

PREMESSA CON RIFERIMENTI DI PIANO ENERGETICO

Per introdurre il ruolo delle energie rinnovabili occorre considerare il contesto energetico ed ambientale nel quale attualmente si opera a livello nazionale e internazionale.

E' abbastanza comune che le fonti rinnovabili vengano presentate ottimisticamente e con entusiasmo come il rimedio immediato ai problemi sia di dipendenza energetica che di impatto ambientale, o al contrario che vengano considerate quasi una pura perdita di tempo e di irrilevante importanza energetica.

Tutte e due le posizioni sono da rifiutare, sposando invece la tesi che sostiene un ruolo sempre crescente delle energie rinnovabili con un ruolo forse determinante per gli aspetti ambientali.

Per tentare di collocare più precisamente le energie rinnovabili nel contesto energetico, o meglio le varie posizioni delle varie tecnologie e le loro prospettive future, può essere utile individuare numericamente alcuni parametri ingegneristici di riferimento a livello di piano energetico che possono aiutare a meglio definire il ruolo delle varie fonti.

Osservando la tabella di sintesi del piano energetico nazionale possiamo notare alcuni di questi parametri: il fabbisogno energetico nel 2004 e' stato di circa 195 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti petrolio) con un aumento di circa 0,8 Mtep rispetto al 2003. Considerate le perdite del sistema (circa 52 Mtep) l'energia pervenuta agli impieghi finali

risulta di circa 143 Mtep, grossomodo equamente suddivisa tra Industria, Trasporti e Settore Civile, con un contributo minore per la Agricoltura e gli usi non energetici.

La copertura del consumo interno lordo (195 Mtep) risulta in Italia essenzialmente costituita a livello di fonti primarie da combustibili solidi per 17 Mtep, gas naturale per 66 Mtep, petrolio per 88 Mtep, energia elettrica (da idraulico, geotermico e fonti rinnovabili) per circa 14 Mtep, da energia elettrica importata per oltre 10 Mtep.

Il contributo delle fonti rinnovabili eolico, solare ed idraulico minore (fino a 10 MW) risulta di circa 1 Mtep.

In tabella 2 si può notare come con riferimento al 2004 le percentuali per fonti primarie risultino di 8,7 % per il carbone, 33,8 % per il gas naturale, circa 45,1 % per il petrolio, circa il 7,8 % per le fonti rinnovabili includendo geotermico ed idraulico grande e poco più del 5% l' energia elettrica importata (17 % se riferita al settore elettrico).

Una prima considerazione da mettere in evidenza riguarda la forte dipendenza energetica del sistema Italia dalle importazioni, per oltre 82 %. La carenza di risorse energetiche nazionali dovrebbe consigliare, oltre a forme spinte di risparmio, la ottimizzazione della produzione energetica utilizzando, per quanto possibile, le risorse endogene disponibili. La accennata carenza di risorse in combustibili fossili in Italia, suggerisce d'altro canto di conservare strategicamente tali limitate risorse (basti pensare che le quantità di petrolio e gas nel sottosuolo nazionale verrebbero consumate in circa un anno se utilizzate da sole).

ITALIA : DOMANDA ENERGIA (previsioni del 1994)				
ANNO	1992	1995	2000	2005
MTEP	167,5	173	185	194
TEP/PROCAPITE	2,9	3	3,2	3,3
(CEE	3,7)			

Domanda elettrica

	miliardi di kWh	tassi medi annui
1985	195,0	
		]3,8%
1990	235,1	
		]2,1%
1995	261,0	
		]2,7%
2000	298,5	
		]2,4%
2003	320,7	
		]0,4%
2004*	322,0	
		]2,7%
2009	**368,3**	
		]3,0%
2014	**427,0**	

Fonte: GRTN PdS2005

BILANCIO DI SINTESI DELL'ENERGIA IN ITALIA
(milioni di tonnellate equivalenti di petrolio)

Disponibilita' e Impieghi	ANNO 2004						ANNO 1998					
	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili (a)	Energia elettrica	Totale	Solidi	Gas naturale	Petrolio	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
1. Produzione	0,400	10,700	5,400	13,520	0,000	**30,020**	0,407	15,682	5,622	11,259		**32,970**
2. Importazione	17,100	55,500	107,421	0,600	10,214	**191,014**	11,656	35,183	112,628	0,391	9,159	**169,017**
3. Esportazione	0,100	0,100	24,700		0,174	**25,074**	0,069	0,039	22,730	0,001	0,198	**23,037**
4. Variazione scorte	0,300	-0,100	0,300		0,000	**0,500**	-0,146	-0,674	0,581	0,000		**-0,239**
5. Consumo interno lordo (1+2-3-4)	**17,100**	**66,200**	**88,000**	**14,120**	**10,040**	**195,460**	**12,140**	**51,500**	**94,939**	**11,649**	**8,961**	**179,189**
6. Consumi e perdite del settore energetico	-0,982	-0,774	-6,158	-0,044	-44,148	**-52,106**	-1,154	-0,442	-6,663	-0,053	-39,959	**-48,271**
7. Trasformazioni in energia elettrica	-11,947	-23,126	-11,842	-12,376	59,291	**0,000**	-6,478	-13,632	-22,493	-10,339	52,942	**0,000**
8. Totali impieghi finali (5+6+7)	**4,171**	**42,300**	**70,000**	**1,700**	**25,183**	**143,354**	**4,508**	**37,426**	**65,783**	**1,257**	**21,944**	**130,918**
- Industria	4,044	17,564	7,600	0,200	11,982	**41,390**	4,255	15,455	6,838	0,205	10,926	**37,679**
- Trasporti	-	0,400	43,000	0,200	0,817	**44,417**	0,000	0,288	39,266	0,000	0,712	**40,266**
- Civile	0,017	23,300	6,800	1,200	11,937	**43,254**	0,069	20,628	7,618	1,052	9,920	**39,287**
- Agricoltura		0,136	2,600	0,100	0,447	**3,283**		0,118	2,685		0,386	**3,189**
- Usi non energetici	0,110	0,900	6,600	-	-	**7,610**	0,185	0,939	6,718	-	-	**7,842**
- Bunkeraggi	-	-	3,400	-	-	**3,400**	-	-	2,649	-	-	**2,649**

Può essere interessante un rapido confronto con i dati di qualche anno addietro per evidenziare le specifiche tendenze sia di variazione della domanda che di tipo di copertura individuato.

ITALIA: Bilancio energetico per fonte e per destinazione.

	1998 (*)		1997	
	milioni di tep	%	milioni di tep	%
Per fonti primarie				
Combustibili solidi	12,1	6,8	11,7	6,7
Gas naturale	51,5	28,8	47,8	27,4
Prodotti petroliferi	94,4	52,8	94,9	54,4
Fonti rinnovabili (**)	12,3	6,9	11,9	6,8
Energia elettrica importata	8,4	4,7	8,0	4,6
Totale	**178,7**	**100,0**	**174,3**	**100,0**
Per destinazione				
Agricoltura e pesca	3,3	1,8	3,0	1,7
Industria	37,3	20,9	37,2	21,3
Trasporti	40,5	22,7	39,6	22,7
Usi civili	39,0	21,8	36,9	21,2
Usi non energetici	7,7	4,3	8,5	4,9
Totale consumi finali	**127,8**	**71,5**	**125,2**	**71,8**
Bunkeraggi internazionali	2,7	1,5	2,4	1,4
Consumi e perdite del settore energetico	48,2	27,0	46,6	26,7
Totale	**178,7**	**100,0**	**174,3**	**100,0**

(*) Dati provvisori.
(**) Comprende l'energia idrica e geotermica.
Nota: L'energia elettrica importata e quella prodotta dalle fonti rinnovabili è valutata a parità di consumo specifico termoelettrico.

IL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

Risultando indispensabile un ricorso pesante agli approvvigionamenti dall'estero, soprattutto per i combustibili liquidi e gassosi necessari al trasporto , al riscaldamento ed all'industria, resta aperta qualche possibilità per una strategia di riduzione della dipendenza energetica solo nel settore elettrico.

Possono essere opportuni alcuni chiarimenti a questo proposito: l'energia elettrica e' per definizione una energia secondaria, nel senso che non esiste in natura ma occorre produrla trasformando altre forme di energia. Per quanto riguarda la produzione di energia elettrica da combustibili fossili, tramite centrali termoelettriche, l'energia primaria e'

costituita dal combustibile fossile utilizzato. Nel caso dell'energia elettrica da fonte idraulica (energia di posizione) o da fonte rinnovabile (radiazione solare, energia cinetica del vento, ecc.) l'equivalenza in Tep e' ottenuta considerando una media della produzione termoelettrica pari a 2.200 kCal/ kWh, ed in questi casi viene tradizionalmente equiparata alle altre fonti primarie, ed inoltre trattandosi di energia endogena rappresenta una energia di tipo nazionale (non di importazione).

Viene di consuetudine considerata di produzione nazionale anche la produzione elettrica da fonte nucleare in quanto le piccole quantità in gioco di combustibile nucleare , acquisibili anche fisicamente prima dell'entrata in funzione delle centrali, rendono tale produzione in qualche misura strategicamente indipendente dall'origine del combustibile. L'energia elettrica comunque prodotta viene poi utilizzata nei vari settori degli usi finali, trasporti, industria, civile, agricoltura, con un coefficiente di utilizzazione crescente negli anni (penetrazione dell'energia elettrica) anche in presenza di politiche di risparmio energetico e di riduzione dell'incidenza energetica sul prodotto.

In pratica si vuole sostenere che in situazioni (come quella in Italia) di forte dipendenza energetica dall'estero, e' il settore elettrico che può offrire le migliori possibilità di riduzione di tale dipendenza. La scelta operata in Italia di rinuncia al nucleare associata alla considerazione che le risorse idrauliche più significative sono state ormai utilizzate, spingono necessariamente verso una forte utilizzazione delle fonti rinnovabili.

Analizziamo pertanto specificatamente il settore elettrico all'interno del settore energetico prima considerato. La tabella seguente riporta i dati di richiesta elettrica sulla rete nazionale e della relativa copertura per fonti. Si può notare come la continua crescita della domanda, nonostante gli sforzi per ridurre i consumi, stia comportando un sempre maggiore consumo di combustibili fossili, in particolare di gas, con una certa costanza nei quantitativi di petrolio e carbone, ed un forte aumento dell'importazione di energia elettrica dall'estero. Su un totale dell'ordine di 330 TWh (terawattora, miliardi di kWh) di richiesta nazionale all'anno, oggi le importazioni di energia pesano per circa 50 TWh cioe' per circa il 17%. Questo dato, cresciuto in pochi anni, dimostra che la dipendenza dall'estero anche nel settore elettrico e' ormai strutturale in Italia laddove pochi anni addietro si presentava decisamente occasionale. In pratica il sistema italiano non costruisce più centrali elettriche ma importa da Francia, Svizzera, Jugoslavia, l'energia elettrica di cui ha bisogno. Tale dipendenza non potrà essere eliminata nel breve periodo, anche se si volesse, dati i lunghi tempi di costruzione delle centrali necessarie (8-10 centrali da 1000 MW di potenza), ed in questo senso la dipendenza e' ormai strutturale.

Per introdurre le fonti rinnovabili, può essere opportuno un rapido cenno al sistema elettrico nazionale, sistema nel quale l'energia prodotta va integrata.

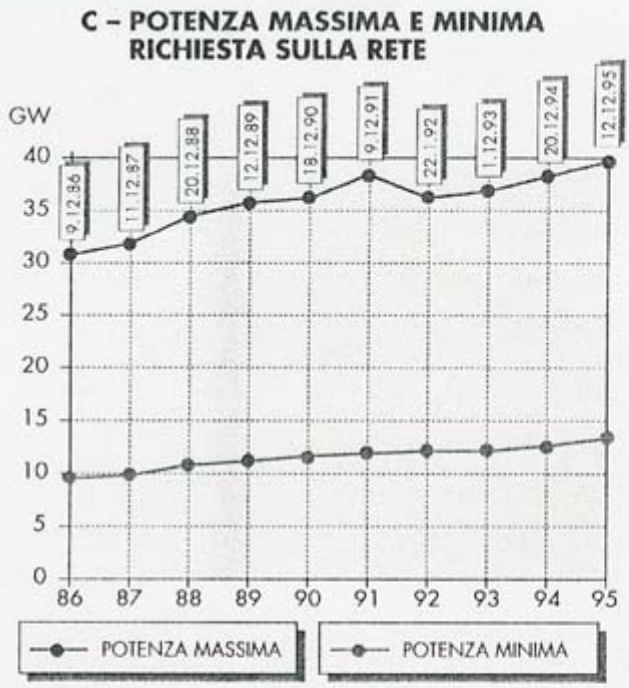
Le tabelle seguenti illustrano sinteticamente alcuni aspetti di rilievo : La potenza massima richiesta dalla rete risulta di circa 50 GW (Gegawatt, migliaia di Megawatt) con un parco centrali installate di circa 70 GW , tenuto conto delle necessità di "manutenzione" e "riserva" del parco impianti. In pratica la rete deve garantire la potenza richiesta in qualsiasi momento (se si preme l'interruttore la luce si deve accendere) , quindi garantire la potenza “di picco” nel giorno e nell’ora di maggiore richiesta. In termini di energia prodotta tale situazione “di picco” risulta marginale, quindi si può ricorrere, e spesso si ricorre, anche a centrali più vecchie e meno efficienti per produrre i "picchi" a livello locale e temporaneo. Questa circostanza è molto importante per alcune rinnovabili, in particolare per il solare fotovoltaico, in quanto le produzioni attualmente in gioco, concentrate nelle

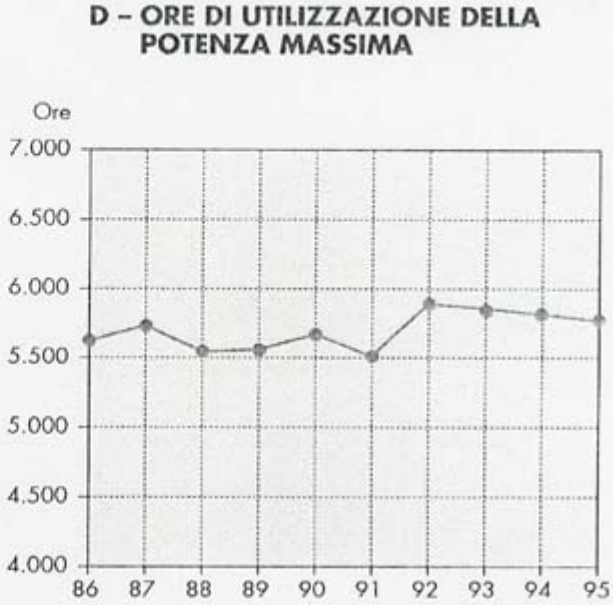
ore di punta attorno a mezzogiorno, risultano di piccola consistenza in termini di kWh prodotti. In pratica si può correttamente paragonare l'energia più costosa di punta della rete (e non quella media di produzione) con l'energia prodotta da una tecnologia indubbiamente ancora cara, anche se in fase di significativa riduzione dei costi, trovando giustificate argomentazioni per le applicazioni fotovoltaiche connesse a rete.

COPERTURA DELLA DOMANDA ELETTRICA SULLA RETE ENEL (miliardi di kWh) ipotesi di sviluppo al tasso medio annuo del 2,6%			
.	1995	2000	2003
Richiesta	**228,5**	**262,0**	**280,0**
Copertura			
- produzione termoelettrica	147,2	154,0	163,0
- produzione idro e geo	33,1	40,5	42,5
- contributo dall' estero	37,4	26,0	20,0
- contributo dei terzi	16,4	47,0	60,0
- consumi per pompaggi	-5,6	-5,5	-5,5
	228,5	262,0	280,0

Bilancio dell'energia elettrica (GWh) nel 2003				
		Operatori del mercato elettrico	Autoproduttori	Italia
Produzione lorda				
	Idroelettrica	43.186,1	1.090,6	44.276,8
	Termoelettrica	224.351,6	18.432,7	242.784,4
	Geotermoelettrica	5.340,5	-	5.340,5
	Eolica e fotovoltaica	1.463,5	-	1.463,5
Totale produzione lorda		**274.341,7**	**19.523,3**	**293.865,0**
Servizi ausiliari della Produzione		12.722,4	959,5	13.681,8
Totale produzione netta		261.619,4	18.563,9	280.183,2
Energia destinata ai pompaggi		10.492,4	-	10.492,4
Produzione netta destinata al consumo		251.127,0	18.563,9	269.690,8
Cessioni degli Autoproduttori a Operatori		4.126,7	4.126,7	
Saldo import/export con l'estero		**50.967,6**	**-**	**50.967,6**
Energia richiesta		**306.221,3**	**14.437,2**	**320.658,4**
Perdite		20.617,2	252,6	20.869,8
	Autoconsumi	6.901,8	14.174,7	21.076,5
Consumi finali	Mercato libero	113.105,0	9,9	113.114,9
	Mercato vincolato	165.597,3	-	165.597,3
	Totale consumi	**285.604,1**	**14.184,5**	**299.788,6**

fonte: GRTN, l'elettricità nelle diverse Regioni Italiane





		1991	1992	1993	1994	1995
POTENZA MINIMA	GW	11,9	12,2	12,2	12,6	13,2
POTENZA MEDIA	GW	24,0	24,3	24,5	25,3	26,0
POTENZA MASSIMA	GW	38,2	36,3	36,8	38,3	39,7
ENERGIA RICHIESTA SULLA RETE	TWh	210,3	213,2	214,6	221,2	228,1
UTILIZZAZIONE DELLA	ore	5.500	5.877	5.832	5.775	5.746
POTENZA MASSIMA	%	62,8	66,9	66,6	65,9	65,6

Previsione della domanda di potenza alla punta

Anno		Potenza
2004		53.600 MW
2009	ipotesi bassa/alta	62.000/64.000 MW
2014	ipotesi bassa/alta	70.000/75.000 MW

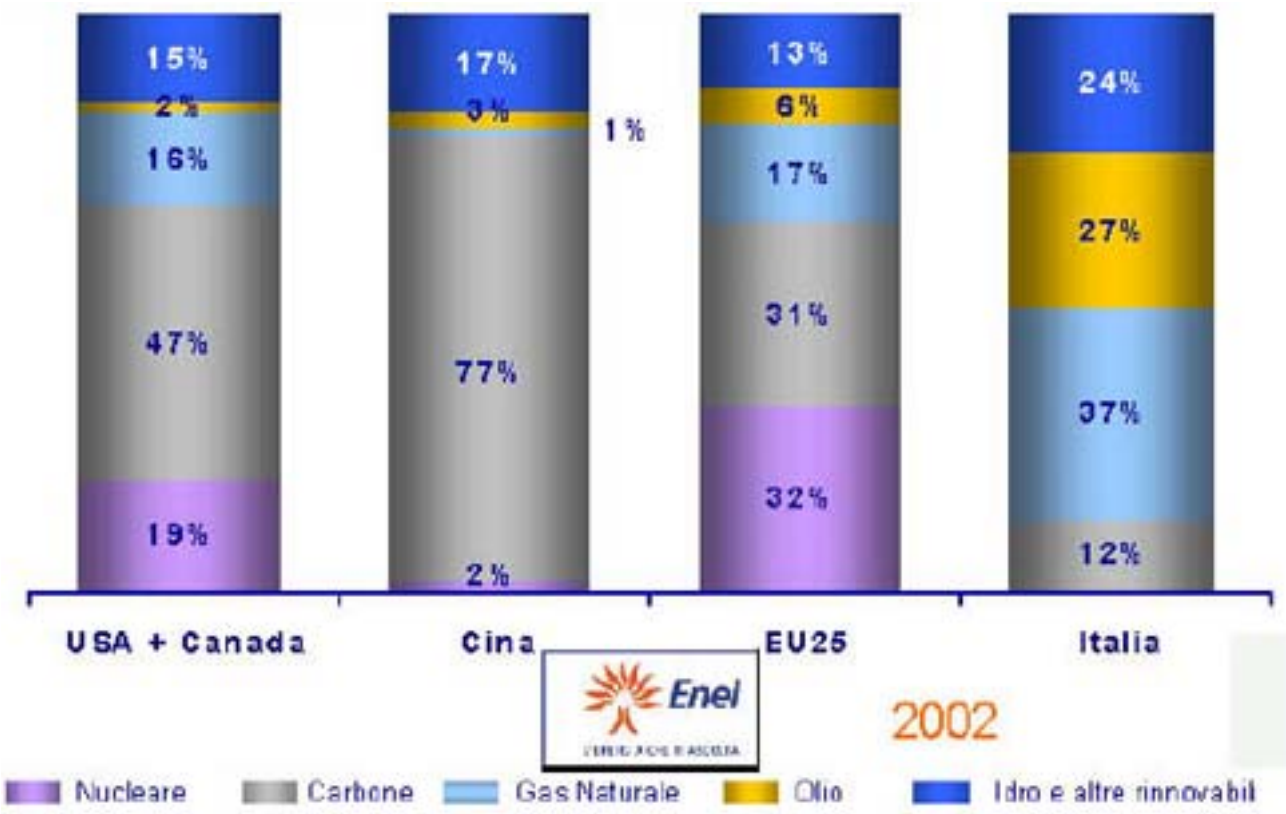
Fonte: GRTN PdS2005

CONFRONTO TRA PAESI APPARTENENTI ALL'UCPTE (*)

A – PRODUZIONE E RICHIESTA DI ENERGIA (TWh)

PAESI	PRODUZIONE NETTA (1)				Saldo (+) Import. (–) Esport.	Consumi per pompaggi	Energia richiesta sulla rete (1)
	Idroelettrica	Termoelettrica (2)	Nucleare	Totale			
ITALIA	47,2	173,0	–	220,2	37,6	4,2	253,6
BELGIO	1,2	28,8	38,5	68,5 (3)	3,9	1,0	71,4
FRANCIA	76,4	29,7	341,6	447,7 (3)	– 62,2	4,4	381,1
GERMANIA (4)	18,2	225,9	141,8	385,9 (3)	3,0	0,8	388,1
LUSSEMBURGO	0,7	0,5	–	1,2	4,3	0,7	4,8
OLANDA	–	55,8	3,7	59,5	10,8	0,0	70,3
AUSTRIA	34,0	10,9	–	44,9	– 1,0	1,3	42,6
SVIZZERA	39,6	1,1	23,0	63,7 (3)	– 11,6	1,6	50,5
SPAGNA	25,9	66,5	53,0	145,4 (3)	1,9	1,3	146,0
PORTOGALLO	10,4	16,7	–	27,1	0,8	0,0	27,9
SLOVENIA/CROAZIA	8,0	6,5	4,4	18,9	1,8	0,2	20,5
RESTO EX JUG.	14,4	26,7	0,0	41,1	0,1	0,9	40,3
GRECIA	2,8	31,1	–	33,9 (3)	0,2	0,0	34,1
Totale 1994	278,8	673,2	606,0	1558,0	– 10,4	16,4	1531,2
Tot. 1° semestre '94	150,1	333,9	295,2	779,2	– 4,4	7,3	767,5
Tot. 1° semestre '95	143,9	350,9	314,6	809,4	– 4,5	9,8	795,1

IL MIX DI GENERAZIONE: CONFRONTO INTERNAZIONALE



ALCUNI ASPETTI AMBIENTALI

Gli aspetti energetici connessi all'importazione dei combustibili fossili sono ovviamente connessi sia alla dipendenza strategica che alla politica economica del Paese Italia. Oggi però si presenta sempre più consistente l'aspetto ambientale connesso con il bruciamento e la formazione di prodotti della combustione fortemente nocivi, effetto serra, piogge acide, buco ozono e rilascio di inquinanti vari. Gli impegni Governativi assunti in sede internazionale prevedono la progressiva riduzione degli effetti inquinanti, in particolare gli impegni " dopo Kyoto " prevedono una serie di misure volte a ridurre in Italia nel 2010 le emissioni di CO_2 equivalente (effetto serra) del 6,5 % con riferimento ai livelli del 1990. La media Europea è del 7 % , con contributi diversi da paese a paese, con alcuni , come il Portogallo, autorizzati a % positive ed altri, come la Francia che non intendono farsi carico di ulteriori contributi avendo già realizzato una produzione "pulita" , in termini di CO_2, di energia (elettrica) da nucleare.

E' importante afferrare questo concetto, non tanto del nucleare "pulito" (la Commissione Europea proprio per gli impegni "dopo Kyoto" oltre che per gli aumenti del costo del petrolio, sta seriamente invitando a riconsiderare le possibilità di un nuovo ricorso al nucleare) quanto del settore elettrico come settore di principale intervento per una politica di grande effetto ambientale. In pratica il motore di una automobile non può che funzionare

con prodotti petroliferi al momento, pur avendo margini di efficienza da conquistare; il bruciamento di un combustibile resta alla base del funzionamento del motore. Analogamente il riscaldamento domestico, pur con grandi opportunità di miglioramenti, resta al momento basato sul ricorso ai combustibili fossili da bruciare. Solo la penetrazione del vettore elettrico può comportare seri mutamenti nel settore civile e nei trasporti, quindi occorre guardare al settore elettrico prevalentemente (ma non esclusivamente, si intende) per ottenere i benefici ambientali attesi, soprattutto nel settore urbano. Non a caso, oltre la citata Francia, in paesi come Svizzera e Svezia la produzione di elettricità è basata in maniera pressoché esclusiva sulle fonti nucleare e idraulica e più di recente sulle fonti rinnovabili, con un ricorso assolutamente trascurabile ai combustibili fossili per la produzione di elettricità (vedi tabella). In pratica occorre se non eliminare almeno ridurre drasticamente il bruciamento dei combustibili fossili, essendo la combustione (motori per trazione, riscaldamento civile, usi industriali, centrali elettriche) la principale causa di produzione degli inquinanti. A questo proposito occorre rammentare che non esistono combustibili fossili "puliti" , essendo comunque alcuni forse meno "sporchi" di altri, ma sempre decisamente inquinanti nella fase di combustione (senza contare le fasi di estrazione e ancor più di trasporto); soprattutto occorre ricordare che è inquinante la combustione , indipendentemente dal combustibile fossile utilizzato, in quanto i nocivi composti azotati (vari NOx , agenti principali per la formazione delle piogge acide) prodotti nel processo di combustione provengono dal comburente (aria) non dal combustibile.

La produzione di energia elettrica in alternativa all'attuale sistema basato sul bruciamento dei combustibili fossili va evidentemente proposta con la dovuta gradualità di sostituzione, ed al momento può essere avviata solo con il nucleare e le fonti rinnovabili, e tra queste con una diversità di peso tra le varie tecnologie. Occorre anche citare tra le alternative in fase di studio e sviluppo alcune tecnologie recenti basate sul vettore energetico idrogeno, utilizzato direttamente o indirettamente partendo p.e. dal metano con "reformer", nelle "celle a combustibile".

Quanto agli aspetti ambientali della produzione elettrica, come già evidenziato di specifico interesse e di riferimento per le fonti rinnovabili eolica e fotovoltaica, la tabella presenta i dati di emissione in atmosfera dei principali inquinanti come riportati nel 1986. Da rilevare come non sia specificatamente riportata la CO_2 , non inquinante in senso tradizionale ma causa dell'effetto serra, oggi primo obiettivo delle azioni previste "dopo Kyoto". La tabella successiva riporta stime aggiornate della emissione conseguente alla produzione elettrica da combustibili fossili, con riferimento ad una media alta di inquinamento. Tali dati possono essere in alcuni casi quasi dimezzati se si ipotizza l'uso di combustibili fossili meno "sporchi" all'origine.

La figura successiva è rappresentativa delle soluzioni possibili nei sistemi urbani, tema questo che dovrebbe essere particolarmente sentito in Italia anche per la presenza di numerose ed importanti opere d'arte, con il ricorso alla "cogenerazione" di energia elettrica e calore, per bruciare meno (circa 30 %) a parità di servizio offerto, in condizioni ottimali con centrali fuori città ed utilizzo di tecniche (non praticabili tecnicamente nel caso, di riferimento usuale, della produzione di calore in modo diffuso) quali p.e. alti camini ed efficienti filtri. **La cogenerazione con annesso un sistema di utilizzo e distribuzione a distanza, quale il teleriscaldamento per il calore e le metropolitane o altri mezzi elettrici per l'energia elettrica prodotta, permette di eliminare o almeno ridurre la combustione diffusa in città, sia per i trasporti che per il riscaldamento civile. Tale soluzione è largamente praticata in città europee ed americane, dove la presenza di metropolitane e mezzi elettrificati e di sistemi di "district heating" ha praticamente**

risolto il problema dell'inquinamento. Resta aperto il problema in Italia , dove tali tecniche fanno fatica ad affermarsi, in presenza di forti spinte verso la combustione singola e diffusa , sia per i trasporti che per il riscaldamento civile, con la aggravante che gli inquinanti rilasciati nel sistema urbano ed a bassa quota non vengono facilmente rimossi dai sistemi naturali (vento).

Anche per quanto riguarda il rilascio in atmosfera di gas ad effetto serra "CO_2 equivalenti" si deve porre una certa attenzione alla sostituzione nei sistemi urbani dei combustibili tradizionali (vedi gasolio) con il gas naturale per presunti benefici ambientali : oltre agli aspetti di sicurezza, considerando gli effetti delle perdite nella rete di distribuzione locale (1,7 % secondo ASM Brescia, p.e.) e del valore equivalente del metano (21 volte) rispetto alla CO_2, il beneficio in termini di ridotto rilascio di CO_2 in fase di combustione potrebbe essere vanificato dall'effetto delle perdite in rete (21 x 1,7 = 36 % circa).

Da notare come la produzione diffusa , se collegata a sistemi a fonti rinnovabili (p.e. tetti fotovoltaici per la produzione di elettricità) non inquinanti possa invece costituire nel sistema urbano una buona soluzione riducendo le perdite di trasporto dell'energia stessa.

Una problematica analogamente ritenuta connessa agli interessi industriali viene sollevata a livello internazionale con riferimento alle direttive "dopo Kyoto" non unanimemente accettate da paesi altamente industrializzati (Stati Uniti). La figura riporta le previsioni presentate dalla Comunità Europea per i rilasci di CO_2 con i contributi attesi nelle diverse arre geografiche mondiali (essendo le emissioni della CO_2 chiaramente un problema di carattere globale). Si deve notare come in futuro la quantità di gran lunga maggiore di CO_2 verrà prodotta nei paesi oggi in via di sviluppo, ed in particolare in Cina ed India. Tali paesi sono ricchi di risorse minerarie , in particolare di carbone, per uso energetico. La posizione dei paesi, come gli Stati Uniti, che apparentemente si oppongono alla riduzione delle emissioni in casa propria (in USA ed in Europa come si vede il contributo atteso negli anni futuri resta praticamente costante), proponendo invece di investire le pur sempre limitate risorse in tecnologie da offrire ed utilizzare nei paesi citati, non deve pertanto apparire solo come una posizione di comodo, risultando certamente aperta una interessante prospettiva di intervento in paesi in forte crescita dei consumi energetici.

L'Unione Europea appare ferma e convinta nel sostenere politiche energetiche rispettose dell'ambiente e quindi si impegna in azioni mirate al raggiungimento degli impegni governativi " dopo Kyoto " . In particolare, per quanto riguarda il tema delle fonti rinnovabili, la U.E. appare impegnata nel volere raddoppiare il ricorso alle fonti rinnovabili al fine di soddisfare il fabbisogno energetico europeo passando dall'attuale 6 % al 12 % nel 2010.

Sono previste misure di sostegno anche finanziario alle azioni di sviluppo delle rinnovabili ed alle normative relative. In Italia p.e. oltre ad alcuni strumenti di sostegno finanziario risulta particolarmente significativa la normativa emessa dal Ministero Industria di concerto con il Ministero Ambiente per favorire lo sviluppo della produzione "pulita" ; in seguito commenteremo più in dettaglio il cosiddetto "Decreto Bersani" del Ministero Industria , che tra l'altro impone una produzione di energia da rinnovabili nella misura del 2 % (aumentabile del 0,35 % ogni anno) dell'energia da impianti di nuova costruzione, ed il "Programma 10.000 Tetti Fotovoltaici" emanato e sostenuto finanziariamente dal Ministero Ambiente.

Viene giustamente evidenziato a livello normativo che i maggiori costi delle tecnologie "pulite" possono essere sostenuti valutando i costi mancati per "pulire" gli inquinamenti provocati dalla produzione energetica tradizionale da bruciamento di combustibili fossili.

La figura successiva presenta una sintetica valutazione di massima effettuata qualche anno addietro per definire un possibile prezzo da riconoscere alle fonti rinnovabili in caso di sostituzione della produzione tradizionale, includendo varie voci di costi socialmente da sostenere per motivi ambientali. Occorre dire che tale valutazione (che portava a circa 200 lire/kWh) è risultata abbastanza in media con quanto successivamente riconosciuto dalla normativa CIP-6/92 (con la quale si è dato un reale avvio in Italia allo sviluppo delle fonti rinnovabili) ma sostanzialmente più bassa rispetto ad alcuni valori attesi, almeno per tecnologie quali il fotovoltaico e le biomasse.

La normativa CIP-6/92 di fatto riconosceva, ad alcune condizioni naturalmente, l'obbligo per la rete elettrica di ritirare l'energia prodotta dagli impianti incentivati, al prezzo di sostituzione per la rete (circa 70 Lire/kWh nel 1997) ed inoltre concedeva per otto anni un incentivo per kWh prodotto (incentivo all'esercizio quindi, non alla realizzazione dell'impianto) differenziato per tecnologia utilizzata; per il fotovoltaico la somma dei due importi, cessione alla rete + incentivo, portava ad un valore di 280 Lire/kWh nel 1997, per l'eolico a circa 190 Lire/kWh (oggi , 2005, circa 330 L/kWh ovviamente in Euro). I prezzi sono aumentati ogni anno secondo indici inflattivi. Tale normativa si è chiusa nel 1997, quando sono stati interrotti i bandi di gara per le richieste di autorizzazione ed avviati di fatto i primi impianti incentivati (di fatto alcuni in costruzione ancora nel 2004).

Oggi tale normativa incentivante è sostituita , secondo le direttive del D.M. Bersani citato, dal rilascio di appositi "certificati verdi" , validi per otto anni, agli impianti a fonti rinnovabili, con la possibilità di acquistare e vendere tali certificati al fine di consentire il rispetto da parte dei produttori dell'obbligo del citato 2 % (con incremento di 0,35 /anno dal 2003) da fonti rinnovabili per la produzione da nuovi impianti. Tale mercato dei certificati verdi è di fatto appena avviato, per cui è difficile prevedere il valore degli stessi (da sommare al valore di cessione alla rete del kWh prodotto, oggi di circa 0.05 Euro/kWh (97 Lit/kWh) , pur potendo affermare che il valore finale del kWh (prezzo di cessione più certificato verde) non dovrebbe discostarsi dal valore del kWh ceduto con la normativa CIP-6/92.

Ai fini di un corretto confronto tra gli aspetti connessi all' "effetto serra" , cioè al rilascio in atmosfera di CO_2 (anidride carbonica) e di altri gas "clima alteranti" (sono considerati altri cinque gas CO_2 "equivalenti" , tra i quali il metano (CH_4) con un fattore di equivalenza che tiene conto di un effetto pari a 21 volte la molecola di anidride carbonica) occorre prendere in considerazione l'intero "ciclo di vita" delle forme energetiche utilizzate, non soltanto evidentemente della fase di combustione o comunque di utilizzazione finale. In questo senso il rilascio in atmosfera di CO_2 (diretto o da combustione) e CH_4 modifica notevolmente i valori fini ad oggi presi in considerazione sulla base degli effetti connessi alla sola fase di combustione, soprattutto per il gas naturale proveniente dalla Russia (in alcuni casi con un contenuto del 20 % di CO_2 e caratterizzato da forti perdite per fughe e consumi di pompaggio) e dal Magreb e per il carbone da miniera profonda (con un contenuto evidentemente maggiore di gas rispetto alle miniere superficiali).

Altra considerazione importante, ai fini di un paragone tra le varie fonti di energia per la produzione di energia elettrica, è l'impatto sul piano occupazionale e sulla dipendenza strategica dall'estero. In particolare appare importante evidenziare come, a parità (circa) di costo di produzione del kWh elettrico, 0,05 Euro/kWh in media, sono decisamente diverse

le componenti di costo imputabili alle tre principali voci del costo stesso : combustibile, ammortamento impianto, gestione (lavoro). Evidentemente quando , a parità di costo totale, risulta più alta una voce deve necessariamente essere più bassa un'altra.

Prendendo in considerazione centrali elettriche rispettivamente a gas naturale, olio combustibile, carbone, nucleare, fonti rinnovabili ne deriva, essendo decrescente nell'ordine citato il costo del combustibile, la possibilità di aumentare le ricadute in termini occupazionali in Italia sia nella costruzione degli impianti (ammortamento) sia nella successiva gestione (lavoro) in ordine inverso a quello citato. In particolare nel caso del nucleare , essendo basso il costo del combustibile (5 % circa nella determinazione del costo del kWh) si può ottenere ricadute positive sia nella costruzione che nella gestione, mentre nel caso delle rinnovabili, caratterizzate da costo nullo del combustibile (eolico, solare, idraulico, non esattamente per le biomasse) e da bassa occupazione per la gestione diventa importantissima la voce "ammortamento impianto" cioè la costruzione dei componenti principali e dell'impianto stesso. In pratica utilizzare le fonti rinnovabili per produrre energia elettrica ha senso solo se si fabbricano i componenti principali, altrimenti, importando i pannelli fotovoltaici o le macchine eoliche, si "importa" l'energia elettrica che questi componenti restituiranno nel corso degli anni, avendo già pagato prima il costo di produzione dell'energia (da cu l'ammortamento come costo del kWh), sia pure con un "combustibile" (sole, vento, acqua) gratuito fornito dalla natura a livello locale.

TAB. 2 – EMISSIONI NELL'ATMOSFERA DELLE PRINCIPALI SOSTANZE INQUINANTI DA PROCESSI DI COMBUSTIONE (MIGLIAIA DI TONNELLATE/ANNO)

	1980		1986	
Ossidi di Zolfo (SO_x)	**3.210**	(%)	**2.074**	(%)
Agricoltura e pesca	39	1,2	22	1,1
Trasporti	153	4,8	84	4,0
Industria	1.052	32,8	616	29,7
Dom., comm., art., P.A.	455	14,2	153	7,4
Centrali termoelettriche	1.511	47,0	1.199	57,8
Ossidi di Azoto (NO_x)	**1.585**	(%)	**1.569**	(%)
Agricoltura	72	4,6	74	4,7
Trasporti	753	47,5	809	51,6
Industria	278	17,5	189	12,0
Dom., comm., art., P.A.	79	5,0	69	4,4
Centrali termoelettriche	403	25,4	428	27,3
Particelle Sospese Totali (PST)	**385**	(%)	**412**	(%)
Agricoltura e pesca	27	7,0	28	6,9
Trasporti	170	44,1	231	56,0
Industria	79	20,6	49	12,0
Dom., comm., art., P.A.	46	12,0	48	11,5
Centrali termoelettriche	63	16,3	56	13,6
Monossido di Carbonio (CO)	**5.487**	(%)	**5.570**	(%)
Agricoltura e pesca	147	2,7	148	2,7
Trasporti	4.990	90,9	5.048	90,6
Industria	90	1,7	87	1,6
Dom., comm., art., P.A.	231	4,2	261	4,7
Centrali termoelettriche	29	0,5	26	0,4
Composti Organici Volatili (COV)	**696**	(%)	**768**	(%)
Agricoltura e pesca	39	5,6	41	5,3
Trasporti	599	86,1	668	87,0
Industria	9	1,3	8	1,0
Dom., comm., art., P.A.	40	5,8	44	5,8
Centrali termoelettriche	9	1,2	7	0,9

Fonte: elaborazione Enea sulla base dei bilanci energetici del Mica.

EMISSIONI EVITATE

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Ecco i valori delle principali emissioni associate alla generazione elettrica:

CO_2 (anidride carbonica):	1.000 g/kWh	(30 g/kWh)
SO_2 (anidride solforosa):	1,4 g/kWh	
NO_2 (ossidi di azoto):	1,9 g/kWh	

Tra questi gas il più rilevante è l'anidride carbonica o biossido di carbonio, il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi causare drammatici cambiamenti climatici.

Se pensiamo ai circa 700 MW di impianti eolici ammessi a beneficiare delle tariffe previste dal provvedimento CIP 6/92, possiamo ipotizzare un'energia prodotta pari a 1,4 miliardi di chilowattora (0,5% del fabbisogno elettrico nazionale). Questa produzione potrà sostituire la combustione con combustibili fossili; in tal caso le emissioni annue evitate sarebbero:

CO_2:	1,4 milioni di tonnellate
SO_2:	1.960 tonnellate
NO_2:	2.660 tonnellate

Altri benefici dell'eolico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la diversificazione delle fonti energetiche, la regionalizzazione della produzione.

Contributo dei mezzi di trasporto all' inquinamento atmosferico di aree urbane mediamente industrializzate					
Inquinante scaricato	Effetto prodotto	Emissioni dei mezzi di trasporto			
			Autovetture		autotrasp.
		Contributo [% totale]	Otto [g/km]	Diesel [g/km]	Diesel [g/km]
Anidride Carbonica (CO_2)	modifiche del clima, effetto serra	20-30	200	160	180
Ossidi di carbonio (CO)	avvelenamento, affezioni cardiovascolari	80-90	2	0.6	0.8
Osiidi di azoto (NO e NO_2)	danni a vie respiratorie, smog fotochimico	50-80	0.15	0.5	0.6
Idrocarburi incombusti (HC)	smog fotochimico, danni fisiologici	60-90	0.2	0.06	0.1
Particolato	effetti mutagenici,danni fisiologici	30-50	0	0.05	0.1

Fonte: Motori a combustione interna, Giancarlo Ferrari

ASPETTI AMBIENTALI PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA

- CENTRALI TERMOELETTRICHE (ITALIA)
  - METANO 23 mld m3 – 18600 ktep (2002)
  - PETROLIO 18000 kt – 17000 ktep (2002)
  - CARBONE 13000 kt – 8100 ktep (2002)

- CO_2 Equivalente

–SOLA COMBUSTIONE

- METANO 670 g/kWh elettrico (media nazionale GRTN)
- PETROLIO 710 g/kWh elettrico (media nazionale GRTN)
- CARBONE 925 g/kWh elettrico (media nazionale GRTN)

–PRODUZIONE+TRASPORTO+DISTRIBUZIONE+COMBUSTIONE

- METANO ca. 670 g/kWh elettrico (miglior tecnologia, gas russo)
- PETROLIO ca. 720 g/kWh elettrico
- CARBONE
  - –GIACIMENTI A CIELO APERTO 780 g /kWh (migliore tecnologia SSC)
  - –MINIERA PROFONDA 910 g /kWh (migliore tecnologia SSC)

•FUGHE GAS + 1,9 % INVARIANTE METANO - CARBONE A CIELO APERTO

•FUGHE GAS: ASM BRESCIA 1,7% (CITTÀ, DIST. LOCALE)

SNAM/ENI 0,4% (ITALIA, TRASPORTO NAZ.)

DATI FEDERGASACQUA 1% (ITALIA)

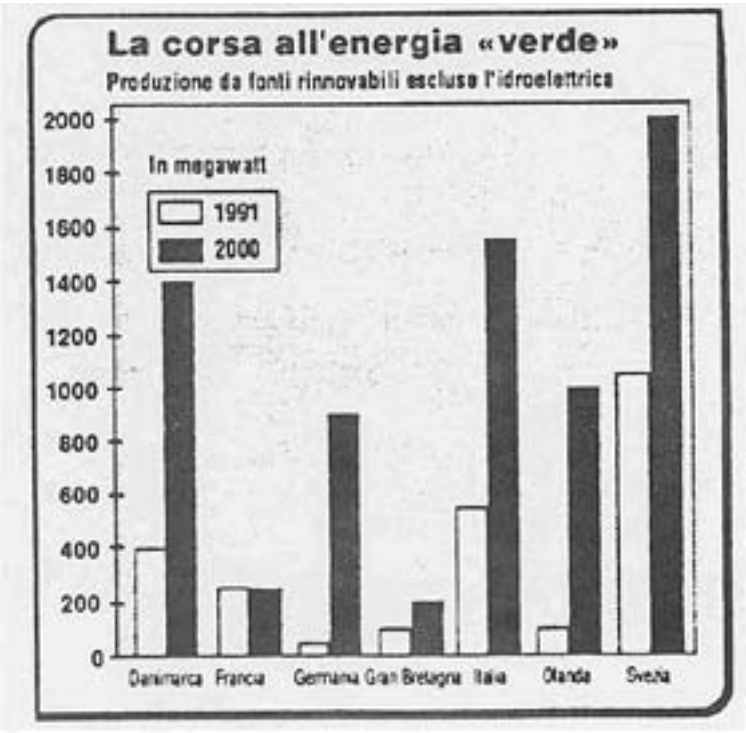
AMGA (PD) +0,4% -0,2% (INCERTEZZA CONTATORI)

estratto da lavoro svolto dall'autore per APAT

Potenza elettronucleare installata nel mondo (2003):

Aree geografiche	Potenza nucleare installata (MW)
Europa	172.000
Nord America	110.000
Asia	73.000
Sud America	3.000
Africa	1.800
Mondo	**359.800**

Fonte: World Energy Council



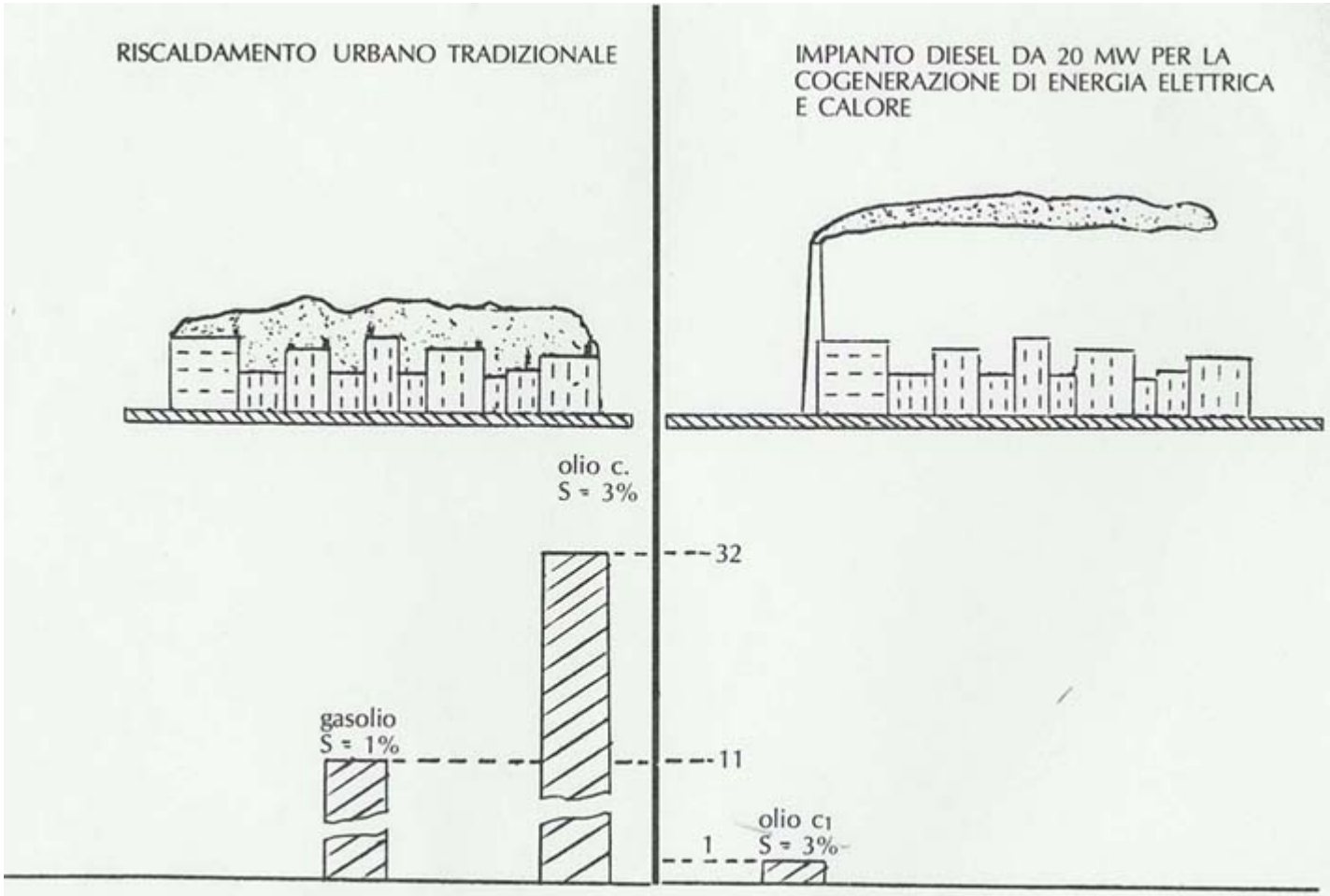
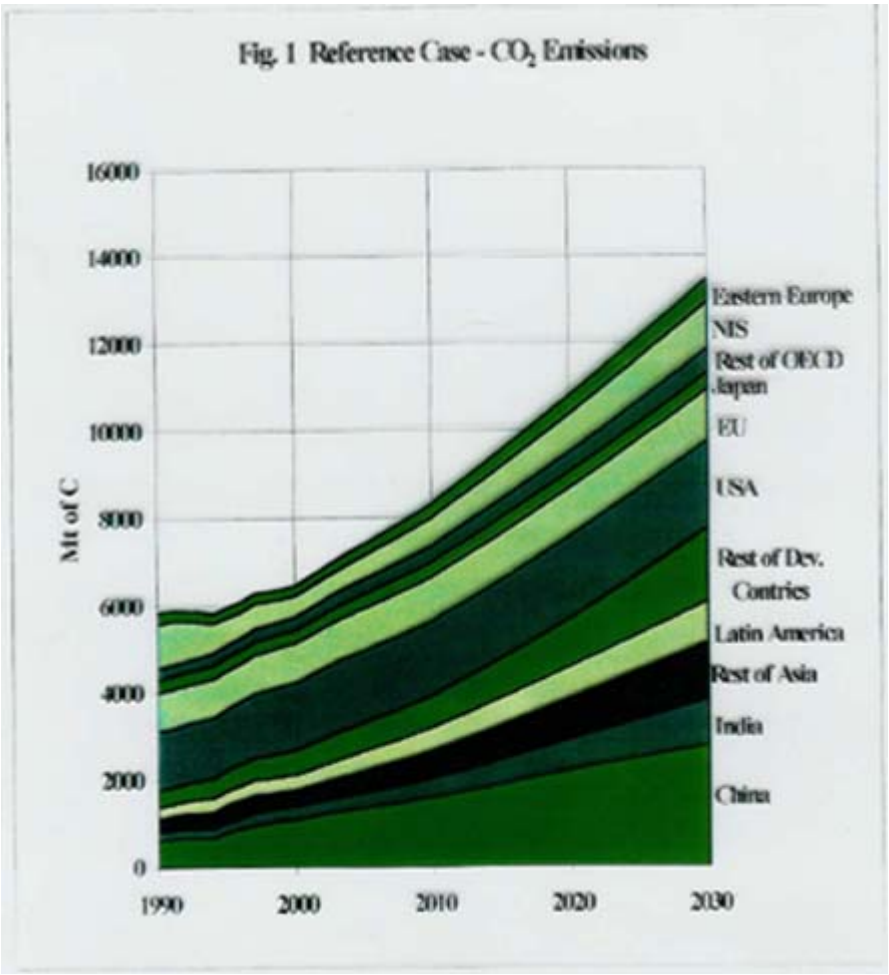


FIG. 7 — RISCALDAMENTO URBANO - RAPPORTI CONCENTRAZIONI SO_2 AL SUOLO



Segue una breve descrizione del Decreto Bersani.

I CERTIFICATI VERDI

La certificazione legata al decreto Bersani che interessa tutti i produttori di energia rinnovabile.

Il certificato verde previsto dalla normativa italiana è la "certificazione" che un certo quantitativo di energia elettrica è prodotto da fonte rinnovabile.

Non vengono fatte distinzioni fra le diverse sorgenti di energia rinnovabile, ma è necessario che l'energia sia prodotta da nuovi impianti, o da impianti oggetto di interventi di potenziamento, rifacimento e riattivazione, entrati in esercizio dopo il 1° Aprile 1999.

I Certificati verdi sono lo strumento individuato dal legislatore per consentire il rispetto dell'obbligo introdotto dal Decreto Bersani, il cui art. 11 ha imposto a tutti i produttori ed

importatori di energia elettrica da fonte non rinnovabile, di immettere nella rete nazionale un quantitativo di nuova energia prodotta da fonti rinnovabili.

Per il primo anno (2001) è stata fissata una quota del 2%, mentre per gli anni successivi potranno essere apportati incrementi tenendo conto delle evoluzioni normative in materia di contenimento di gas inquinanti, con particolare riferimento agli impegni internazionali previsti dal Protocollo di Kyoto.

La Legge 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) ha ridotto a 50 MWh la taglia del "certificato verde", che in precedenza era pari a 100 MWh.

I Certificati verdi potranno essere oggetto di libero scambio tra produttori ed importatori.

Il GME (Gestore del Mercato Elettrico) predispone una sede per la negoziazione dei certificati verdi tra i soggetti detentori e i produttori e importatori soggetti al relativo obbligo d'acquisto.

I produttori ed importatori possono rispettare l'obbligo anche importando elettricità da fonti rinnovabili prodotta da impianti in paesi esteri che adottino analoghi strumenti di incentivazione e promozione di energie rinnovabili. Al momento attuale non esistono le condizioni di reciprocità richieste dal legislatore italiano, per cui, nel breve-medio periodo, il sistema dei certificati verdi è limitato all'energia italiana.

Stima della domanda di Certificati Verdi

Anno	Domanda finale di energia	FER	Cogenerazione	Offerta soggetta ad obbligo	Quota del 2%
2001	307660	59378	32771	211510	4230
2002	315505	59410	34771	217324	4346
2003	323708	59526	36771	223411	4468
2004	332286	59648	38771	229867	4597
2005	340760	59777	42771	234211	4684
2006	349108	59864	46771	238473	4769
2007	357487	59949	51771	241767	4835
2008	365888	60015	56771	245102	4902
2009	374486	64312	60771	245403	4908
2010	383287	64435	62771	252081	5042

fonte: FotoVoltaici n. 1/2002

OBBLIGO DI IMMISSIONE NEL 2002 DI ENERGIA RINNOVABILE PER IMPORTATORI E PRODUTTORI DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE NON RINNOVABILE (§)

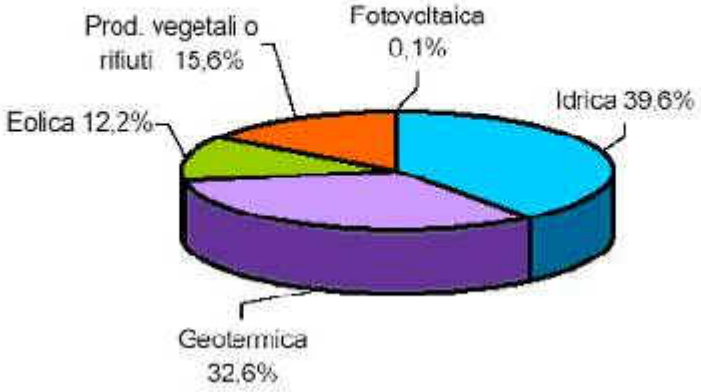
Autocertificazioni 2002 - Dati provvisori

	OPERATORI SOGGETTI			OBBLIGO	
	numero		*in energia*	*in Certificati Verdi (°)*	
	n.	%	GWh	n.	%
produttori	28	66,7	3.172,4	31.724	91,9
importatori	13	31,0	246,7	2.467	7,1
produttori/importatori	1	2,3	36,0	360	1,0
TOTALE	**42**	**100,0**	**3.455,1**	**34.551**	**100,0**

(§) Ai sensi del Decreto legislativo 79/99
(°) da 100 MWh ciascuno

fonte: GRTN, Energia elettrica da fonti rinnovabili, dati definitivi dell'anno 2002 e previsioni per l'anno 2003

Ripartizione dei Certificati Verdi emessi per l'anno 2003 per tipo di fonte rinnovabile



fonte: GRTN, Energia elettrica da fonti rinnovabili, dati definitivi dell'anno 2002 e previsioni per l'anno 2003

SOLARE FOTOVOLTAICO

GENERALITA'

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica prende il nome di conversione fotovoltaica dell'energia.

Già nella seconda metà del 1800 il fisico francese Becquerel aveva scoperto che in alcuni tipi di materiali, che poi verranno chiamati semiconduttori la luce solare incidente può liberare dei conduttori di cariche (elettroni o lacune) che possono essere raccolti da un opportuno campo elettrico per formare una corrente e quindi generare energia.

I materiali fotovoltaici vengono quindi classificati sia in funzione del tipo di semiconduttore utilizzato che del tipo di campo elettrico generato all'interno del materiale per raccogliere le cariche prodotte dai fotoni incidenti.

Il materiale più usato per generare energia fotovoltaica è il silicio con grado di purezza assai elevato, questo materiale può avere la forma di sottili lamine (circa 300 – 400 micron di spessore) ovvero di film (1 - 2 micron di spessore) deposto su un opportuno substrato mediante tecniche di scarica a bagliore.

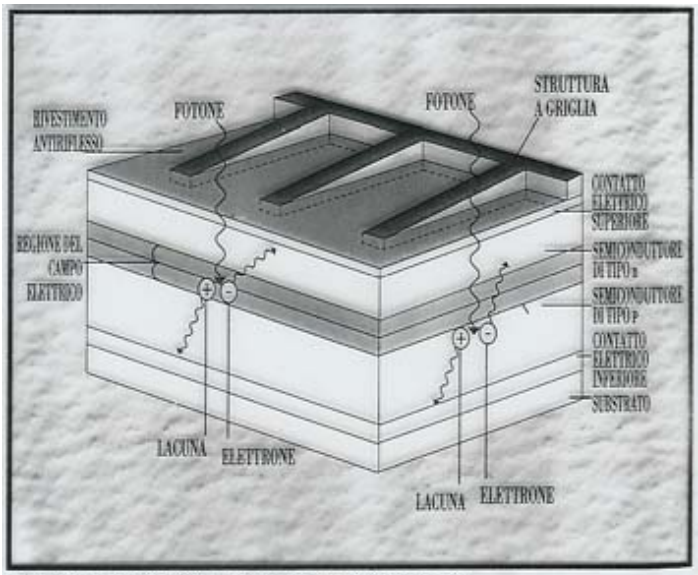
Nel primo caso si parla di tecnologia del silicio cristallino nel secondo caso di tecnologia del silicio amorfo.

In entrambi i casi il campo elettrico è creato all'interno dello strato di silicio mediante l'immissione di opportuni droganti (di solito Boro e Fosforo) che permettono di creare una giunzione P – N.

Esistono altri tipi di film utilizzati nel fotovoltaico e sono di solito sottili film cristallino, i più usati sono il diseleniuro di rame ed indio (CIS) ed il tellururo di cadmio (TC).

La tecnologia del silicio cristallino comporta un utilizzo di materiale in quantità molto superiore alle tecnologie a film sottile e quindi risulta molto più costosa, le caratteristiche di affidabilità ed il suo grado di maturità industriale sono però tali da farne la tecnologia di gran lunga più diffusa per le applicazioni energetiche.

Cella fotovoltaica in silicio policristallino



schema di principio di una cella fotovoltaica

1. LA PRODUZIONE DEL MATERIALE SILICIO

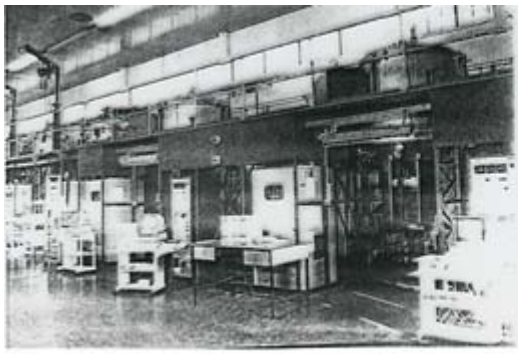
Il materiale di partenza, attualmente piu' usato per la produzione di celle fotovoltaiche, e' costituito dal silicio di scarto dalla lavorazione dell' industria elettronica. Tale materiale, di purezza superiore a quanto richiesto dalla tecnologia fotovoltaica, costituisce la base attualmente piu' economica per essere fusa ed utilizzata per il successivo taglio in "fette" (wafer) di silicio. E' ben noto che il silicio elettronico risente in termini di quantità dell' andamento dell' industria elettronica, con sbalzi di prezzo in funzione del rapporto domanda-offerta tanto piu' elevati in questi ultimi anni, essendo la richiesta annua di silicio per uso fotovoltaico ormai uguale alla quantita' annua resa disponibile dall' industria elettronica. Per questo motivo da piu' parti si ricerca una produzione di silicio "solar grade" partendo da materiali a base di silicio. Inoltre si ricercano tecnologie, vedi film sottili a base di silicio amorfo, per ridurre le quantità di silicio necessario. Un altro tentativo interessante

e’ costituito dalla ricerca di una produzione di nastri sottili (ribbon) dello spessore di circa 0,3 millimetri per evitare sprechi di materiale dovuti al taglio in fette successivo alla fusione degli scarti di silicio in lingotti. I metodi di fusione degli scarti sono sostanzialmente due. Il metodo Chocrasky che consente di tirare lingotti monocristallini di forma monocircolare di diametro circa 11 cm e lunghezza variabile fino a circa 50 cm. Ed il metodo “policristallino” (usato per esempio in Italia da Eurosolare) che consente di ottenere dei “pani” di silicio policristallino di dimensioni 50 x 50 x 30. E’ evidente come dal silicio monocristallino si possano tagliare “fette” di dimensioni quadrate circa 10 x 10 mentre con il poli si possono ottenere “fette” di piu’ grande dimensione, attualmente dell’ ordine di 12,5 x 12,5 cm (per motivi connessi non al taglio ma alle successive fasi di lavorazione). Il materiale monocristallino consente in generale l’ottenimento di prestazioni leggermente superiori con costi di produzione del materiale proporzionalmente piu’ alti. Il policristallino, di costo di produzione leggermente inferiore, consente in generale di ottenere prestazioni di qualche percento inferiore al monocristallino. Il costo finale per Watt di potenza e’ sostanzialmente lo stesso. Resta comunque a vantaggio del monocristallino una piu’ alta densità di potenza finale che puo’ essere utile in alcuni casi laddove gli spazi disponibili siano limitati. Occorre pero’ dire che in generale la differenza tra i due materiali e’ minima e spesso e’ possibile nella gamma di produzione del policristallino ricorrere a moduli di piu’ elevata potenza rispetto alla media per sopperire praticamente ai casi di necessità citati.

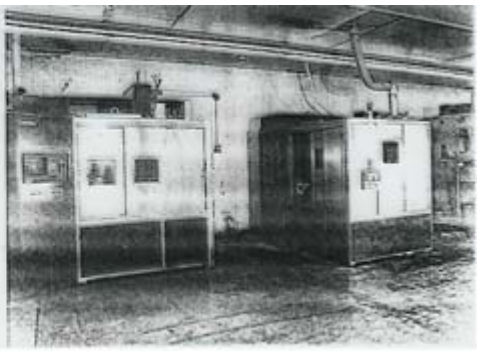
2. TAGLIO DEL SILICIO IN FETTE

Il sistema attualmente in uso per il taglio dei lingotti fusi di silicio in fette di spessore dell’ordine dei 0,25 - 0,35 mm prevede il ricorso a sofisticate seghe meccaniche con filo al tungsteno. In pratica una bobina da 120 Km di filo, di diametro circa 0,3 mm, si svolge per riavvolgersi in una seconda bobina formando una specie di “pettine” o “serpentina” nella zona di taglio con opportuni rulli di rimando. Tale “pettine” viene abbassato lentamente sulla forma di silicio, opportunamente tagliata nelle dimensioni volute, generando all’ interno del “pettine” tante fette di silicio di spessore definito (circa 0,3 mm). E’ evidente

che lo spessore del filo di tungsteno causa nel taglio la perdita di circa il 50 % del materiale utilizzato. Da qui la necessità/opportunità di ricorrere a tecnologie di produzione delle fette di tipo diverso (ribbon o film sottili). Sistemi di taglio con tecnologia laser hanno ad oggi dimostrato inconvenienti con rifusioni locali che danneggiano il materiale.



Crystal growth

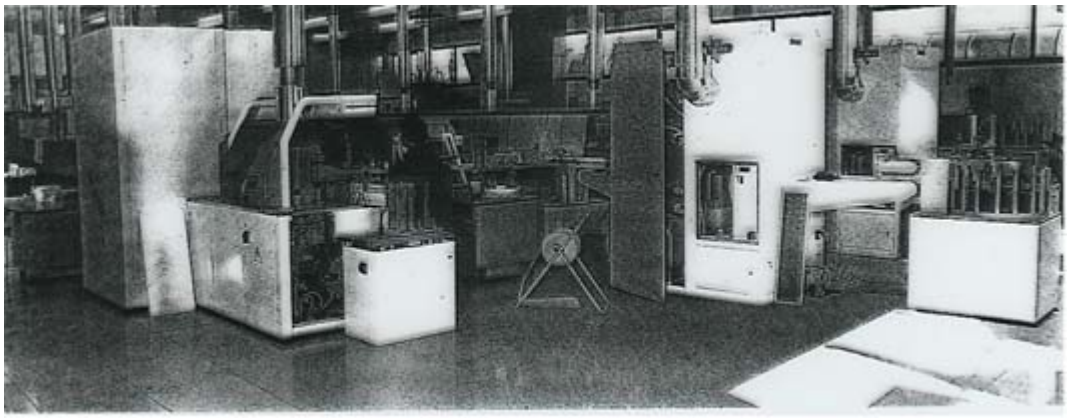


Wafering line

3. DALLA FETTA ALLA CELLA FOTOVOLTAICA

La fetta di silicio viene quindi trattata chimicamente sia per essere pulita e preparata alle lavorazioni successive sia per essere ridotta allo spessore dovuto in maniera omogenea e finita. La lavorazione successiva riguarda la preparazione “elettronica” della fetta con drogaggio del silicio con tecniche diverse, in genere di diffusione in atmosfera controllata, e fissaggio in forno. Rimandando a testi specialistici per questa parte della preparazione, puo’ essere utile mettere in evidenza alcuni aspetti di interesse ingegneristico ottenuti nelle fasi di lavorazione in questione. La trasformazione elettronica della cella deve consentire di fatto la creazione di flussi di elettroni (corrente elettrica) liberati dall’ incidenza dei fotoni della luce (diretta e diffusa) solare. Per la raccolta di tali elettroni sul lato (negativo) della fetta esposto al sole viene serigrafata con tecniche fotografiche una maglia reticolare sulla quale viene deposto uno strato metallico (argento) conduttore e lo stesso lato della cella viene colorato con tonalità blu scuro onde facilitare la raccolta dell’energia solare. L’altro lato della fetta (positivo) viene cosparso di un composto a base metallica per costituire l’altra polarità di un generatore elettrico. In pratica con riferimento ad una cella standard di circa 10 x 10 cmq, il generatore elettrico solare e’ in grado di

produrre una tensione di circa 0,6 V ed una corrente di circa 0,1 A. Analogamente a quanto avviene per le normali “pilette” di uso comune per le radioline portatili, e’ possibile collegare, tramite opportuni connettori d’argento saldati ciascuno su una faccia della cella, in serie o in parallelo le celle fotovoltaiche per aumentare rispettivamente la tensione agli estremi della serie a parita’ di corrente o per sommare le correnti a parità di tensione per le celle in parallelo.



Solar cells production lines

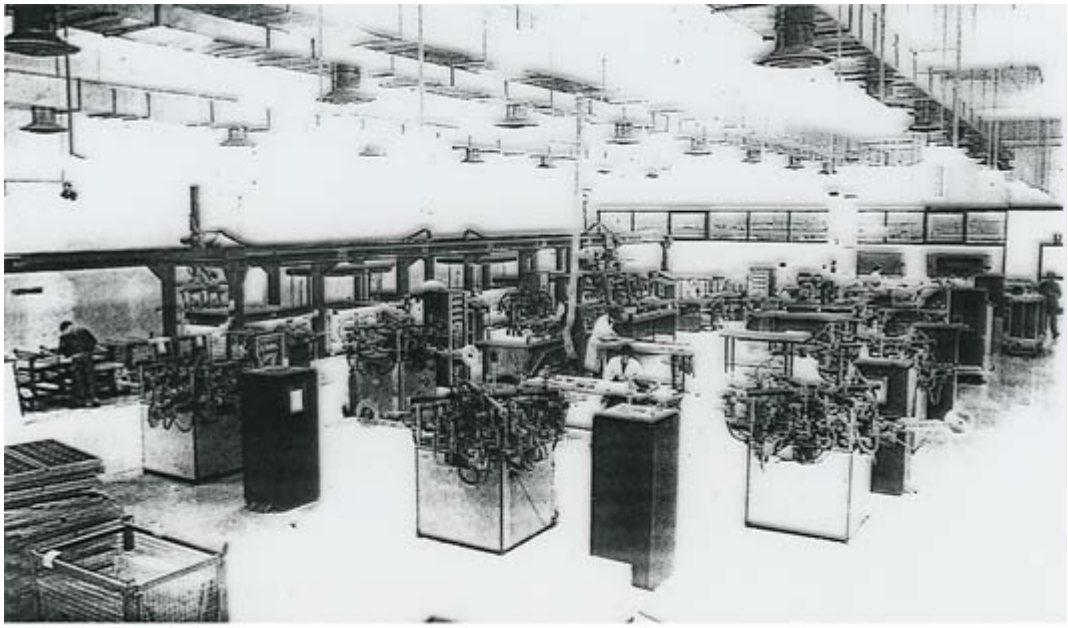
4. IL MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo standard fotovoltaico e’ generalmente costituito da 36 celle 10 x 10 cm disposte in file e colonne (4 x 9) collegate in modo da fornire in uscita del modulo una tensione di circa 22 V (tensione a circuito aperto, circa 17 V nominale operativa) e una corrente di circa 3,6 A, per una potenza nominale di picco di circa 50 W. Con 36 celle 12,5 x 12,5 cm si ottengono potenze di oltre 70 W.

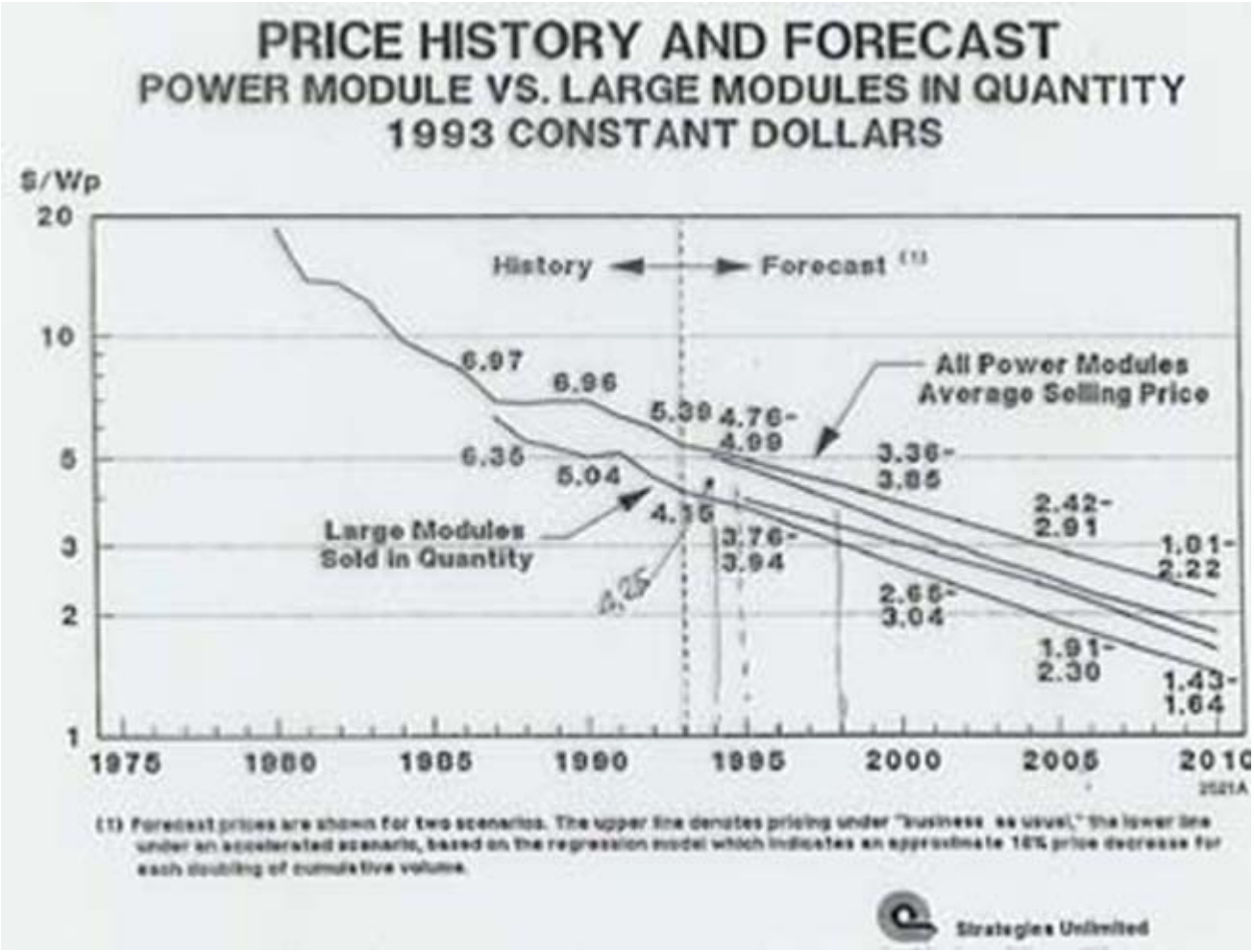
Le 36 celle connesse elettricamente in serie vengono incapsulate tra un vetro temperato nella parte frontale e un materiale plastico (tedlar) resistente all’ umidità nella parte posteriore. Possono essere preparati a richiesta anche moduli a doppio vetro o di dimensioni diverse. L’incapsulamento avviene con materiale EVA e sottovuoto. Ogni modulo e’ dotato di diodi di by-pass per evitare danneggiamenti diretti o indiretti e di una

scatola di terminazione per alloggiare i terminali di uscita con polarità + e - opportunamente contrassegnati. Usualmente il modulo laminato viene incorniciato in un supporto di alluminio anodizzato per consentirne maneggio e fissaggio alle strutture di supporto. Le caratteristiche elettriche dei moduli sono garantite in genere per 20 o 25 anni con una diminuzione di potenza ammessa tale da garantire il 90% della potenza nominale al 12° anno ed almeno 80 % al 20° anno.

Ovviamente anche i moduli fotovoltaici possono essere collegati in serie o in parallelo onde ottenere le tensioni e correnti in uscita che il progettista ha previsto per l'applicazione di riferimento.



Assembling of solar cells array



I SISTEMI FOTOVOLTAICI

Il sistema fotovoltaico è un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che concorrono a captare e trasformare l'energia solare disponibile, rendendola utilizzabile dall'utenza sotto forma di energia elettrica.

A seconda del parametro preso in considerazione, i sistemi fotovoltaici possono essere classificati in vari modi. Dal punto di vista delle strutture che sostengono i moduli fotovoltaici si parla di sistemi a inclinazione fissa oppure a inseguimento. I primi, sono costituiti da moduli assemblati su una struttura portante fissa, in genere inclinata. Se invece è importante raccogliere la massima radiazione possibile, anche a scapito dell'economia del sistema, si realizzano sistemi ad inseguimento. In questi, il piano su cui

giacciono i moduli può ruotare attorno a un solo asse o attorno a due assi, realizzando in questo modo l'inseguimento totale del sole; entrambi i sistemi di inseguimento necessitano di elementi di controllo e di attuatori per la messa in funzione dei motori di inseguimento. Sono stati recentemente presentati sistemi di inseguimento passivi, privi di motori e di elettronica di controllo. Tali sistemi basano il loro principio di funzionamento sulla differenza di pressione che si forma in due cilindri, contenenti ciascuno particolari gas (ad esempio freon e olio), quando uno dei due è esposto al sole e l'altro è in ombra.

I sistemi fotovoltaici si distinguono anche in isolati (stand alone) e connessi in rete (grid connected). I sistemi isolati sono in genere dotati di accumulo. In tali sistemi, non collegati alla rete elettrica, l'accumulo è reso necessario dal fatto che il campo fotovoltaico può fornire energia solo nelle ore diurne.

Il sistema connesso in rete, invece, in genere non è provvisto di sistemi di accumulo in quanto l'energia prodotta durante le ore di insolazione viene immessa nella rete elettrica; viceversa durante le ore di insolazione scarsa o nulla il carico totale viene alimentato dalla rete. Un sistema di questo tipo, dal punto di vista della continuità del servizio, risulta più affidabile di uno stand alone che in caso di guasto non ha possibilità di alimentazione alternativa. Sistemi di elevata affidabilità, in questo caso si possono ottenere integrando il sistema isolato con una fonte tradizionale, ad esempio, diesel (sistema ibrido diesel-fotovoltaico).

Il campo fotovoltaico

Il campo fotovoltaico è un insieme di moduli fotovoltaici opportunamente collegati in serie ed in parallelo in modo da realizzare le condizioni operative desiderate. Più moduli assemblati meccanicamente tra loro formano il pannello, mentre moduli o pannelli collegati elettricamente in serie, per ottenere la tensione nominale di generazione, formano la stringa. Infine il collegamento elettrico in parallelo di più stringhe costituisce il campo.

Nella fase di progettazione di un campo fotovoltaico devono essere effettuate alcune scelte che ne condizionano il funzionamento. Una scelta fondamentale è, sicuramente, quella della configurazione serie-parallelo dei moduli che compongono il campo fotovoltaico; infatti tale scelta determina le caratteristiche del campo fotovoltaico. Tali caratteristiche non sono quelle dovute alla somma serie-parallelo dei singoli moduli in quanto fra i moduli interviene un effetto di non perfetto accoppiamento (mismatch), dovuto alla disomogeneità delle loro caratteristiche elettriche. Tale fenomeno provoca perdite di potenza che sono in genere dell'ordine del 5-10% della potenza nominale e che possono essere limitate con un opportuna configurazione serie-parallelo del campo fotovoltaico. Un'opportuna configurazione serie-parallelo può, inoltre, aumentare l'affidabilità del campo fotovoltaico, limitando gli effetti causati da guasti dei singoli moduli.

Un punto importante della progettazione è costituito dalla scelta della tensione nominale di esercizio. Infatti una tensione bassa comporta correnti elevate che implicano una maggiore sezione dei cavi e organi di manovra più costosi, viceversa elevate tensioni necessitano di accurate e costose protezioni.

Un'altra scelta della fase di progettazione riguarda il tipo di struttura di sostegno dei moduli. Per sostenere i moduli sono necessarie strutture di sostegno che devono rispondere a due esigenza in contrasto tra loro: basso costo ed alta affidabilità.

Gli accumulatori

Nei sistemi fotovoltaici isolati l'immagazzinamento dell'energia viene, in genere, effettuato mediante accumulatori elettrochimici. La presenza di batterie di accumulo permette di far fronte a punte di carico, senza dover sovradimensionare i generatori, nonché di garantire la continuità dell'erogazione di energia, anche in caso di basso irraggiamento o guasto dei generatori. Inoltre, la batteria di accumulo svolge il compito di realizzare l'accoppiamento ottimo fra il generatore fotovoltaico ed il resto del sistema.

Un accumulatore per essere idoneo al sistema fotovoltaico deve possedere i seguenti requisiti:

elevata efficienza (rapporto tra energia fornita ed energia immagazzinata) , lunga durata in regimi di frequenti cicli di carica e scarica, elevata resistenza alle escursioni termiche, ridotta autoscarica, elevato rapporto capacità/volume, basso costo, scarsa manutenzione.

Le batterie attualmente utilizzate in impianti fotovoltaici e che in qualche misura rispondono alla caratteristiche menzionate sono quelle al piombo-acido. Lo sviluppo tecnologico in questo settore, legato all'industria automobilistica, ha permesso di ottenere accumulatori al piombo acido con bassa autoscarica, lunga vita e manutenzione ridotta. Le batterie utilizzate per gli impianti fotovoltaici sono realizzate con piastre positivi tubolari a basso tenore di antimonio, che presentano il vantaggio di una limitata autoscarica. Inoltre le batterie per impianti fotovoltaici sono dotate di tappi ricombinatori che permettono di recuperare l'idrogeno e l'ossigeno che si formano durante la carica, riducendo il consumo di acqua distillata e perciò di manutenzione.

Il controllo di potenza

Nei sistemi fotovoltaici il generatore è interfacciato alla batteria e, se presente, all'inverter mediante un sistema di controllo di potenza (power conditioning), al fine di ottimizzare il trasferimento di energia fra generatore fotovoltaico e carico.

I regolatori di carica

Il collegamento degli accumulatori all'impianto fotovoltaico non richiede particolari accorgimenti tecnici in quando entrambi lavorano in corrente continua; tuttavia in genere, la loro connessione non è diretta, richiedendosi per la salvaguardia degli accumulatori particolari modalità di carica. Per gli accumulatori al piombo-acido, infatti, è necessario effettuare la carica in modo da non superare in alcun caso la tensione di 2.4 V/elemento, evitando lo sviluppo di gas.

Interposto tra campo fotovoltaico e batteria di accumulatori è pertanto necessario disporre un sistema di controllo di carica, che interrompa la corrente quando la tensione ai capi della batteria abbia raggiunto un determinato valore massimo e la invii nuovamente alla batteria quando la tensione sia scesa sotto un determinato valore minimo. In sistemi semplici il regolatore di carica viene omesso, conservandosi solo il diodo di blocco che impedisce la scarica notturna dell'accumulatore sul campo fotovoltaico inattivo.

L'inseguitore del punto di massima potenza

L'inseguitore del punto di massima potenza (MPPT, maximum power point tracker) funziona in modo tale da estrarre dal campo fotovoltaico la massima energia generabile. Il convertitore corrente continua/corrente continua (CC/CC) può essere realizzato mediante diversi schemi, secondo che si voglia effettuare una conversione "in salita" (tensione d'uscita Vb maggiore della tensione di campo Vf) o "in discesa" (tensione d'uscita minore della tensione di campo). Il rapporto di trasformazione K=Vb/Vf viene variato agendo sul tempo di conduzione dei transistori. Il circuito di controllo del rapporto di trasformazione, istante per istante, individua il valore K che meglio adatta il campo fotovoltaico alle necessità del carico, rendendo massima la potenza trasferita dal campo al carico al variare dell'irraggiamento e della temperatura. Tipicamente infatti, un campo fotovoltaico non fornisce in uscita coppie costanti di tensione e corrente, ma variabili in funzione di irraggiamento e temperatura, mentre spesso i carichi necessitano di tensione costante. Il convertitore CC/CC viene quindi fatto funzionare come un trasformatore CC/CC con rapporto di trasformazione variabile.

I convertitori CC/CA

Come noto la conversione corrente continua/corrente alternata (CC/CA) si presenta alquanto più complessa che non quella CA/CC: mentre per quest'ultima ci si può basare sulla commutazione naturale dei diodi, nel caso della conversione CC/CA, essendo l'alimentazione effettuata da una tensione continua, bisogna ricorrere a dispositivi in grado di effettuare una conversione forzata, iniziando e interrompendo la conduzione a intervalli

prefissati in modo da ottenere la tensione alternata di frequenza desiderata. In impianti isolati vengono utilizzati inverter a commutazione forzata, mentre quelli a commutazione naturale vengono utilizzati in impianti connessi alla rete.

I requisiti che in genere sono richiesti ad un inverter sono:

alto rendimento di conversione CC/CA , basso consumo in assenza di carico, bassa distorsione armonica, dimensioni e peso limitati, elevata affidabilità.

Dimensionamento del sistema fotovoltaico

Il costo di un impianto fotovoltaico è ancora oggi piuttosto elevato se paragonato con il costo dei generatori convenzionali; ciò suggerisce di usare una certa accuratezza nel determinare la taglia. Per il dimensionamento di un impianto occorre conoscere:

- l'insolazione annua, stagionale ed eventualmente oraria raccolta dai moduli fotovoltaici
- energia annua, stagionale ed oraria richiesta dal carico

Questi dati sono indispensabili per il dimensionamento del campo fotovoltaico e dell'unità di accumulo.

Occorre anche conoscere :

- potenza di picco richiesta dal carico. Questo elemento è indispensabile per un corretto dimensionamento dei convertitori statici CC/CA
- caratteristiche elettriche dell'energia richiesta. Cioè energia in corrente continua o alternata e se alternata la frequenza
- requisiti di continuità di servizio. Questa informazione, necessaria per gli impianti isolati, condiziona in modo determinante la taglia sia del campo fotovoltaico che l'entità dell'accumulo. In taluni casi le dimensioni dell'accumulo possono essere contenute

prendendo in considerazione la possibilità di usare saltuariamente una fonte ausiliaria di energia.

Il criterio base per la progettazione di un impianto fotovoltaico è il bilancio energetico tra l'energia raccolta dalla radiazione solare e l'energia assorbita dall'utenza tenendo conto dei rendimenti del sistema fotovoltaico, dell'accumulo e dell'eventuale convertitore statico.

Stabilita la potenza dell'impianto, occorre stabilire la superficie e la disposizione dei moduli sul terreno , i quali, opportunamente inclinati rispetto al piano orizzontale, possono essere disposti o su di un'unica struttura portante oppure montati su più strutture separate poste in file parallele.

Nella loro disposizione sul terreno i pannelli non devono ombreggiarsi tra loro se non nelle ore prossime all'alba o al tramonto quando il loro contributo energetico è limitato. Per ottenere ciò la distanza tra le file deve essere due volte la lunghezza dei pannelli.

I sistemi fotovoltaici isolati

Questo è il caso dove, almeno allo stato attuale, il fotovoltaico può risultare più conveniente rispetto ai tradizionali sistemi di produzione e distribuzione dell'energia. La trasmissione dell'energia per lunghe distanze e per piccole potenze comporta infatti un onere in strutture e manutenzione spesso non giustificabile; si preferisce perciò ricorrere alla generazione dell'energia in loco. Un sistema isolato è essenzialmente composto dal campo fotovoltaico, dal sistema di accumulo e dall'eventuale sistema di conversione. Il sistema di conversione può diventare inutile nel caso in cui si decidesse di ricorrere ad apparati utilizzatori in corrente continua, infatti l'impiego di apparati utilizzatori in corrente alternata implica l'uso di una costosa conversione ed il sacrificio di bassi rendimenti che costringono a sovradimensionare il campo fotovoltaico.

Il dimensionamento di massima viene effettuato supponendo di dover determinare la potenza del generatore fotovoltaico e la capacità della batteria, in modo tale da alimentare il carico con indisponibilità energetica nulla. Nella determinazione del grado di indisponibilità si tiene conto della aleatorietà della radiazione solare, mentre viene trascurato l'effetto dei fuori servizio dei componenti, in particolare si fa riferimento al grado di indisponibilità come al numero di ore cui l'impianto più l'accumulo non è in grado di fare fronte ai consumi del carico.

Nel dimensionamento dell'impianto si ipotizza che, in ogni mese, l'energia prodotta media mensile, Eg, sia sempre maggiore o uguale alla corrispondente energia richiesta dal carico, E_c. Dovrà perciò essere:

$$Eg = {}_{tot} * A * H_T > E_c$$

dove: ${}_{tot} =$ rendimento di conversione dell'impianto fotovoltaico, definito come il rapporto tra l'energia fornita dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sulla superficie dei moduli fotovoltaici

A = superficie dei moduli fotovoltaici in m^2

$H_T =$ radiazione solare incidente sul piano dei moduli in $Wh/(m^2 * giorno)$

Determinata l'area minima A, la potenza di picco del generatore fotovoltaico, Pg si ottiene come:

$$P_g = {}_{PV} * A * 1000$$

dove: ${}_{PV} =$ rendimento di conversione dei moduli fotovoltaici

La capacità della batteria di accumulo Qb viene calcolata in modo da garantire un certo numero di giorni di autonomia Naut, considerando nullo l'apporto energetico del generatore. La capacità della batteria assume l'espressione:

$$Q_b = \frac{E_{cmax} \cdot N_{aut}}{\eta_b \cdot DOD}$$

essendo:

η_b = rendimento di carica e scarica della batteria (circa l'80%)

$E_{c\ max}$= valore massimo dell'energia giornaliera media mensile richiesta dal carico

DOD= (Dept Of Discharge) massima profondità di scarica della batteria affinché non subisca danneggiamenti (in genere uguale all'80%)

La coppia di valori Pg, Qg così ottenuta consente di alimentare con continuità il carico elettrico isolato. Comunque esistono diverse coppie di valori che soddisfano tale condizione. Fra le possibile coppie Pg, Qg viene scelta quella ottimale in base a criteri economici ed impiantistici, quali:

all'aumentare della potenza del generatore fotovoltaico aumenta il costo dello stesso ma diminuisce quello della batteria; il costo presenta un minimo per una determinata coppia Pg, Qg

la taglia del campo fotovoltaico e della batteria non può essere variata con continuità, ma in modo discreto

I sistemi fotovoltaici connessi a rete

In Italia, il mercato fotovoltaico connesso a rete si suddivide in:

- impianti piccoli e diffusi (tetti e facciate fotovoltaiche)
- impianti di taglia medio grande

Lo sviluppo del fotovoltaico in Italia si è basato in un primo momento sull'elettrificazione delle case isolate e più recentemente sulla costruzione di grosse centrali fotovoltaiche, mentre il mercato dei piccoli sistemi connessi a rete è stato solo marginalmente implementato.

Ciò è stato causato essenzialmente dalla mancanza di una normativa adeguata e dalla esistenza di numerosi ostacoli di diversa natura.

Impianti di taglia medio-grande

Nelle sue grandi linee lo sviluppo del fotovoltaico in Italia è stato caratterizzato da due periodi fondamentali.

Un primo periodo che ha prodotto una rapida diffusione degli impianti stand-alone per elettrificazione rurale soprattutto nelle regioni dell'Italia meridionale ed insulare. Sono stati infatti realizzati oltre 5000 impianti di taglia variabile tra i 400 ed i 600 Wp per un complesso di 3MWp installati.

Ed un secondo periodo che ha caratterizzato una notevole variazione degli indirizzi progettuali degli impianti fotovoltaici, passati dai piccoli impianti stand-alone ai grandi impianti connessi in rete.

Su iniziativa industriale dell' Ansaldo sono così nati gli impianti di Vasto da 1 MWp, di Lamezia, Calforte e Salve da 600 kWp fotovoltaici ed altrettanti eolici, nonché numerosi impianti da 100 kWp l'uno in varie regioni del mezzogiorno.

L'ENEL ha investito nella centrale di Serre da 3,3 MWp, tale iniziativa ha richiesto all'industria nazionale uno sforzo notevole sia in termini qualitativi che quantitativi.

L'ENEA infine ha completato la seconda tranche dell'impianto Delphos, aggiungendo alla grande vela fotovoltaica del monte Aquilone da 300 kWp, altri tre impianti da 100 kWp l'uno.

Ad opera delle Regioni italiane sono inoltre stati realizzati diversi impianti da 100 kWp nel meridione.

La potenza globale dei grandi sistemi fotovoltaici finora realizzati è stata scelta in base a motivi tecnici e non tecnici. Non si può dire che la grandezza sia andata crescendo con il progredire delle tecnologie: il più grande impianto mai realizzato, e oggi smontato e venduto, Carrisa Plain, è andato in servizio verso la metà degli anni 80. L'evolversi iniziale è stato rapido perché si prevedeva uno sviluppo industriale molto maggiore di quanto si è poi verificato.

Sulla scelta hanno spesso influito motivi di prestigio. Negli ultimi anni le idee si sono affinate e la grandezza degli impianti è stata scelta oltre che per motivi di prestigio anche su logica dimostrativa dell'esperimento.

Si intendeva cioè con un investimento ragionevole dimostrare la funzionalità e l'affidabilità di un sistema FV:

- in scala sufficientemente dimostrativa
- di natura tale da risultare propedeutico per una produzione di energia elettrica di fonte FV per una applicazione ben definita

Naturalmente l'esperimento comportava la dimostrazione sia della funzionalità che dell'affidabilità dei componenti e sottoinsiemi sia esistenti sul mercato per queste o altre applicazioni, sia di nuova concezione.

Impianti distribuiti

La generazione diffusa si presenta come una potenziale prospettiva dell'utilizzazione della tecnologia fotovoltaica. Ed in questo contesto si inserisce il Piano Nazionale Fotovoltaico, attualmente in elaborazione, il quale prevede la costruzione di 10.000 "tetti fotovoltaici" nei prossimi 5 anni. Con un contributo medio da parte statale di circa il 70% dei costi ammissibili.

Obiettivo del programma è un abbattimento dei costi della tecnologia fotovoltaica dagli attuali 9,5 $ per Watt installato a 3,5 $, rendendo il costo del kWh fotovoltaico competitivo con il costo del kWh convenzionale generato da impianti di punta.

Si deve evidenziare che la diffusione degli impianti tipo i "tetti fotovoltaici" realizza uno schema di generazione dell'energia elettrica del tutto nuovo: la cosiddetta generazione distribuita dell'energia. Il sistema di generazione distribuita rispetto alla generazione in grandi centrali, promette notevoli benefici; infatti, generare energia in prossimità delle utenze permette di incrementare la produzione di energia elettrica senza dover andare incontro ai costi per il potenziamento delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia.

Sono allo studio possibili scenari di supporto alla rete di distribuzione e relative soluzioni applicative che consentano una estesa valorizzazione della fonte fotovoltaica. Tali applicazioni sono state indicate come le più interessanti da sviluppare da parte delle società elettriche per aumentare "il valore" del kWh prodotto da tale fonte. In una prima fase si selezioneranno alcune tipologie di utenza il cui diagramma di carico potrebbe meglio coincidere con la producibilità fotovoltaica. Gli impianti saranno concepiti come integrativi, avranno una taglia dell'ordine di 500-1000 kWp e saranno collegati direttamente alla rete MT o BT.

I dispositivi di sicurezza per la connessione a rete

I dispositivi di sicurezza per gli impianti di autoproduzione connessi alla rete hanno il compito fondamentale di impedire il funzionamento in isola degli impianti stessi.

E' infatti teoricamente possibile che una improvvisa mancanza della rete per guasto non causi la sconnessione automatica degli impianti ma, a causa del proseguire del funzionamento di uno o più sistemi, si assista alla assenza di energia generata centralmente ed alla presenza dell'energia generata perifericamente dai sistemi che proseguono il loro funzionamento in isola. Questo fatto è suscettibile di creare condizioni di rischio per chi debba intervenire sulla rete a ripristinare le condizioni di corretto funzionamento.

La normativa italiana parte dalle premesse dianzi esposte ed inquadra le norme per la connessione dei sistemi fotovoltaici in quelle più generali per la connessione a rete degli autoproduttori di energia elettrica, qualunque sia la tecnologia di generazione. Le norme sono attualmente in corso di revisione, tuttavia ancora prescrivono:

1. L'impossibilità di connettere a rete sistemi monofase anche di piccola potenza

2. La necessità di adottare un dispositivo di interfaccia a relè sensibile alla massima ed alla minima tensione, alla massima ed alla minima frequenza; i quali provochino la sconnessione allorché i parametri di rete siano fuori specifica

3. E' inoltre obbligatoria la connessione a rete in MT quando la potenza del generatore sia superiore a 40 kW, limite alquanto modesto

I dispositivi di sicurezza sono descritti da una normativa ENEL molto precisa e prendono il nome di DV 601 per i dispositivi in MT trifase e DV 604 per i dispositivi in BT trifase, è in fase di definizione il dispositivo DV 606 per la connessione dei sistemi monofase di piccola potenza.

Non sembra inutile fare alcune osservazioni sulla normativa italiana.

Come si è accennato essa ha lo scopo di prevenire il funzionamento in isola dei sistemi ed a tal fine si basa sulla misura delle grandezze di rete tensione e frequenza. Per quanto riguarda i sistemi fotovoltaici, data la modesta entità delle potenze generate, occorre osservare che un funzionamento in isola è teoricamente possibile anche se i parametri di rete si annullano. Può infatti accadere che la rete venga sezionata molto vicino ai generatori fotovoltaici, i quali continuano in tal caso a funzionare in quanto uno di essi assume la funzione di "master" (genera i sincronismi per tutti gli altri) mentre gli altri proseguono il funzionamento come "slave". Altre normative europee, più accurate forse della normativa italiana, per evitare una situazione quale quella dinanzi descritta impongono la misura continua dell'impedenza di rete e la disconnessione automatica del generatore allorché tale impedenza assuma un valore superiore ad una soglia predeterminata. In tale modo, oltre a prevenire il funzionamento in isola, viene impedito il collegamento al generatore fotovoltaico di reti molto periferiche, prolungamenti od estensioni di reti esistenti per alimentazione di giardini ed utenze periferiche.

Nel caso del generatore fotovoltaico occorrerebbe inoltre tener conto che la corrente generata in condizione di impedenza nulla è all'incirca uguale alla corrente nominale, mentre la tensione del generatore scende sino ad annullarsi. Nel caso in cui si avesse un corto circuito nella rete ed il generatore fotovoltaico venisse a funzionare in isola e non fosse scollegato dalla rete, come previsto dalle norme, data la bassa impedenza vista dal generatore fotovoltaico esso funzionerebbe a tensione nulla e la corrente da lui erogata non sarebbe pregiudizievole per alcuno dei suoi componenti. Questo tipo di considerazione porta a stabilire che il generatore fotovoltaico, a differenza degli altri tipi di generatori, è intrinsecamente sicuro e quindi necessita di dispositivi di sicurezza in maniera più limitata. Sarebbe quindi auspicabile che la futura normativa permettesse di incorporare i dispositivi di sicurezza all'interno dell'elettronica dell'inverter come attualmente consentito negli Stati Uniti, Germania e Giappone; con un notevole risparmio nel costo dei sistemi fotovoltaici di piccola e piccolissima taglia (<3 kWp).

DATI MINISTERO AMBIENTE

Calcolo dell'energia elettrica mediamente prodotta in c.a. in un anno da 1 m² di moduli

Tabella.1	Insolazione media annua	X Efficienza moduli	X Efficienza del BOS	= Elettricità prodotta mediamente in un anno
MILANO	1372.4 kWh/m² anno	12,5%	85%	145.8 kWhel/m² anno
ROMA	1737.4 kWh/m² anno	12,5%	85%	184.6 kWhel/m² anno
TRAPANI	1963.7 kWh/m² anno	12,5%	85%	208.6 kWhel/m² anno

Calcolo dell'energia elettrica in corrente continua mediamente prodotta in un anno da 1 kWp di moduli:

Tabella.2	Insolazione media annua	X Efficienza moduli	X superficie occupata da 1 kWp di moduli	= Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente continua
MILANO	1372.4 kWh/m² anno	12,5%	8 m²	1372.4 kWhel/kWp anno
ROMA	1737.4 kWh/m² anno	12,5%	8 m²	1737.4 kWhel/kWp anno
TRAPANI	1963.7 kWh/m² anno	12,5%	8 m²	1963.7 kWhel/kWp anno

Calcolo dell'energia elettrica in corrente alternata mediamente prodotta in un anno da 1 kWp di moduli:

Tabella.3	Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente continua	X efficienza del BOS	= Elettricità prodotta mediamente in un anno in corrente alternata
MILANO	1372.4 kWhel/kWp anno	85%	1167 kWhel/kWp anno
ROMA	1737.4 kWhel/kWp anno	85%	1477 kWhel/kWp anno
TRAPANI	1963.7 kWhel/kWp anno	85%	1669 kWhel/kWp anno

COSTI FOTOVOLTAICO			
TIPOLOGIA	.	ANNI	.
.	1995/96	2000	2003
CONNESSO A RETE	ML/kW	ML/kW	ML/kW
CENTRALI 1000 kW	15-16	13-14	11-12
PENSILINE	16-19	15-16	14
TETTI FACCIATE	20-22	16-18	14
NON CONNESSO A RETE	.	.	.
TIPOLOGIE SEMPLICI	40-45	25-30	20-25
COSTO DEL kWh (Lit.)	.	.	.

CONNESSO A RETE	700-800	600-700	500-550
STAND ALONE	1800-2000	1400-1600	900-1000

DATI SU IMPIANTI ESISTENTI

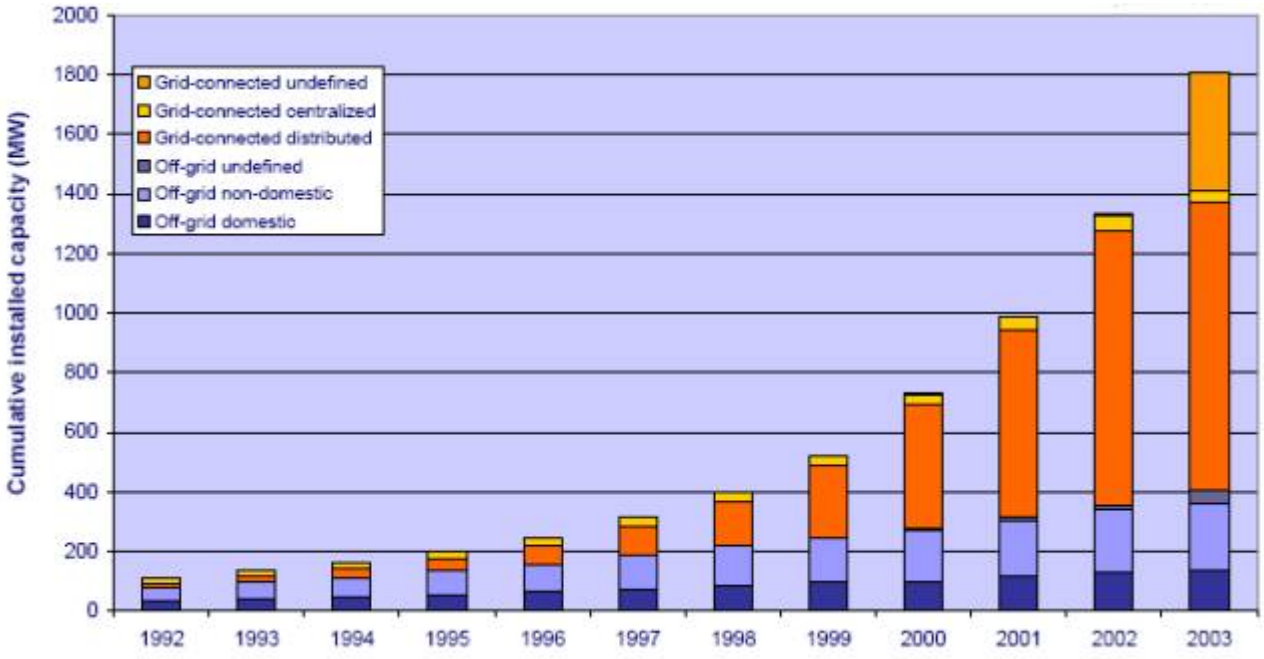
Installazioni fotovoltaiche nel Mondo.

Potenza complessiva installata, Potenza installata nel 2003

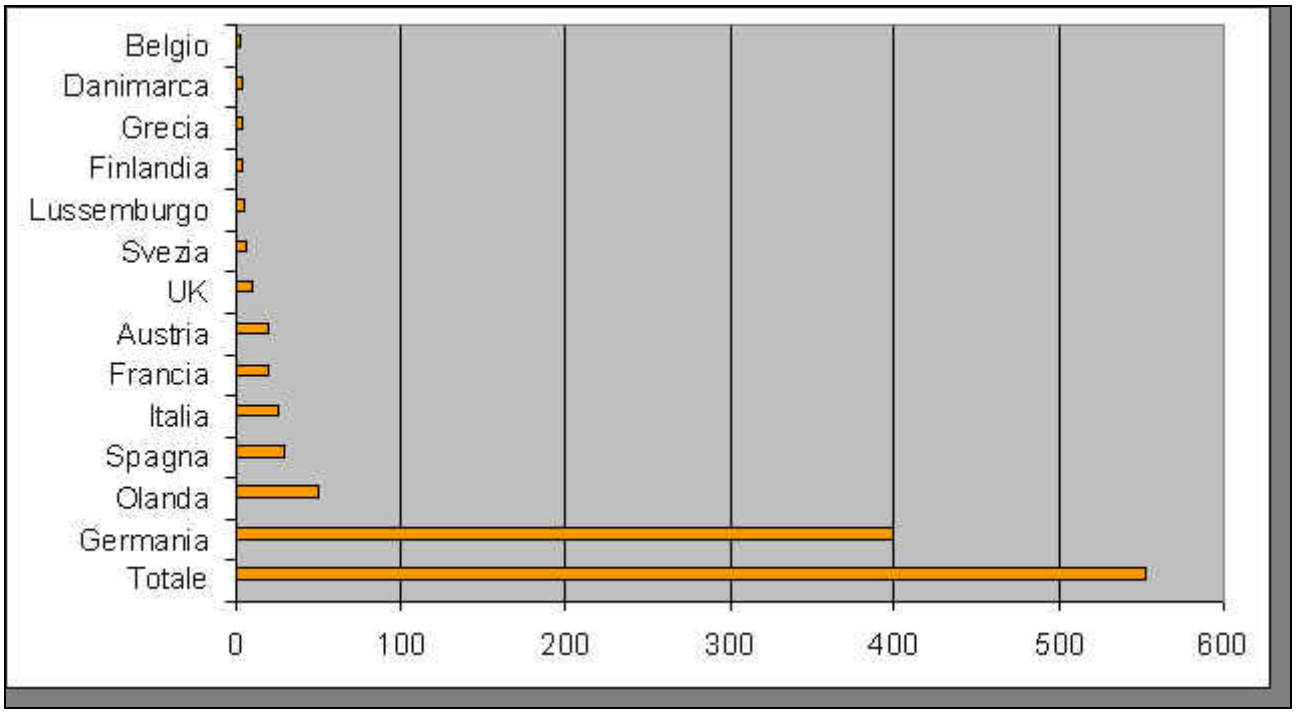
	Potenza complessiva installata (kW)	*Potenza installata nel 2003 (kW)*
Germania	410.300	133.000
Olanda	45.917	19.591
Spagna	28.000	8.000
Italia	26.000	4.000
Francia	21.072	3.832
Svizzera	21.000	1.500
Austria	16.833	6.492
Gran Bretagna	5.903	1.767
totale EU	**587.000**	**179.000**
Australia	45.630	6.500
Messico	17.111	950
Stati Uniti	275.200	63.000
Giappone	859.623	222.781
Canada	11.830	1.833
Altri	12.570	1.823
totale	**1.808.964**	**475.887**

fonte FV Fotovoltaici, N°1 2005

Installazioni fotovoltaiche nel Mondo. Potenza complessiva installata al 2003



Installazioni fotovoltaiche in Europa (MW) al 2004



Installazioni fotovoltaiche in Italia, anni 1995-2003. Potenza installata

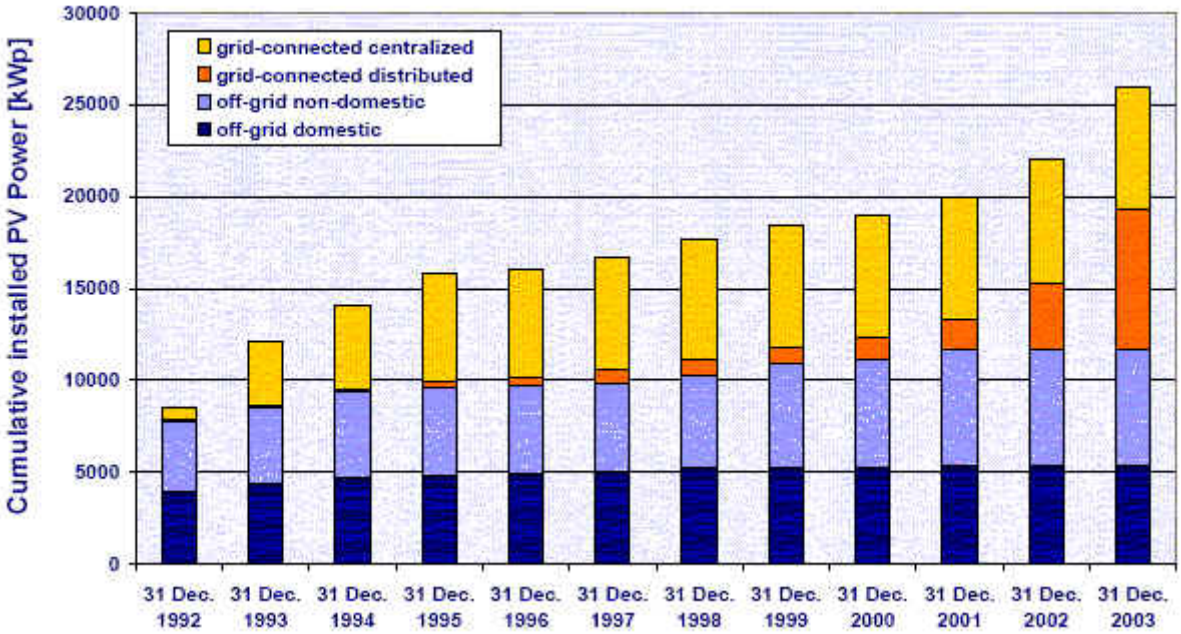
Potenza installata (kWp)	anno 1995	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Impianti collegati alla rete (distribuiti e centralizzati)	6185	7370	7620	7870	8350	10335	14300
Impianti non collegati alla rete (domestici e non domestici)	9610	10310	10860	11130	11650	11655	11700
	15795	**17680**	**18480**	**19000**	**20000**	**21990**	**26000**

Installazioni fotovoltaiche in Italia, anni 1995-2002. Energia prodotta

Energia prodotta (MWh)	anno 1995	1998	1999	2000	2001	2002
Impianti collegati alla rete (distribuiti e centralizzati)	5165	6020	6190	6315	6556	7551
Impianti non collegati alla rete (domestici e non domestici)	8993	9650	10142	10384	10853	10858
	14157	**15670**	**16332**	**16699**	**17409**	**18409**

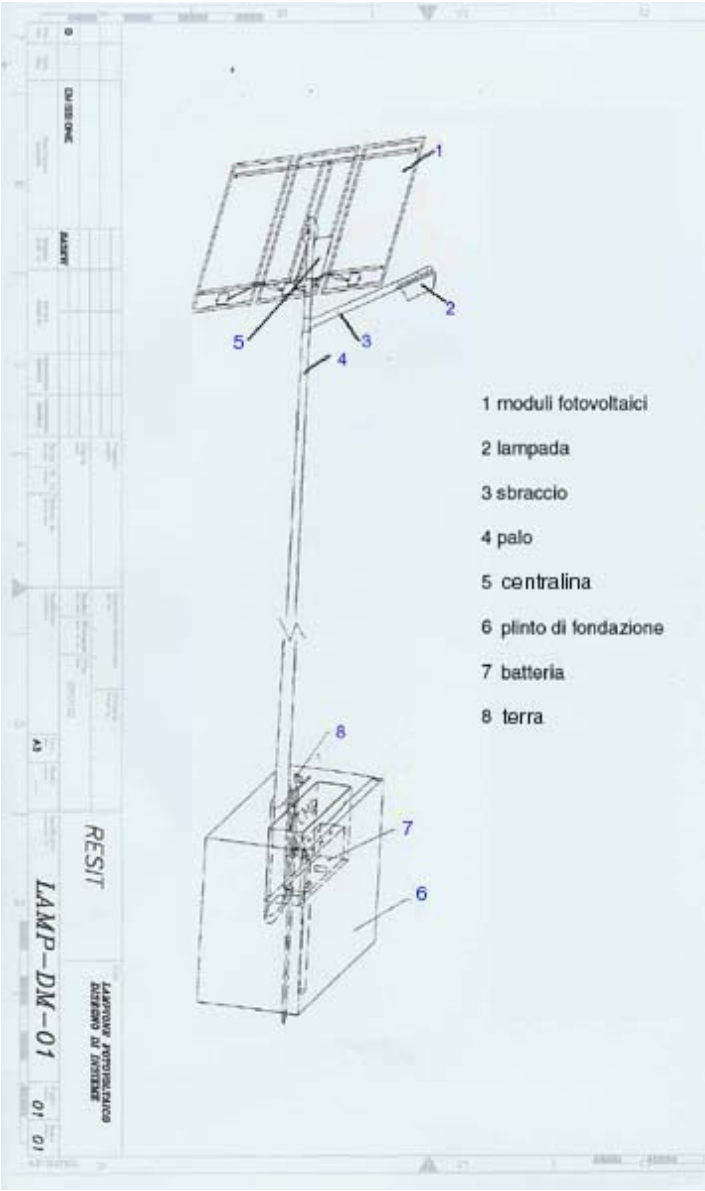
elaborazioni su dati ENEA, IEA-PVPS

Installazioni fotovoltaiche in Italia. Potenza installata al 31 dicembre 2003



Fonte ENEA

IL LAMPIONE FOTOVOLTAICO



CARATTERISTICA SOLARE(*): BRINDISI

(COORDINATE: 40.39N ; 17.57E)

MESE	KWh/m2/GG (**)	KWh/m2/GG TILT 45°(#)	KWh/m2/GG TILT 50°(#)	KWh/m2/GG TILT 60°(#)
Gennaio	1.74	*2.61*	2.65	*2.65*
Febbraio	2.32	*3.00*	3.00	*2.96*
Marzo	3.55	*4.10*	4.06	*3.90*
Aprile	4.93	*5.03*	4.90	*4.57*
Maggio	6.10	*5.55*	5.35	*4.84*
Giugno	6.80	*5.87*	5.60	*5.00*
Luglio	6.81	*6.03*	5.77	*5.16*
Agosto	5.97	*5.87*	5.68	*5.23*
Settembre	4.77	*5.43*	5.33	*5.10*
Ottobre	3.23	*4.29*	4.29	*4.23*
Novembre	2.00	*3.03*	3.07	*3.07*
Dicembre	1.61	*2.65*	2.68	*2.71*

(*) Dati ottenuti con software METEONORM 3.0/97. Dati ottenuti con ORIZZONTE ASTRONOMICO.
(**) Valore dell'insolazione globale giornaliera sul piano stimata dal METEONORM (media mensile).
(#) Valore dell'insolazione globale giornaliera sul piano inclinato calcolata dal METEONORM ai gradi di TILT indicati e con Azimut previsto

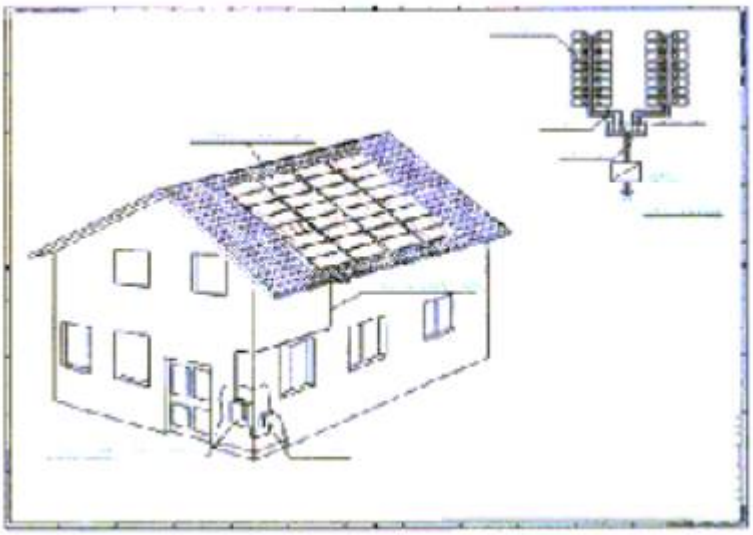
PRESTAZIONI SISTEMA SOX26/275

MESE	RAD. SOLARE A TILT 50°. KWH/M2/DAY	AH/NETTI IN BATTERIA A	CONSUMO SISTEMA MICROSOX01/26 A 12VDC A	H/NOTTE DISPONIBILI DI ACCENSIONE	H/NOTTE CARATTERISTICA MESE
Gennaio	2.65	20.39	3	5.6	15.0
Febbraio	3.00	23.09	3	6.5	13.8
Marzo	4.06	31.24	3	9.2	12.4
Aprile	4.90	37.71	3	Tutta la notte	10.8
Maggio	5.35	41.17*	3	Tutta la notte	9.4
Giugno	5.60	43.09*	3	Tutta la notte	8.6
Luglio	5.77	44.40*	3	Tutta la notte	8.9
Agosto	5.68	43.71*	3	Tutta la notte	10.1
Settembre	5.33	41.01	3	Tutta la notte	11.7
Ottobre	4.29	32.63	3	9.7	13.2
Novembre	3.07	23.62	3	6.7	14.6
Dicembre	2.68	20.62	3	5.7	15.4

* = surplus energetico

IL TETTO FOTOVOLTAICO

Programma 10.000 Tetti Fotovoltaici



Nel 2002 si è chiuso il primo bando del Ministero Ambiente per la installazione di "Tetti Fotovoltaici" riservato agli Enti Pubblici. Successivamente sono stati emanati numerosi bandi delle Regioni riservati anche ai privati.

Può essere opportuno evidenziare alcuni aspetti economici connessi ai bandi, con l'aiuto della tabella allegata che riporta i dati essenziali per la corretta interpretazione dei costi ai quali deve fare fronte chi decide di installare un impianto fotovoltaico , connesso a rete.

Definita la potenza dell'impianto , prima colonna, viene automaticamente definito il prezzo dell'impianto, quarta colonna, prezzo ammesso dai bandi semplicemente moltiplicando per 15,5 Mlit / kWp come fissato dal Ministero dell'Ambiente per impianti fino a 5 kWp (kilowatt di picco, come da targhetta dei moduli fotovoltaici). Altrettanto automaticamente si ricava il contributo di legge previsto (75 %) riportato in quinta colonna, ed il complemento (delta proprietario) necessario pari al 25% ed all'eventuale costo IVA (se il proponente non ha partita IVA) pari al 10% del costo impianto, come riportato nelle colonne successive. In genere è possibile recuperare dall'IRPEF 36% dei costi effettivamente sostenuti, IVA compresa, come indicato nell'ultima colonna. Definiti i costi del KIT (impianto completo di tutti i componenti, a parte quindi il montaggio da parte di un installatore locale) in seconda colonna, ad esempio come previsti da RESIT, resta automaticamente definito il valore residuo per gli altri costi, trasporto, progetto, installazione (per semplicità chiamato "delta installatore"), in terza colonna. In pratica il proponente/proprietario finale dell'impianto dovrà presentare fatture o giustificativi di spesa pari al costo totale dell'impianto (15,5 Mlit x la potenza in kWp installata, più IVA) per ottenere il contributo di legge previsto, pari al 75 % (IVA esclusa). Di tale contributo il 50% è ottenibile come anticipo all'avvio dei lavori (con fideiussione, per i privati) ed il saldo al collaudo, a presentazione fatture quietanzate.

Operativamente il proponente può contattare un installatore o una Ditta fornitrice di KIT (sono disponibili dei semplici questionari da riempire da parte dei proponenti per facilitare i primi contatti) avendo preliminarmente verificato almeno quanto segue :

- la disponibilità (proprietà o diritto di godimento) del tetto , terrazzo piano o tetto a falda, o di tettoia (posti auto p.e.) dove installare i moduli

- la misura degli spazi utilizzabili (mq), anche suddivisi in più parti, con buona esposizione al sole (esposizione a Sud, niente ombreggiamenti); occorrono circa 10 mq per un kWp installato su un tetto a falda e 25/30 mq su un terrazzo piano

- la titolarità del contatore di energia elettrica (rilevare il numero cliente dal contratto)

- il tipo di connessione elettrica (220 V monofase, 380 V trifase, 220 V da trifase)

- i consumi elettrici su base annua (kWh) rilevabili dalle bollette (non la spesa, ma i kWh consumati) ; da tale indicazione si può determinare la potenza massima conveniente dell'impianto fotovoltaico da installare, sulla base di una produzione stimata di circa 1250 kWh / anno per ogni kWp installato (Centro Italia). Una potenza maggiore, salvo previsioni di consumi futuri più alti, può comportare un inutile "regalo" di energia elettrica alla rete(vedi dopo , "net metering").

- i costi che si è disposti a sostenere per l'impianto scelto, come da tabella.

Per una analisi di convenienza economica (oltre che genericamente ambientale e ovviamente di tipo patrimoniale) occorre considerare che il risparmio sulla bolletta elettrica è rappresentato dalla produzione (kWh) annua dell'impianto fotovoltaico valorizzata al costo dei consumi evitati, cioè non pagati, compresa IVA.

Grazie al "net metering" su base annua previsto contrattualmente con la installazione di un secondo contatore di immissione di energia in rete, a fianco a quello tradizionale di consumo, si ha il vantaggio di non pagare di fatto i consumi a cominciare dalla fascia più cara, oltre cioè le soglie di scatto tariffario. Indicativamente, per impianti di piccola taglia, tali consumi evitati possono essere stimati da un minimo di circa 370 lit / kWh (0,18 Euro/kWh) ad un massimo che può superare le 660 lit / kWh , IVA compresa, per le fasce di consumo più alte (si pensi al condizionamento estivo, p.e.). Occorre anche considerare che non è prevista, per opportuna semplificazione amministrativa, la "vendita" di energia alla rete (che comporterebbe fatturazione, tasse sugli utili ecc.) ma semplicemente lo "scambio" dei kWh prodotti col fotovoltaico e quelli consumati cioò richiesti alla rete, scambio che avviene indipendentemente dagli orari di produzione o di consumo. In pratica si produce con il fotovoltaico a mezzogiorno e si può consumare a mezzanotte di un altro giorno. Lo scambio è valido solo per la quantità prodotta ovviamente e quindi non risulta conveniente (oltre che scoraggiato dalla stessa normativa) produrre con l'impianto fotovoltaico, su base annua, più di quanto si ritiene di consumare.

In pratica realizzando un impianto da 2 kWp, che occupa uno spazio di meno di 20 mq, a fronte di un costo di 31 milioni + IVA (3,1 milioni) per un costo totale di 34,1 milioni, si otterrà un contributo a fondo perduto di 23,25 milioni (75 % di 31) , restando a carico la differenza per 10,85 milioni. A fronte di tale spesa l'utente dovrebbe poter godere di uno sgravio fiscale di circa 3,9 milioni di lire e di un alleggerimento della bolletta elettrica di circa 900.000 lire l'anno ; l'impianto cioè si ripaga in circa 7-8 anni, a fronte di una vita

tecnica dei moduli fotovoltaici di oltre 20 anni. Può essere utile ricordare che programmi analoghi sono già stati avviati in altri paesi , anche Europei, ed hanno riscosso notevole successo.

kWp	prezzo kit	+ △installatore =	prezzo impianto	contributo (75%) Min. Ambiente	a carico proprietario (△ I▽A)	recupero 36% IRPEF
1	13.500	2.000	15.500	11.620	3.880 (1.550)	1.950
1,5	17.900	5.350	23.250	17.440	5.810 (2.320)	2.930
2	25.500	5.500	31.000	23.250	7.750 (3.100)	3.900
2,5	31.000	7.750	38.750	29.060	9.690 (3.870)	4.880
3	35.000	11.000	46.500	34.870	11.630 (4.650)	5.860
4	51.000	11.000	62.000	46.500	15.500 (6.200)	7.810
5	62.000	15.500	77.500	58.120	19.380 (7.750)	9.770

ENERGIA EOLICA

SVILUPPO DELL'ENERGIA EOLICA

IL QUADRO INTERNAZIONALE DI RIFERIMENTO

La politica energetica è ormai strettamente connessa con le politiche di tutela ambientale.

Infatti, a livello mondiale la domanda energetica è in costante aumento, e questo comporta implicazioni ambientali dovute alle problematiche connesse sia all'estrazione e al trasporto dei combustibili fossili (principali fonti di energia primaria), sia agli effetti derivanti dalla loro combustione (emissioni in atmosfera, utilizzo di risorse idriche nei sistemi di raffreddamento, ecc.). Tali effetti ambientali hanno ricadute a livello transnazionale, e ciò ha portato i Paesi industrializzati ad una maggiore attenzione alle conseguenze ambientali delle proprie politiche energetiche.

Il nuovo approccio a tale problematica è quindi di tipo integrato: al perseguimento di finalità prettamente energetiche quali la sicurezza degli approvvigionamenti, la valorizzazione delle risorse nazionali, la competitività del settore, vengono associate anche finalità ambientali ed economiche quali preservare l'ambiente locale e globale, migliorare il rendimento ed evitare gli sprechi, razionalizzare l'uso delle risorse, servire gli utenti in modo equo.

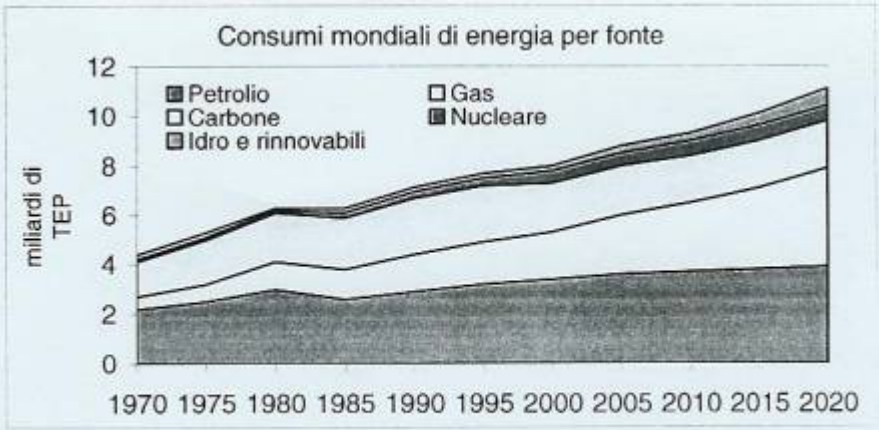
Relativamente agli aspetti ambientali, l'emissione di inquinanti in atmosfera dai processi di combustione (per la produzione di energia elettrica è preponderante l'uso dei combustibili fossili), determina effetti sia di acidificazione ambientale (dovuta alle concentrazioni di ossidi di azoto e di zolfo nei fumi di combustione), che di alterazione climatica (principalmente per i quantitativi di anidride carbonica e di anidride carbonica equivalente che originano dai processi di combustione e dalla produzione, trasporto e distribuzione dei combustibili stessi).

In questo scenario le fonti energetiche rinnovabili, e in particolar modo le alternative, stanno assumendo un ruolo sempre più importante per poter garantire il soddisfacimento della richiesta energetica senza ulteriori compromissioni per l'ambiente.

In particolare le fonti eoliche permettono di produrre energia elettrica senza il consumo di nessuna risorsa naturale (combustibili fossili, acqua) e senza immettere nell'ambiente nessuna sostanza inquinante (cosa che non avviene attraverso l'utilizzo di fonti alternativ quali le biomasse e la geotermia).

Nell' ultimo decennio la Comunità internazionale ha posto grande attenzione alle implicazioni ambientali che comportano lo sviluppo tecnologico e le attività antropiche in genere, con particolar riferimento alle emissioni di gas serra dai processi di combustione. Importanti appuntamenti sono stati il Vertice sulla Terra di Rio De Janeiro, del 1992 e il piu' recente incontro di Kyoto del 1998, dove si è cercato un accordo per contenere le emissioni di gas ad "effetto serra".

Le strategie di sviluppo dei Paesi industrializzati sono comunque orientate ad investire nello sviluppo delle fonti rinnovabili. Infatti a tutt'oggi la principale fonte di energia primaria è rappresentata dai combustibili fossili, come illustrato nel grafico seguente; la proiezione dei consumi energetici nei prossimi anni sta spingendo tutti i Paesi industrializzati ad investire nello sviluppo delle risorse rinnovabili, come è emerso nel summit del G8 di Banff (aprile 2002).



da *"G8, parte la sfida dell'energia"* La Repubblica" del 13 aprile 2002

Intorno agli anni '70 l'input allo sviluppo di tecnologie per la produzione energetica da fonti alternative era dovuta soprattutto al timore dell'esaurimento delle risorse petrolifere; oggi queste risultano ampiamente disponibili (con lo sviluppo di nuove tecnologie per l'estrazione da giacimenti presenti in zone estreme del pianeta), ma è molto alto il costo sociale che comporta il loro utilizzo, costo che comprende gli aspetti sanitari legati a patologie connesse ai livelli di inquinamento nei centri urbani (emissioni di inquinanti dai mezzi di trasporto) e gli aspetti derivanti dai cambiamenti climatici.

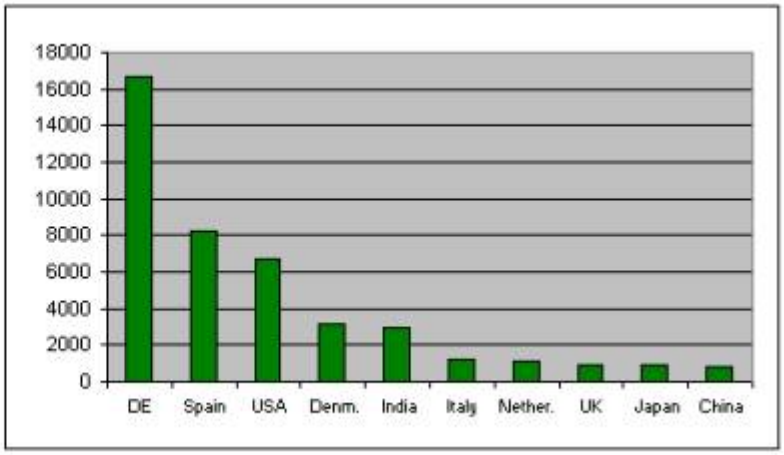
Pertanto anche Paesi come gli USA, che non hanno formalmente aderito all'accordo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni di gas serra, stanno elaborando strategie per potenziare la produzione energetica da fonti alternative: recente è l'approvazione da parte del Senato americano della dcisione di rendere obbligatoria, per le aziende che roducono elettricità, una quota da fonti rinnovabili compresa tra il 5 e il 10% della loro produzione totale.

In ambito europeo anche la Russia sta predisponendo propri programmi nazionali per la progressiva riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra (vertice G8 di Banff, aprile 2002).

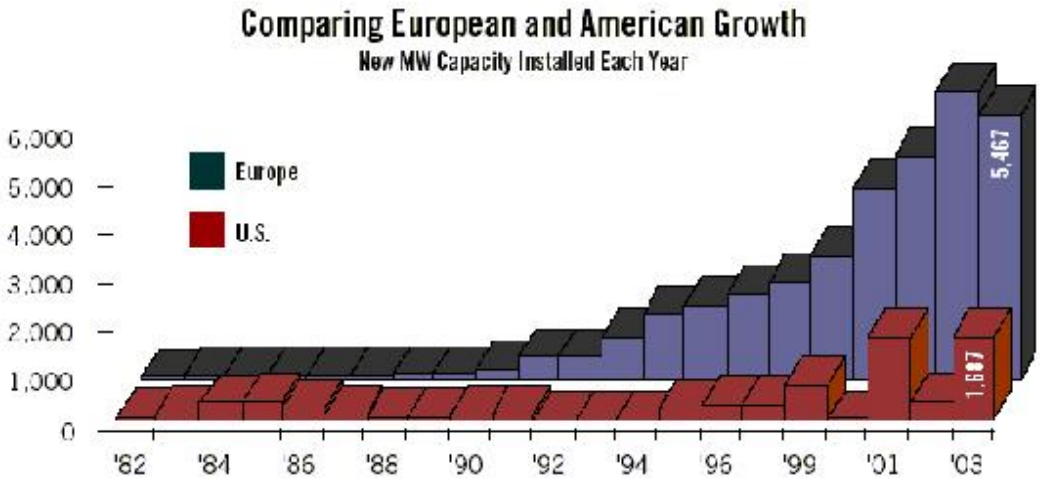
ATTUALE SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA EOLICA

Oggi sono installati nel mondo impianti per oltre 47.000 MW di potenza , di cui circa 34.000 MW in Europa, di questi oltre 16000 in Germania, 8000 in Spagna, 3000 in Danimarca, circa 1100 in Olanda, 1200 MW in Italia e poco meno in Gran Bretagna, Grecia, Portogallo e Francia. Gli impianti installati solo nel 2003, per avere una idea del tasso di crescita del settore, sono risultati 2300 MW in Germania, 1000 MW in Spagna, 240 in Danimarca, 150 circa in Olanda ed in Italia.

	MW	%
Germany	16629	35,1
Spain	8263	17,5
United States	6740	14,2
Denmark	3117	6,6
India	3000	6,3
Italy	1265	2,4
Netherlands	1078	2,3
United Kingdom	888	1,9
Japan	874	1,8
China	764	1,6
TOP Ten - Total	**42478**	**89,8**
Rest of the World - Total	4840	10,2
World TOTAL	**47317**	**100,0**

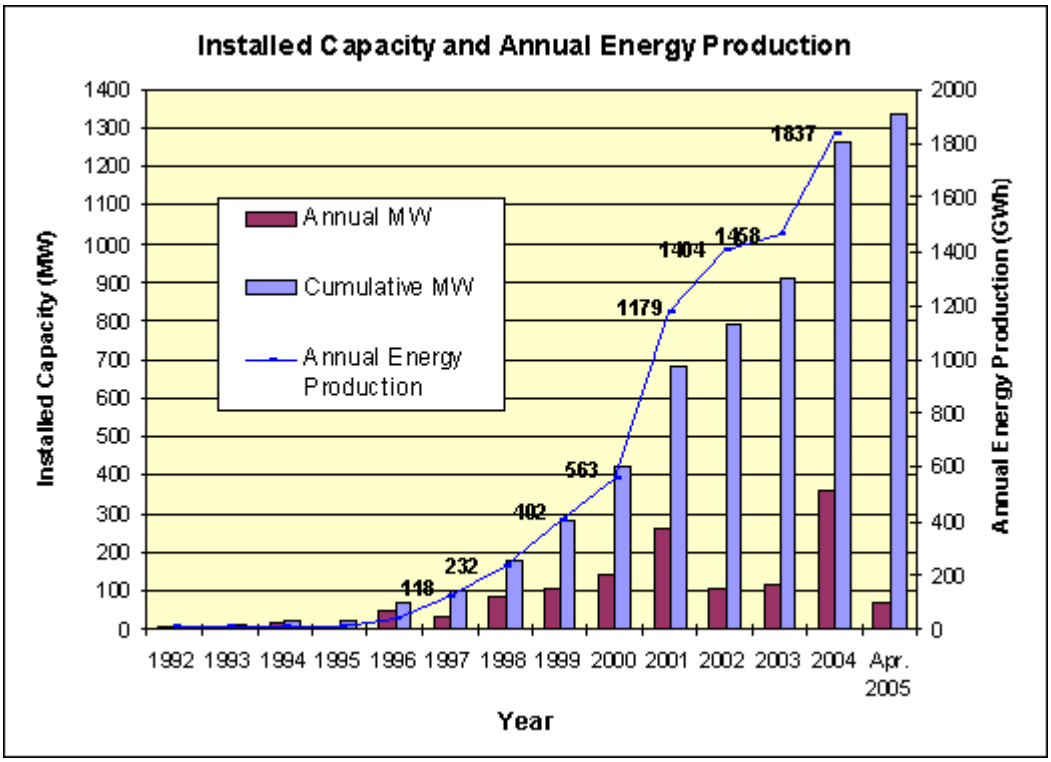


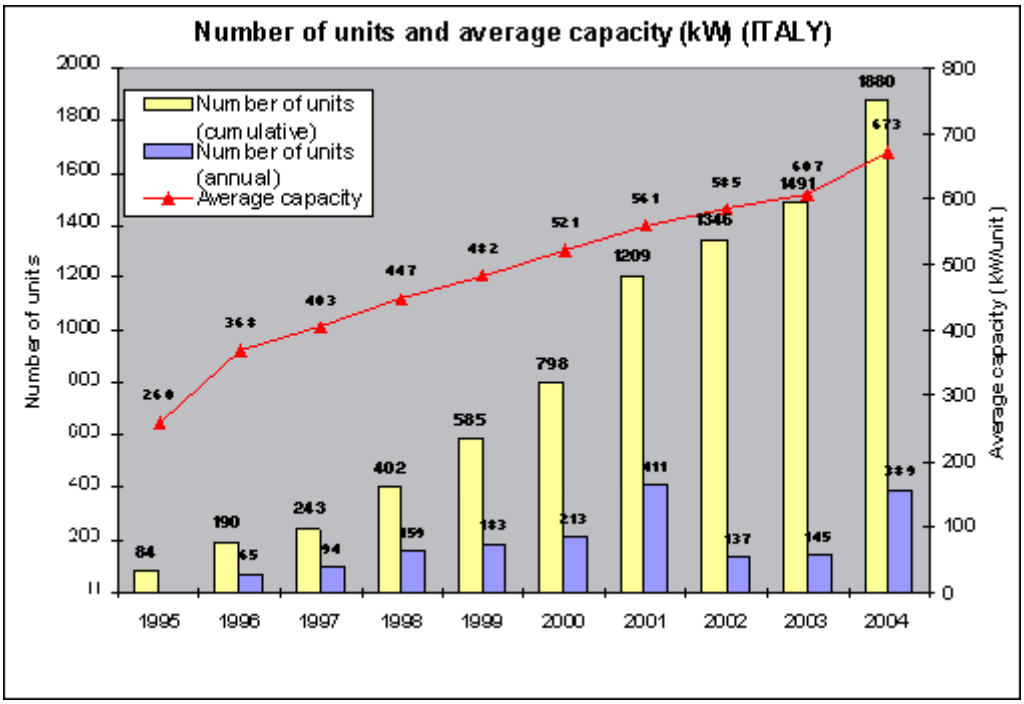
dati: IEA



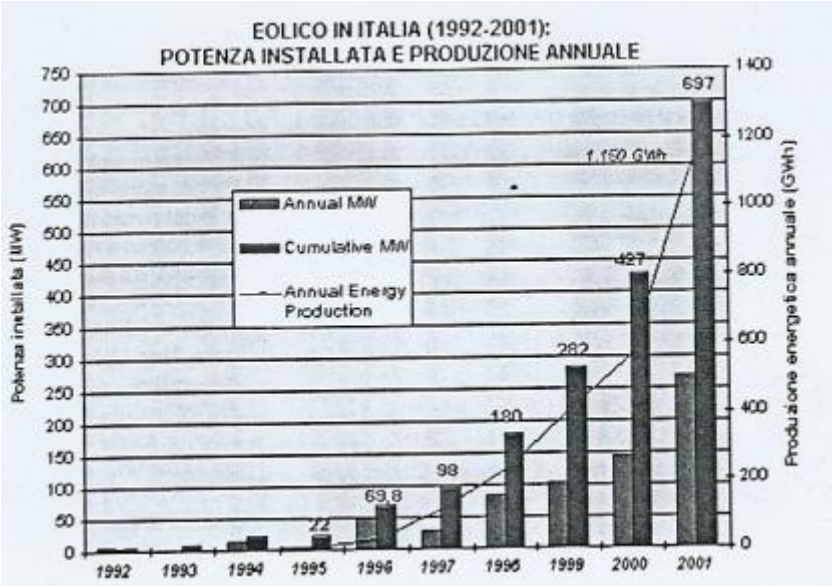
fonte: AWEA Confronto Potenze installate Europa e USA

Come in precedenza accennato, in Italia sono ad oggi installati impianti eolici per circa 1200 MW di potenza . La maggior parte degli aerogeneratori, sui circa 1800 complessivamente installati, sono localizzati in provincia di Foggia e di Benevento, con alcuni impianti significativi anche in Sardegna, Abruzzi, Molise e Basilicata.


Installed Capacity and Annual Energy Production
Installed Capacity (MW)
Annual Energy Production (GWh)
Annual MW
Cumulative MW
Annual Energy Production
118
232
402
563
1179
1404
1458
1837
1992 1993 1994 1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004 Apr. 2005
Year


Number of units and average capacity (kW) (ITALY)
Number of units
Average capacity (kW/unit)
Number of units (cumulative)
Number of units (annual)
Average capacity
1995 1996 1997 1998 1999 2000 2001 2002 2003 2004

dati: ENEA


EOLICO IN ITALIA (1992-2001):
POTENZA INSTALLATA E PRODUZIONE ANNUALE
Annual MW
Cumulative MW
Annual Energy Production
Potenza installata (MW)
Produzione energetica annuale (GWh)
1.150 GWh
697
427
282
180
98
69.8
22
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001

L'eolico in Italia per Regione
(installazioni a fine 2002 - MW)
3.5
3.1
1.8
1.5
108
1.2
33
213
241
60
98
22

LE INSTALLAZIONI EOLICHE IN ITALIA NEL 2002								
SITO	OPERATORE	CONNESSIONE ALLA RETE	N° TURBINE	TIPO	POTENZA (kW)	DIAMETRO ROTORE (m)	ALTEZZA TORRE (m)	POTENZA IMPIANTO (MW)
Osiglia-Bormida (SV)	Com.di Osiglia e Bormida	Gennaio 02	1	Nordex	800	50	46	0.80
Calice Ligure (SV)	Comune	Febbraio 02	1	Nordex	800	50	46	0.80
Montefalcone (CH)	Edison Energie Speciali	Marzo 02	11	Enercon E40	600	40	46	6.60
Castiglione M.M. (CH)	Edison Energie Speciali	Marzo 02	10	Enercon E40	600	40	46	6.00
Roccaspinalveti (CH)	Edison Energie Speciali	Marzo 02	2	Enercon E40	600	40	46	1.20
Viticuso (FR)	Eolo	Marzo 02	2	Enercon E40	600	40	46	1.20
Specchia (LE)	Comune	Maggio 02	1	Vestas V47	660	47	50	0.66
Fraine (CH)	Edison Energie Speciali	Maggio 02	15	Enercon E40	600	40	46	9.00
Montemurro (PZ)	FRIEL	Giugno 02	8	Vestas V47	660	47	50	5.28
Ginestra d.Schiavoni (BN)	Fin.so Energy	Giugno 02	21	Vestas V52	850	52	50	17.85
Forenza (PZ)	IVPC 4	Luglio 02	4	Vestas V47	660	47	50	2.64
Sassari (SS)	Enel GreenPower	Agosto 02	7	Vestas V66	1750	66	67	12.25
Avigliano (PZ)	IVPC 4	Agosto 02	20	Vestas V47	660	47	50	13.20
Aggius (SS)	IVPC 4	Dicembre 02	11	Vestas V52	850	52	50	9.35
Viddalba (SS)	IVPC 4	Dicembre 02	23	Vestas V52	850	52	50	19.55
							TOTALE POTENZA INSTALLATA NEL 2002	106.38
							TOTALE POTENZA INSTALLATA FINO AL 2001	681.62
							TOTALE GENERALE POTENZA INSTALLATA IN ITALIA AL 31/12/2002	788.00

(Fonte: ENEA – Luciano Pirazzi)

Come si nota dal grafico il ricorso all'energia eolica appare sempre più consistente con una crescita di tipo esponenziale. Tale crescita è accompagnata dalla riduzione del costo delle macchine e dalla crescita della disponibiltà ed affidabilità delle stesse nonché dai miglioramenti tecnologici che consentono di sfruttare siti con ventosità anche medio-basse. Il tutto si traduce in pratica nella riduzione dei costi del kWh.

I costi di produzione dell' energia eolica sono diminuiti considerevolmente negli ultimi anni, grazie alla riduzione dei prezzi degli elementi di impianto (turbine), e quindi dei costi di investimento. Alcune fonti stimano un costo pari a 70-150 lire/kWh (prodotti con una turbina da 1 MW), simile quindi al costo relativo all'energia prodotta con il nucleare e con la combustione di carbone, ma più alto rispetto al costo del kWh prodotto da gas (59-75 lire).

L'Unione Europea ha fissato come obiettivo da raggiungere un costo dell'energia da fonte eolica di circa 77 lire/kWh, un costo già ottenibile con le macchine di nuova generazione.

Infatti la taglia dell'impianto condiziona il costo dell'energia (analogamente al costo dell'investimento): in Danimarca si è passati dalle 183 lire/kWh per le macchine da 100 kW alle 70 lire per quelle da 600 kW, a parità di altre condizioni.

Il costo dell'energia eolica dipende anche dalle condizioni anemologiche: ad esempio in base a quanto riportato nel corso del 3° NFFO (Non Fossil Fuel Obligation), in Inghilterra, Galles e Scozia l'energia è stata pagata a costi variabili tra le 90 e le 142 lire/kWh, mentre nel 4° NFFO tali costi sono risultati compresi tra le 84 e le 123 lire/kWh.

Per una stima globale dei costi bisognerebbe però considerare anche i "costi evitati" in particolare per quanto riguarda il combustibile non utilizzato, e le emissioni evitate.

In base alle previsioni del Libro Bianco dell' Energia la valorizzazione energetica delle Fonti rinnovabili, la produzione di energia elettrica tramite impianti eolici permetterà di evitare costi del combustibile per 10 miliardi di ECU per il periodo 1997-2000.

I “costi ambientali” derivanti dalla produzione energetica da fonti diverse all’eolico sono sintetizzate in tabella:

Costi ambientali produzione energia elettrica (dati 1997)	
da olio combustibile	65-106 lire/kWh
da gas naturale	28-51 lire/kWh
da idraulica	6,5 lire/kWh
da combustine di biomasse	30 lire/kWh (calcolto solo sull’immissione in atmosfera di ossidi di azoto)

EMISSIONI EVITATE CON UN IMPIANTO EOLICO DA 10 MW
(producibilità annuale di 2.500 MWh/MWp)

	MWh	Polveri (ton)	SO_x (ton)	NO_x (ton)	CO_2 (ton)
Annuale	25.000	3,2	109	42	17.200
Vita impianto (20 anni)	500.000	64,5	2.182	840	344.000

Fonte: EDENS

LA TECNOLOGIA EOLICA

LE MACCHINE MODERNE: CARATTERISTICHE DEGLI AEROGENERATORI

Gli aerogeneratori hanno un rotore composto da tre pale che funziona sopra vento con regolazione del passo ed imbardata attiva.

Le pale sono realizzate con resine di poliestere ed epossidiche rinforzate con fibra di vetro. Ciascuna pala consiste di due gusci connessi ad un’asta. Un inserto speciale in alluminio connette la pala al suo supporto, il quale a sua volta è imbullonato al mozzo tramite una ralla.

L’asse di rotazione del mozzo è connesso ad un moltiplicatore di giri meccanico. La potenza è trasmessa dal moltiplicatore attraverso un albero di trasmissione al generatore elettrico, di tipo asincrono a quattro poli. La connessione è realizzata a frequenza fissa imposta dalla rete elettrica, tramite la chiusura di un contattore.

Il sistema di controllo del passo mantiene la potenza nominale alle alte velocità del vento mentre ottimizza la potenza in uscita alle basse velocità ottimizzando l'angolo in funzione del vento.

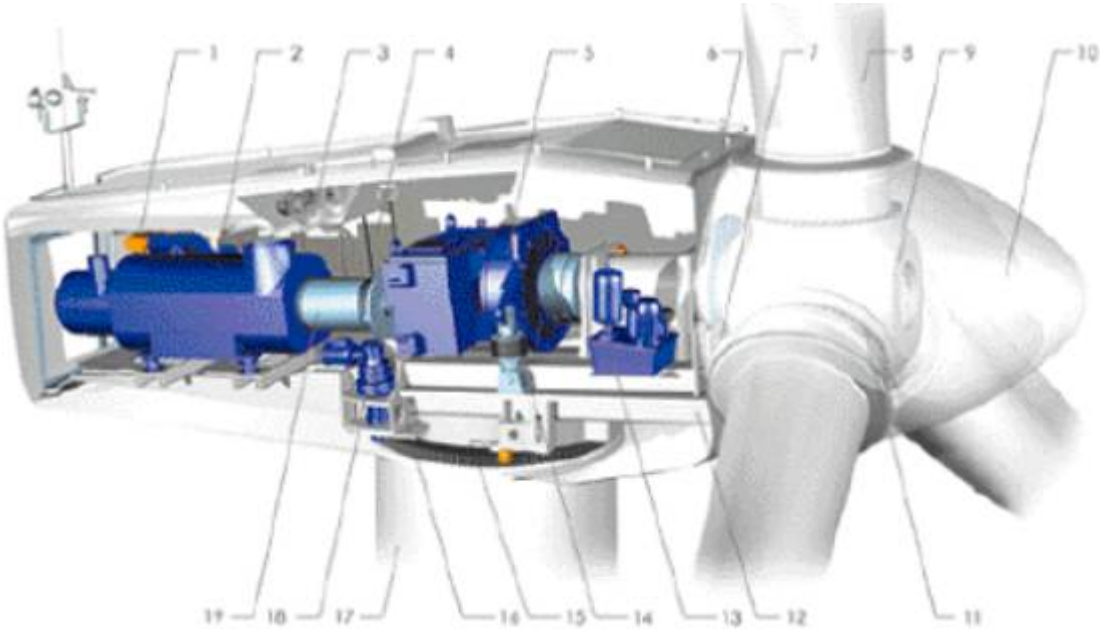
Tutte le funzioni dell'aerogeneratore sono monitorate e controllate da una unità di controllo a microprocessori. La variazione del passo delle pale è realizzata da un sistema idraulico, lo stesso che eroga pressione al sistema frenante.

Il controllo di imbardata viene attuato da due motori elettrici che ingranano una grande ruota dentata montata sulla sommità della torre di sostegno dell''erogeneratore. Il cuscinetto di imbardata è costituito da un sistema a strisciamento con frizione incorporata.

Una copertura in fibra di vetro rinforzata protegge tutti i componenti posti all'interno della navicella. L'accesso alla navicella è possibile tramite una apertura centrale , indipendente dalla posizione rotante della navicella rispetto alla torre.

I principali componenti dell'aerogeneratore sono costituiti da :

Aerogeneratore *Vestas V 52 – 850 kW*.



Spaccato della navicella

LA MACCHINA DA 850 kW:

<u>Rotore</u>

Diametro:	52m
Area spazzata:	2122,6m^2
Orientamento:	Controvento
Inclinazione:	6°
Senso di rotazione:	Orario (vista frontale)
Velocità di rotazione:	26giri/min
Numero di pale:	3
Freni aerodinamici:	Messa in bandiera totale

Pale

Materiale:	Fibra di vetro rinforzata con resina epossidica
Peso:	1500kg a pala
Profili aerodinamici:	NACA63.xxx+FFA-W3
Lunghezza:	25,3m
Corda (radice/estremità):	2,3m/0,33m
Svergolamento:	16°

Albero lento

Tipo:	Albero forgiato
Materiale:	34CrNiMo6

Sistema di imbardata

Motore:	Asincrono, 6 poli, 1,5kW
Velocità di imbardata:	<0,5°/sec

Torre

Tipo:	Tubolare conica (in 3 moduli)
Materiale:	Acciaio S235JO/JR
Trattamento superficiale:	Verniciata
Altezza mozzo:	55m
Diametro alla base:	3,3m
Diametro alla cima:	2,1m

Moltiplicatore di giri

Rapporto:	1:62
Raffreddamento:	Pompa e radiatore olio
Scaldiglia olio:	1,5kW

Generatore

Tipo:	Asincrono a rotore avvolto e anelli di contatto
Numero di poli:	4
Potenza nominale:	850kW
Tensione:	690V +10/-10%
Frequenza:	50Hz +1/-3Hz
Velocità nominale:	1620giri/min
Corrente nominale:	711A
Fattore di potenza nominale:	1
Campo del f.d.p.:	$0{,}98_{CAP}$-$0{,}95_{IND}$
Potenza reattiva disponibile	+172/-279kVAr

Sistemi di frenatura

Freni aerodinamici:	Messa in bandiera delle pale
Freni d'emergenza:	A disco

Impianto idraulico

Portata della pompa:	8,7l/min
Pressione massima:	200bar
Pressione del freno:	26bar

Quantità di olio: 60l

Motore: 4kW

Unità di controllo

Supervisione/Controllo: Potenza attiva, Potenza reattiva, Imbardata,Idraulica, Ambiente (temperatura del vento), Rotazione, Generatore, Passo delle pale, Rete, Monitoraggio remoto, Dati operativi, Produzione

Pesi

Torre: 45t

Navicella: 22t

Rotore: 10t

Totale: 77t

LA MACCHINA DA 660 kW:

-Torre. L'aerogeneratore da 660 kW è montato su una torre di tipo tubolare tronco-conica alta circa 50 m, altezza all'asse del rotore. La base della torre ha un diametro di circa 3,3 m, la parte alta un diametro di circa 2 m. L'anello di imbardata su cui sono posti i blocchi di strisciamento è montato sulla sommità della torre. L'accesso alla navicella è posto nell'anello di imbardata attraverso il passo d'uomo. Una cabinetta di trasformazione elettrica è posta alla base della torre, esternamente alla stessa. Il controllore di base, la scala a pioli, apparecchi di illuminazione e punti di potenza sono installati nella torre.

- Navicella. La navicella e' riparata da una copertura in fibra di vetro, la quale protegge i componenti della macchina dagli agenti atmosferici, e riduce il rumore prodotto a livelli accettabili. Sul retro della navicella e' posta una porta, attraverso la quale, mediante l' utilizzo di una gru, possono essere rimossi attrezzature e componenti della navicella. L' accesso al tetto avviene attraverso un lucernaio. La navicella e' provvista di illuminazione.

- Pale. Le pale sono realizzate in resina poliestere ed epossidica rinforzate con fibra di vetro. I gusci sono realizzati in pannelli leggeri tipo sandwich montati su un' asta di supporto chiusa, posta alla fine della radice con un anello di alluminio incassato.

- Sistema Frenante. L' aerogeneratore e' dotato di due sistemi di frenatura indipendenti: attuazione del passo delle pale e disco freno idraulico. Ciascun sistema, indipendentemente dall' inserimento dell' altro, e' in grado di fermare la macchina. In tutte le situazioni di fermata normale e' usata solo l' attuazione del passo delle pale. Questa determina una frenatura controllata dell' aerogeneratore con un minimo carico sull' intera costruzione. In situazioni molto critiche (emergenza) il disco freno idraulico interviene insieme all' attuazione del passo delle pale. In caso di sovravelocità del rotore, saranno attivati entrambi i sistemi frenanti.

- Cavi e Messa a Terra. L' aerogeneratore e' provvisto di tutti i cavi di BT (CEI 20-22) e collegamenti elettrici a norma, necessari per la messa in servizio. L' aerogeneratore e' provvisto inoltre dell' impianto di messa a terra.

- Controllore. Un' unita' di controllo a microprocessore monitorizza e controlla tutte le funzioni dell' aerogeneratore, incluso la regolazione di passo, in modo che la prestazione dell' aerogeneratore e risulta ottimizzata a qualsiasi velocità del vento.

- Rotore:

diametro:	47 m
area:	1735 mq
velocità di rotazione:	28,5 rpm
senso di rotazione:	orario guardando di fronte
regolazione di potenza:	passo delle pale
n° di pale:	3
materiale delle pale:	resina poliestere ed epossidica rinforzata
	con fibra di vetro
freno aerodinamico:	regolazione del passo delle pale

- Dati Operativi

velocità di cut-in:	4 m/s
velocità di cut-out:	25 m/s

- Torre

tipo:	tubolare x 660 kW
accessori:	ancoraggio tramite piastra di fondazione
altezza:	50 m
altezza mozzo:	50,1 m

- Sistema di Imbardata

tipo :	imbardata attiva
controllo :	mediante banderuola
velocità :	0.5 °/sec

- Banderuola

Tipo:	optoelettronico

- Anemometro

Tipo:	optoelettronico

- Controllore

Tipo:	microprocessore

- Pesi

torre tubolare:	38.000 kg
navicella:	20.400 kg
rotore:	7.200 Kg

INFRASTRUTTURE ED OPERE CIVILI

- Fondazioni ed Opere Civili

Ogni aerogeneratore avrà' una fondazione in conglomerato cementizia armato, che oltre a garantirne l'equilibrio al ribaltamento, ha Ia funzione di trasferire al piano di sedime i carichi dovuti essenzialmente all'azione del vento.II trasferimento dei carichi al piano di sedime deve avvenire in modo che il livello tensionale indotto sul piano di posa sia inferiore a quello ammissibile del terreno riscontrato, e che i cedimenti differenziati siano inferiori a valori limiti.

Negli allegati progettuali è riportato uno schema tipo di fondazione in funzione delle attuali conoscenze delle caratteristiche del terreno; Indagini geologiche e geotecniche puntuali potrebbero determinare, in fase di calcolo, tipologie e dimensioni poco differenti. La relazione di calcolo, i disegni esecutivi, insieme a copia delle presente documentazione, verranno depositati, a Norma di legge, presso ii Genio Civile, dopo il rilascio della Concessione Edilizia.

- Cabina Elettrica BT/MT per Aerogeneratore

Negli allegati progettuali sono riportati i prospetti e Ia pianta, quotati, 4 m x 2.5 m x (h) 2,7 m , delle cabine che saranno ubicate in prossimità di ogni aerogeneratore. Esse, costituite in cemento armato vibrato, hanno Ia funzione di accogliere le apparecchiature elettriche per il sezionamento, Ia protezione e Ia trasformazione delta tensione elettrica da BT a MT (20 kV) per consentire il collegamento in parallelo alla rete ENEL.

- Cabina MT di smistamento

Negli allegati progettuali sono riportati i prospetti e Ia pianta quotati della cabina di smistamento in M.T. (6 m x 2,5 m x (h) 2,7 m).

Gli aerogeneratori saranno collegati alta rete ENEL di Media Tensione (20 kV) mediante apparecchiature elettriche da installare nella cabina di smistamento. La Cabina MT, quindi, costituirà I' interfaccia tra il punto di consegna in MT e Ia radiale proveniente daII' impianto eolico in cavo M.T. con posa interrata. Essa sarà realizzata in manufatto prefabbricato, dove verranno installate le apparecchiature di manovra e protezione. Gli elaborati progettuali finali saranno comunque definiti dopo accordo con ENEL per il collegamento alla rete.

- Viabilità

E' prevista la realizzazione di una strada, larga 3,5 m , di collegamento tra i vari aerogeneratori.
Essa sarà realizzata con sovrastruttura in misto stabilizzato compattato con rullo da 18 t. E' previsto ,comunque, il ripristino di buona parte della strada esistente di accesso al sito, mediante apporto di misto stabilizzato compattato con rullo da 18 t. e il livellamento di zone a più alte pendenze.

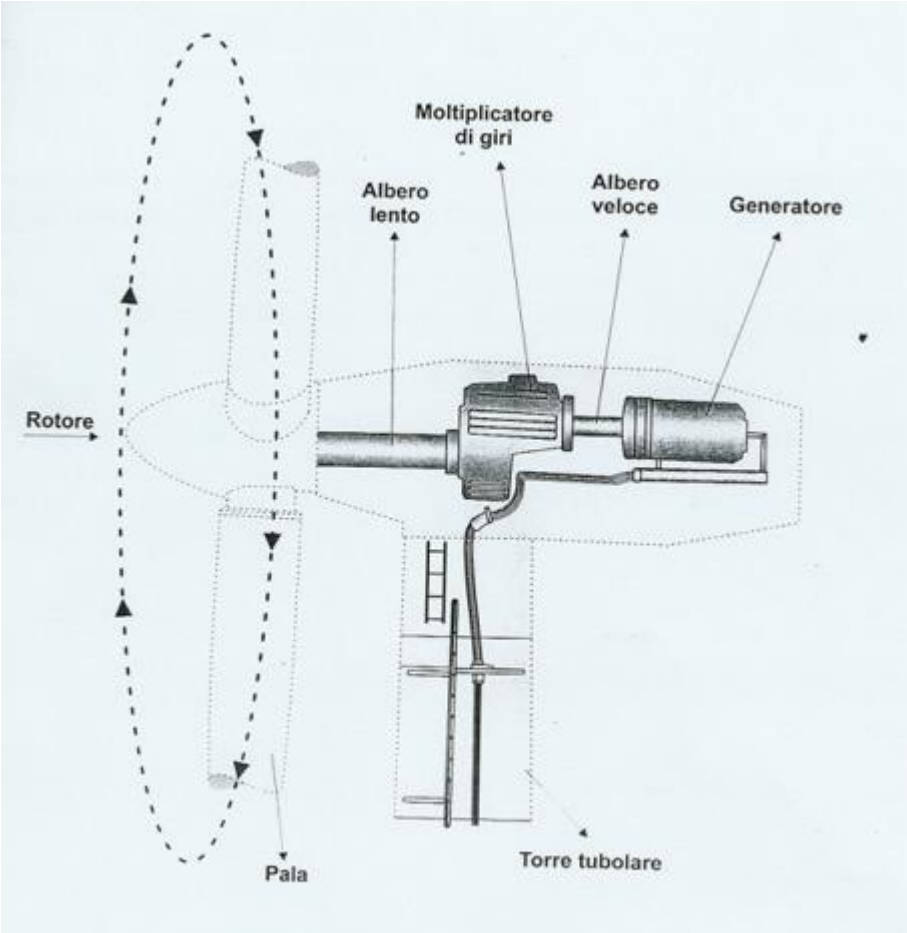
- Cavi di Potenza e Segnalazione

I cavi di potenza e segnalazione saranno posati in trincee separate su letto di sabbia vagliata, ricoperti da cappelle protettive . II rinterro della trincea dovra' essere effettuato con l'utilizzo della terra, vagliata, proveniente dagli scavi. E' prevista Ia posa di un nastro segnalatore, ad opportuna profondita'.

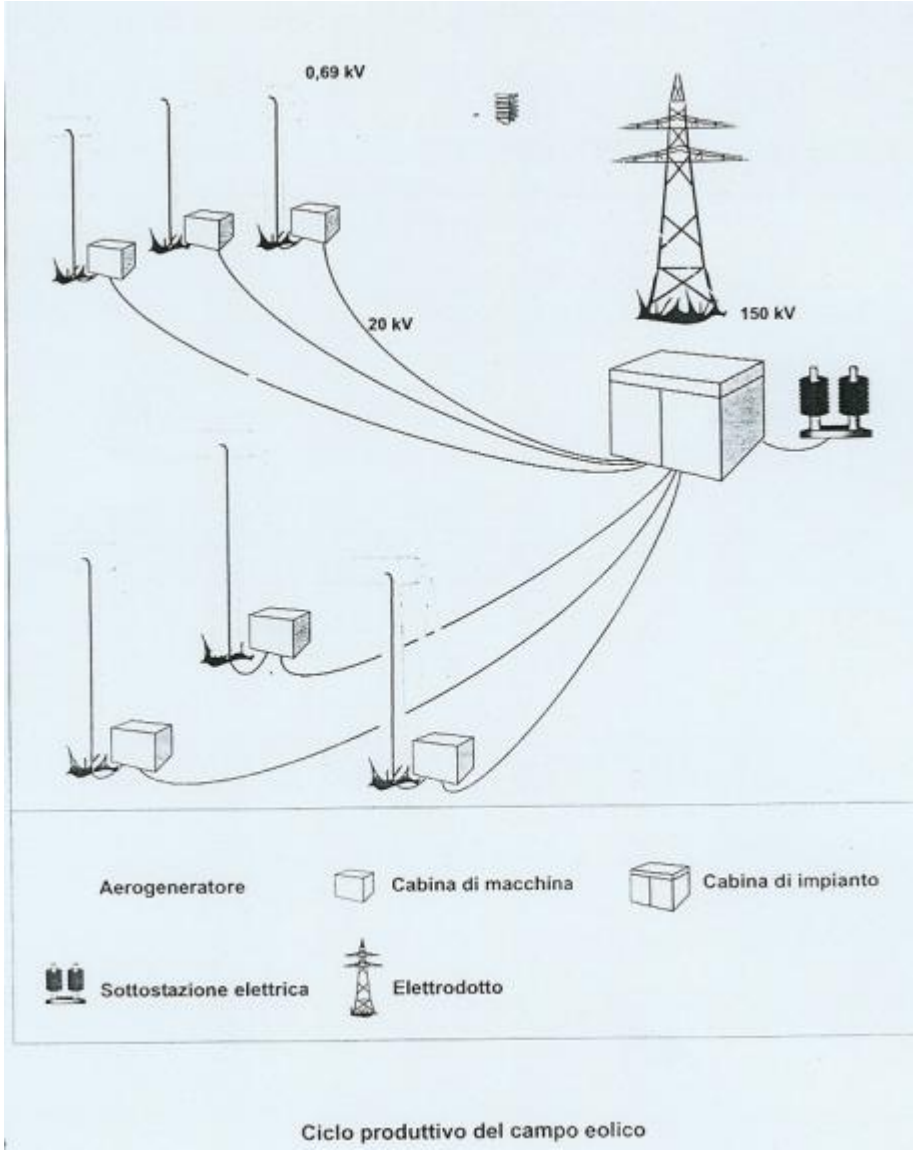
- Piazzole Aerogeneratori

La realizzazione delle piazzole sarà eseguita mediante uno spianamento deII' area circostante I' aerogeneratore per una superficie di 40x30 mq; nella stessa area, sarà realizzata una superficie di 20x15 mq con sovrastruttura in misto stabilizzato compattato e rullato al fine di evitare cedimenti del terreno durante Ia fase installativa. La piazzola contiene la base in cemento armato con annegata la flangia metallica di sostegno della torre.

LE MACCHINE DI GRANDE TAGLIA (da completare)



Principali componenti dell'areogeneratore



Ciclo produttivo del campo eolico

I SITI EOLICI

ANEMOMETRIA

Per quanto concerne la ventosità si rileva una esposizione favorevole ai venti predominanti della zona. Delle prime indicazioni di massima si possono ricavare dall'*European Wind Atlas* [23], una mappa delle condizioni di ventosità di tutto il territorio europeo, di cui viene riportato uno stralcio in Fig. 2.1. La ventosità è crescente passando

dalla zona azzurra, a quella verde ed a quella gialla. Come si vede il Lazio prende la parte azzurra, cui corrisponde, per le zone collinari, una velocità media del vento di circa 6,5 m/s, ossia una ventosità discreta.

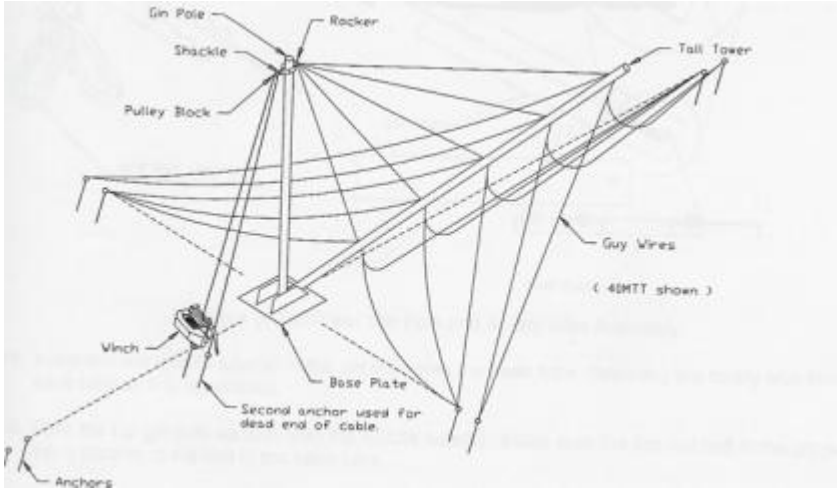
European Wind Atlas.

Installazione della torre anemometrica

Le informazioni indicative sulla ventosità servono solo a dare un'idea della potenzialità del sito. Per conoscere, però, in modo molto più preciso tale potenzialità, così da determinare la capacità produttiva dell'impianto, è indispensabile una accurata **misurazione locale sia della velocità del vento, sia della sua direzione**. A tal fine è stata installata in prossimità della cima del colle una stazione anemometrica [24], costituita da un palo, due sensori ed una centralina. Il palo, alto 10 metri, è poggiato sul terreno e sostenuto lungo tre direzioni da dei tiranti in acciaio, ancorati al suolo tramite picchetti. In cima al palo sono fissati un anemometro e una banderuola, come mostrato in Fig. 2.2. L'anemometro è costituito da tre coppette coniche in materiale plastico, la cui velocità di

rotazione intorno all’asse è direttamente proporzionale alla velocità del vento. La banderuola, anch’essa in materiale plastico, si orienta secondo la direzione del vento. Dai sensori si dipartono i cavi di collegamento che giungono alla centralina, agganciata alla parte bassa del palo. La centralina, energeticamente autonoma, acquisisce ed elabora i dati provenienti dai sensori, per poi memorizzarli in un apposito *datachip*. Essa rileva la velocità e la direzione di provenienza istantanee del vento ogni due secondi e calcola i valori medi delle due grandezze per intervalli di dieci minuti. I dati immagazzinati nel *datachip* devono, infine, essere trasferiti, tramite apposito lettore, ad un computer, sul quale vengono visualizzati nel seguente modo: in corrispondenza alla data e all’orario, ogni dieci minuti e relativamente a questo intervallo, vengono fornite la velocità media, in metri al secondo, e la direzione media, in gradi. I dati possono adesso essere elaborati statisticamente, per ricavarne informazioni significative ed utili per il dimensionamento dell’impianto.

Parte terminale della torre anemometrica.


Gin Pole
Rocker
Shackle
Tall Tower
Pulley Block
Guy Wires
(40MTT shown)
Winch
Base Plate
Second anchor used for dead end of cable.
Anchors

funzioni del logger: 1.1: Wind Speed (metri al secondo). Istantanea, di picco, media

2.1: Direction (gradi). Istantanea, di picco, media (ogni 2 secondi)

3.1: Time, Month/Day/Year

4.1: Site number

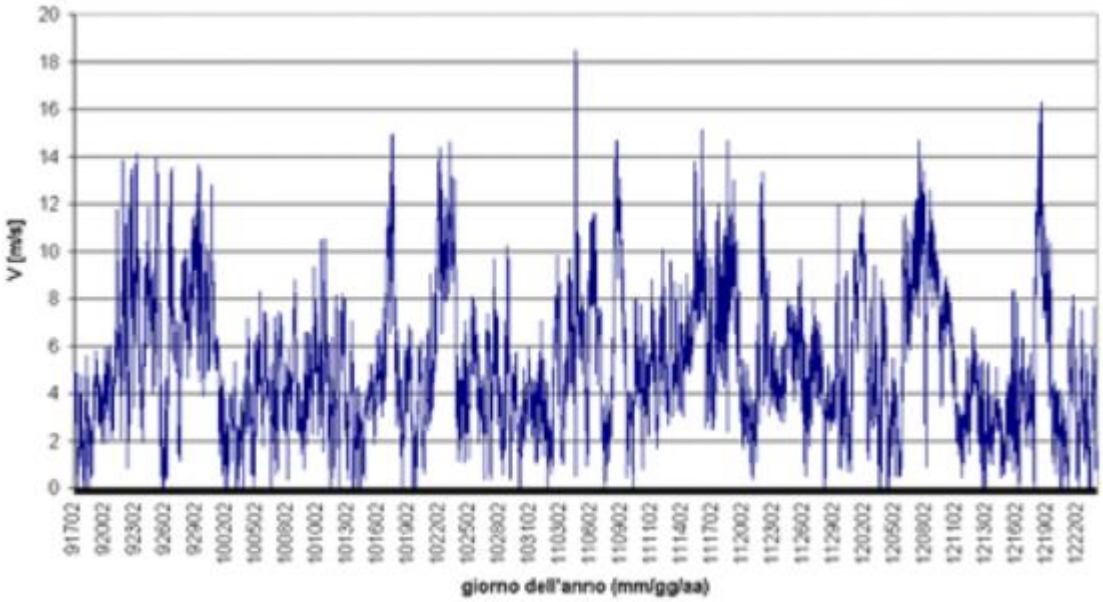
5.1: Volts Battery and Days Remaining

Elaborazioni dei dati di vento

Distribuzione in frequenza e gradiente verticale delle velocità del vento

L'andamento delle velocità del vento nel tempo rappresentato in un grafico con in ascissa il tempo delle rilevazioni in mese/giorno/anno mostra la fortissima variabilità dell'intensità del vento in tempi brevi. La lettura istantanea sarebbe poco significativa, dovendosi fare riferimento alle velocità medie, per poter fare una stima della potenzialità del sito. La **frequenza delle velocità nel periodo** preso in esame fornisce il diagramma (teoricamente la curva di Weibull) da cui si possono ricavare il valore modale (ossia il più frequente), quello medio, quello massimo e la deviazione standard (un indice della dispersione intorno al valor medio), ovviamente riferiti alla altezza di misura (10, 20, 30, 40 m).

Fig. 2.3 Variazione della velocità del vento nel tempo.



I valori possono essere riportati all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore, di solito tra 45 e 55 m o più per le macchine di grande taglia, ricorrendo all'espressione del **gradiente verticale di velocità** :

$$V(h) = V(h_0) \cdot \frac{\ln(h / Z_0)}{\ln(h_0 / Z_0)}$$

In essa Z_0 è l'altezza dal suolo, Z_0 quella dell'anemometro , Z_0 la velocità misurata e Z_0 l'**altezza di rugosità**. Avendo la possibilità di effettuare misure a diverse quote, si può dedurre un valore abbastanza preciso di Z_0, altrimenti si stima la rugosità del terreno :

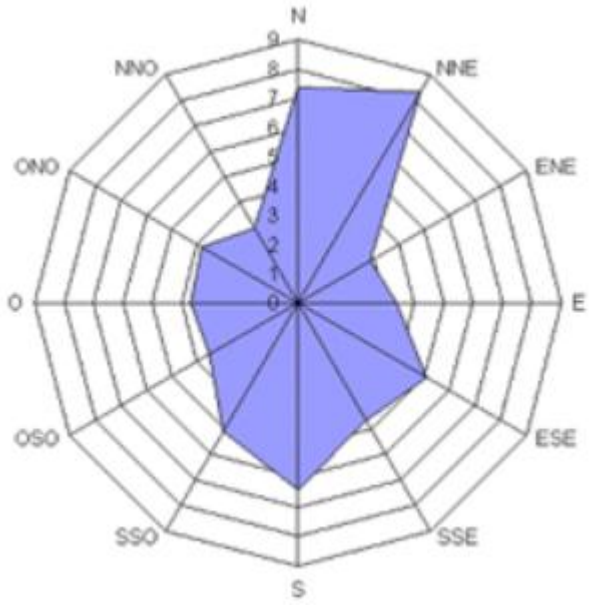
Classe	*Tipo di suolo*	*Descrizione, casi tipici (H: altezza ostacoli)*	*Valore di Z_0 [m]*
1	Piatto	Spiaggia, ghiaccio, distese nevose	0.005
1	Aperto 1	Erba bassa, aeroporti, terreno non coltivato	0.03
2	Aperto 2	Coltivazioni basse, con ostacoli distanti 20 H	0.1
3	Rugoso	Coltivazioni alte, alberi, ostacoli a 15 H	0.25
3	Molto rugoso	Foreste, frutteti, ostacoli a 10 H	0.5
4	Chiuso	Villaggi, suburbi	1
4	Città	Centro città, spazi aperti dentro foreste	>2

Vengono anche definite delle classi di rugosità del terreno, spesso variabili anche nello stesso sito in funzione delle direzioni del vento, suddivise in settori. Per esempio

Settore	Z_0 [m]	Classe
N	0,06	2

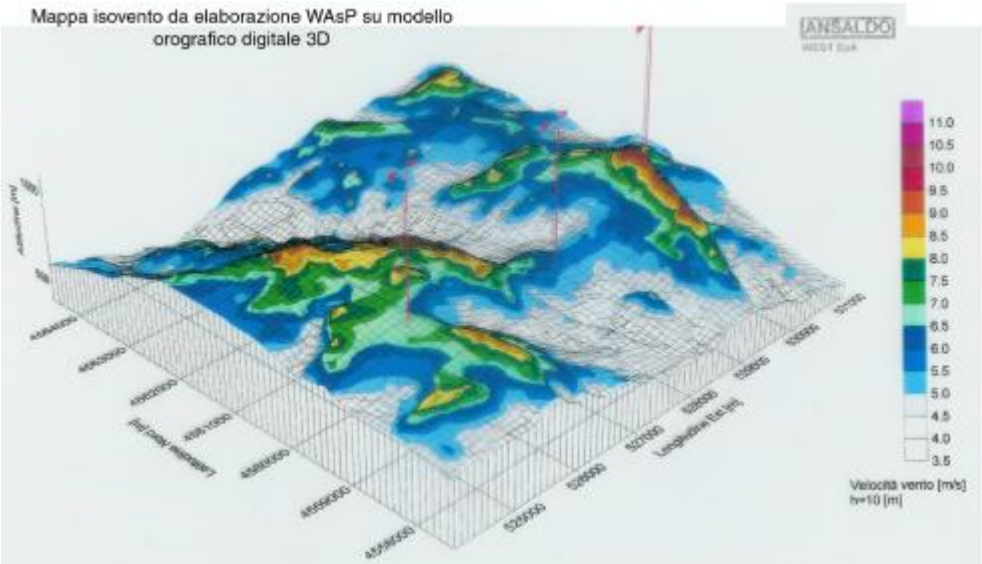
NNE	0,07	2
ENE	0,06	2
E	0,05	1
ESE	0,02	1
SSE	0,03	1
S	0,03	1
SSO	0,03	1
OSO	0,02	1
O	0,02	1
ONO	0,02	1
NNO	0,05	1

Le caratteristiche di rugosità del terreno variano nelle diverse direzioni, a seconda della presenza, vicinanza e altezza di alberi circostanti, case e fabbricati, variazioni altimetriche ecc.



Velocità media [m/s] per settore

Risulta inoltre possibile, con opportuni codici di calcolo , inserendo i dati relativi alla forma topografica del terreno anche di una vasta zona ed i dati di rugosità , correlare i dati anemometrici ottenuti (intensità della ventosità e direzione) fino ad elaborare una stima delle potenzialità eoliche di zone estese oltre quella di pertinenza specifica dell’anemometro.



Completata la caratterizzazione anemologica del sito (occorre almeno un anno di rilevazioni per gli effetti di stagionalità, salvo non si disponga di altri elementi comparativi, per esempio altri anemometri in zona), si può procedere alla definizione degli elementi progettuali dell'impianto per quanto attinente una stima della producibilità annua , fondamentale per poter effettuare una valutazione economica dell'impianto.

SITOLOGIA

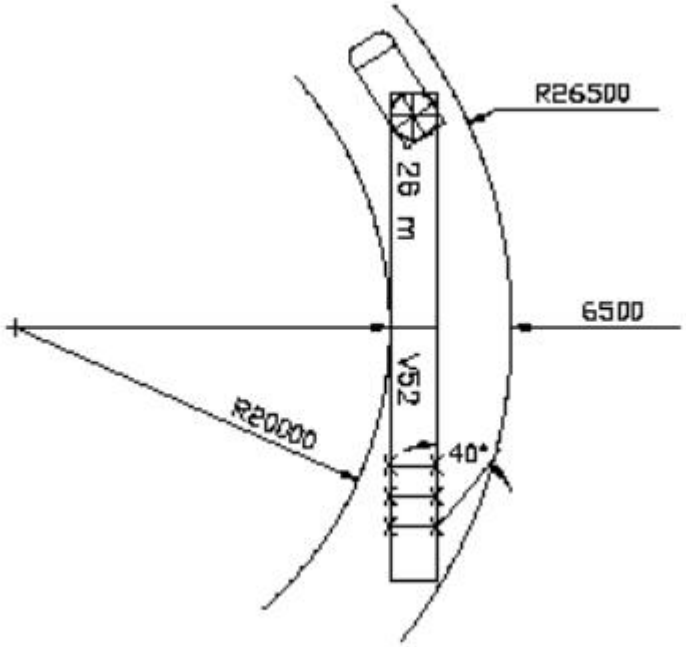
Accessibilità (trasporti)

Elenchiamo i limiti:

- larghezza minima (strada dritta) 5m
- raggio di curvatura minimo (larghezza 6,5m) 20m

- pendenza longitudinale massima 8° (1:7, 14%)
- pendenza laterale massima 2°

In Fig. è schematizzato un rimorchio per il trasporto delle pale in condizioni di curvatura limite. Si può notare come esso sia dotato di ruote posteriori girevoli, con controllo manuale, fino ad un angolo di 40°, per agevolare la manovra. Riguardo infine la **struttura della strada**, il materiale della base deve essere roccia frantumata, che non contenga argilla, ma sabbia o altri materiali non leganti con l'acqua. Lo spessore della base dipende dal suolo sottostante, per cui in sede di progetto esecutivo occorre un'analisi del suolo. In ogni caso tale spessore dovrà avere una capacità di carico di almeno 15 tonnellate per asse. Il materiale dello strato superiore deve essere ghiaia compattabile non sdrucciolevole. Il suo



Rimorchio per il trasporto delle pale in condizioni di curvatura limite.

Vincoli di tipo ambientale urbanistico e culturale paesaggistico

Distanza dalle abitazioni (rumore)

Distanza dalla rete elettrica

Destinazione d’uso del terreno

NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE

Norme Nazionali		
Argomenti	Norma	Contenuti
Tutela ambientale	D.P.C.M. 8 settembre 1997 n°357	Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche
Tutela ambientale	L.8 agosto 1985, n°431	Tutela delle zone di particolare interesse ambientale
Tutela ambientale	L. 29 giugno 1939, n° 1497	Protezione delle bellezze naturali
Tutela ambientale	R.D.3267 1923	Legislazione in materia di boschi
Tutela ambientale	D.Lgs n° 490 del 29.10.99	Testo unico delle disposizioni legislative in materia di beni ambientali
Rischio sismico	L. n° 64 del 01.02.1974	Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche
V.I.A.	L. 22-02-1994, n°146 (legge comunitaria 1993)	Art 40 Valutazione di impatto ambientale. Procedimenti integrati
V.I.A.	D.P.R. 12 aprile 1996	Atto di indirizzo e coordinamento per l’attuazione dell’ art.40, comma 1, della legge 22 febbraio 1994, n. 146, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.

Norme Regionali		
Argomenti	Norma	Contenuti
Programmazione	L.R. n°5 del 30 marzo 1998	Disposizioni per il riequilibrio della finanza regionale
Programmazione	L.R. n°6 del 19 maggio 1988	Attuazione della programmazione economica e finanziaria
Programmazione	L.R. n° 15 del 30 aprile 1991	Modifiche ed integrazioni alla L.R. 27/12/78 n° 71 in materia di urbanistica e proroga di vincoli in materia di parchi e riserve naturali
Programmazione	Delib CIPE 6 agosto 1999	Approvazione dello schema di intesa istituzionale di programma tra presidente del consiglio dei Ministri e Presidente della Regione Sicilia –Programma di sviluppo del Mezzogiorno per gli anni 2000-2006
Programmazione	Decreto Assessoriale 21 maggio 1999	Approvazione delle linee guida del Piano Territoriale Paesagistico regionale
Tutela ambientale	L.R. n°98 del 6 maggio 1981	Norme per l'istituzione nella regione di parchi e riserva naturali
Tutela ambientale	Delibera della Giunta Regionale del 25 luglio 1997 N6/30194	Delega della Regione agli Enti Locali per la tutela del paesaggio
V.I.A.	Decreto Presidenziale del 17 maggio 1999	Emanazione della deliberazione della Giunta regionale n.115 dell'11 maggio 1999 "Recepimento del D.P.R. 12 aprile 1996 – Valutazione di impatto ambientale – Atto di indirizzo e coordinamento – Integrazione della deliberazione n.4 del 20 gennaio 1999"

In oltre: l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia è considerata in particolare "di pubblico interesse e di pubblica utilità" dall' art.1, comma 4, della L.10/91 il quale dispone inoltre che"…. Le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle legge sulle opere pubbliche

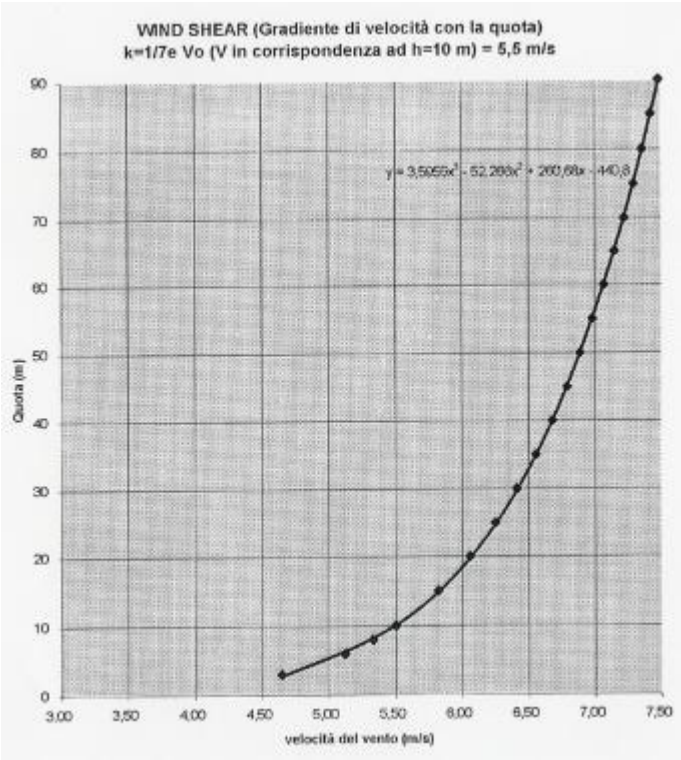
ITER AUTORIZZATIVO

- Contratti preliminari per Diritto di Superficie e di Servitù: proprietari dei terreni
- Convenzione: Comune
- Accordo oneroso per posa anemometri: Proprietari dei terreni
- Comunicazione installazione anemometri: Comune
- Screening o VIA: Regione
- Verifica Piani Regolatori Vigenti: Provincia o Comune
- Nullaosta paesagistico: Sovrintendenza dei Beni Culturali ed Ambientali, Ministero dei Beni Culturali ed Ambientali, Regione
- Nullaosta idrogeologico: Provincia, Comunità Montane, Corpo forestale dello Stato
- Nullaosta Sismico: Ufficio Sismico Regionale
- Concessione edilizia: Comune
- Nullaosta per la sicurezza al volo: Stato Maggiore della Difesa, ENAV
- Autorizzazione/Conformità alla costruzione ed esercizio di elettrodotti: MAP, Regione, Provincia, Comune, Ministero delle Comunicazioni
- Pratica IAFR: GRTN
- Richiesta preventivo di allaccio: ENEL o distributore locale
- Apertura di Officina Elettrica e Licenza di Esercizio: U.T.F.
- Regolamento di Esercizio in Parallelo con la Rete: Enel Distribuzione
- Convenzione di Cessione dell’Energia: GRTN

GENERALITA' SULLE CENTRALI EOLICHE

Il **vento** è una forma di energia solare "indiretta", che ha origine essenzialmente dal non uniforme riscaldamento della superficie terrestre da parte del sole . Nell' atmosfera si formano così zone di alta pressione e zone di bassa pressione; da questi gradienti scaturiscono le correnti, locali o grandi correnti, che configurano la circolazione generale dell'atmosfera. Per quote inferiori a qualche centinaio di metri la velocità del vento varia considerevolmente con la distanza dal suolo, a causa degli effetti dell'attrito e quindi all'aumentare dell'altezza la velocità aumenta con un andamento che dipende dalla configurazione (rugosità del suolo) del suolo stesso. Per tenerne conto viene definito un parametro Z_0 [m], detto **altezza di rugosità**, usato nella relazione empirica che fornisce il profilo dello **strato limite** nel primo centinaio di metri d'altezza:

$$V(h) = V(h_0) \cdot \frac{\ln(h / Z_0)}{\ln(h_0 / Z_0)}$$



Stimato Z_0 e nota la velocità ad una altezza di riferimento h_0, se ne ottiene il valore ad una generica quota h. Con questa equazione, se si conoscono le velocità a due quote diverse si può avere una misura più precisa della rugosità.

In presenza di un ostacolo di altezza H occorre inoltre considerare il fenomeno della **turbolenza**, che generalmente riguarda una zona di estensione pari a circa 5 H prima dell'ostacolo, nella direzione di provenienza del vento, e 20 H dopo.

Interessante è poi l'**accelerazione** che subisce il vento sulle sommità di creste o colline, effetto che varia con la pendenza (pendenza ideale intorno ai 15 - 18°).

Ai fini della costruzione di un impianto eolico è indispensabile conoscere dettagliatamente la ventosità del sito prescelto, e più precisamente la distribuzione nel tempo delle velocità del vento misurate sperimentalmente. Conoscere quante ore in un periodo di riferimento (di solito almeno un anno) si presenta una velocità del vento definita in un certo intervallo, consente di costruire la curva reale di distribuzione temporale delle velocità. La forma tipica di questa distribuzione è di solito definita **distribuzione di Weibull**, il modello che meglio approssima il comportamento reale delle velocità del vento.

Si può così individuare la velocità più frequente, in genere diversa dal valor medio e più bassa di questo, e lo stesso valor medio annuo. Detto T_i il numero di ore durante le quali la velocità del vento è il valore mediano V_i dell'intervallo di velocità considerato, il valor medio V_m è dato da:

$$V_m = \frac{\sum T_i \cdot V_i}{\sum T_i}$$

Gli sviluppi tecnologici realizzati in campo eolico a partire dagli anni '70 hanno consentito di modificare profondamente la struttura e la tecnologia degli **aerogeneratori** destinati alla produzione di energia elettrica. Ne esistono di vari modelli: ad asse orizzontale o verticale, a una, due o tre pale; e di varie taglie: piccola (decine di kW), media (qualche centinaio di kW), medio-grande (sopra il mezzo MW) e di grande taglia (sopra 1,5 MW). Il modello più affermato commercialmente risulta quello tripale ad asse orizzontale .

Le centrali eoliche, o “fattorie del vento” (*wind-farm*), sono costituite da un certo numero di aerogeneratori, posti tra loro ad una distanza (almeno da tre a cinque volte il diametro del rotore lungo la fila esposta al vento dominante ed almeno cinque o sei volte il diametro in caso di più file, sfalsando gli aerogeneratori tra le file) tale da evitare interferenze reciproche che potrebbero causare cadute di produzione.

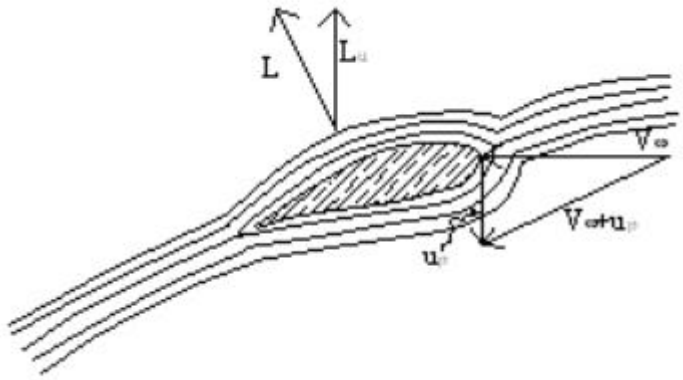
Esistono anche impianti *off-shore*, ossia costruiti in mare, che hanno una tecnologia ancora in fase di sviluppo, pur non mancando i primi interessanti casi di realizzazione in Europa del Nord.

Una massa d’aria di densità ρ che si muove con velocità V_1 attraverso un’area A, posta ortogonalmente alla direzione della velocità, è dotata di una potenza pari a:

$$P_v = \frac{1}{2}\rho A V_1^3$$

Per esempio, per un **rotore da 52 m di diametro**, ed un vento all’altezza dell’asse di circa **10 m/s** , si avrebbe una potenza teorica di (0,5 x 1,22 x (3,14 / 4) x 2704 x 1000 =) 1,3 MW circa. In realtà solo 0,35 x 1,3 = **0,455 MW** saranno sfruttabili in concreto (vedasi curva di potenza a 10 m/s dell’aerogeneratore da 850 kWnom. V52 IWT).

Quando questo flusso d’aria investe le pale di un rotore , se queste hanno un opportuno profilo e sono dotate di un certo angolo d’incidenza rispetto alla direzione del vento indisturbato di velocità V_∞, la curvatura subita dalle linee di flusso determina un gradiente di pressione e quindi si sviluppa una **portanza L**, ortogonale a $V_\infty+u_p$ (u_p: velocità periferica vista dal profilo).



Di questa la componente L_u tangenziale alla circonferenza rotorica, a meno della resistenza (non rappresentata nel disegno), costituisce la forza che, moltiplicata per la distanza dal centro di rotazione, dà il momento utile a livello locale. L'integrazione lungo tutta la lunghezza della pala, moltiplicata per il numero di pale, fornisce il momento utile totale, il cui prodotto per la velocità angolare rappresenta la potenza ottenuta all'asse del rotore. Tale potenza risulterà necessariamente inferiore a quella portata dal vento. Ciò perché, anche in assenza di fenomeni dissipativi, solo una porzione dell'energia cinetica di arrivo può essere captata da un rotore, la parte restante ritrovandosi inevitabilmente come energia cinetica della corrente a valle della macchina. Viene comunemente definito rotore ideale quel rotore cui compete minima energia cinetica a valle. Ci proponiamo adesso di determinare la quota parte di energia estraibile da un rotore ideale con considerazioni di carattere energetico. Dall'equazione dell'energia per corrente monodimensionale nell'unità di tempo si ha [18]:

$$\frac{1}{2}\rho A V\left(V_1^2 - V_2^2\right) = F_a \cdot V \qquad (1)$$

Al primo membro A è la sezione rotorica, V è la velocità del vento in corrispondenza a tale sezione, V_1 e V_2 sono le velocità del vento a monte e a valle del tubo di flusso confine della corrente intercettata dal disco rotorico, in sezioni del tubo sufficientemente lontane.

Il primo membro quindi rappresenta la caduta di energia nell'unità di tempo, mentre il secondo è la potenza perduta dalla corrente in termini della forza assiale di contatto vento-rotore F_a, la quale, dal teorema della quantità di moto, nel quadro di ipotesi della teoria impulsiva semplice, è data da:

$$F_a = \rho A V (V_1 - V_2) \qquad (2)$$

Inserendo la (2) nella (1) e sviluppando si ottiene il *teorema di Froude*, valido per tutte le eliche motrici e operatrici:

$$V = \frac{V_1 + V_2}{2} \qquad (3)$$

secondo cui **la velocità della corrente al rotore è la media aritmetica di quelle a monte e a valle**. Sostituendo la (3) nell'espressione della caduta di energia nell'unità di tempo e massimizzando questa in funzione di V_1, si ricava la ***formula di Betz***:

$$P_{amax} = 0{,}593 P_v$$

che esprime la massima potenza estraibile da una corrente, e quindi la massima potenza che può essere raccolta da un aerogeneratore ideale all'asse. In condizioni reali, indicando con P_a la potenza all'asse della macchina, la quota parte di potenza estraibile dal vento, ossia il rendimento aerodinamico di conversione, detto ***coefficiente di potenza***, è dato da:

$$C_P = \frac{P_a}{P_v}$$

Si deduce che il coefficiente di potenza massimo teorico è pari a:

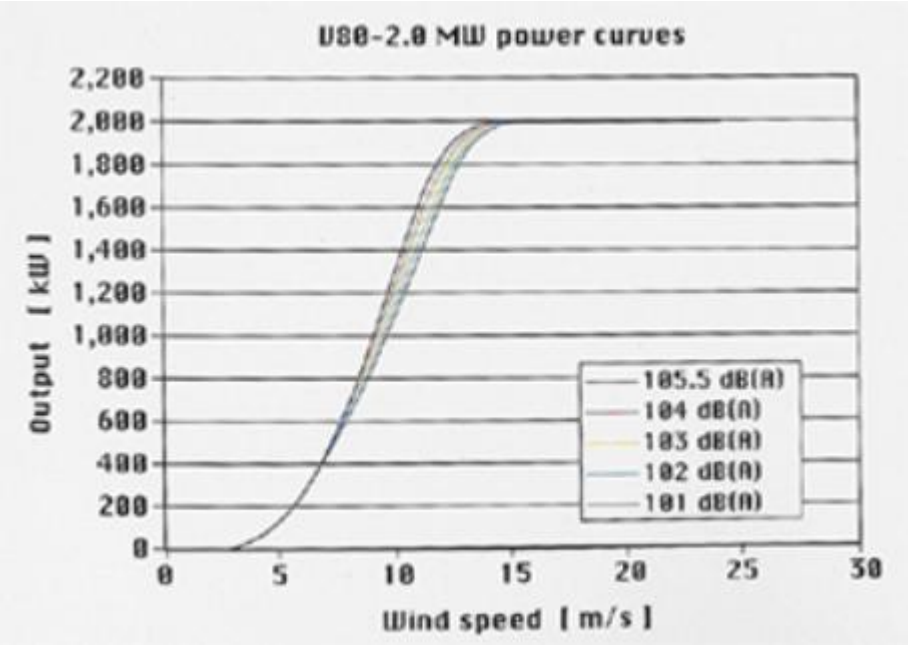
$$C_{Pmax} = \frac{P_{amax}}{P_v} = 0{,}593$$

Il coefficiente di potenza è funzione della velocità angolare del rotore, del profilo delle pale e delle dimensioni della macchina, e generalmente si aggira intorno a 0,35. In definitiva, la potenza elettrica erogata dal generatore è espressa da:

$$P_e = \eta_g \eta_m C_P \frac{1}{2} \rho A V^3 = \eta_{tot} \frac{1}{2} \rho A V^3$$

in cui V è la velocità del vento a monte del rotore, ed in cui $\eta_{tot} = \eta_g \eta_m C_P$ è il rendimento totale della macchina, che tiene conto anche delle perdite meccaniche e di quelle del generatore elettrico.

La caratteristica principale di un aerogeneratore è la curva di potenza, che dà la potenza elettrica erogata alle diverse velocità del vento. L'intervallo di funzionamento è definito dalla velocità di (cut-in) avvio V_a (4÷5 m/s), che è la minima velocità indispensabile per erogare potenza, la velocità di progetto V_p (12÷15 m/s), che è la minima velocità per cui la potenza erogata è pari a quella nominale P_n, e la velocità di (cut-off) sganciamento V_s (circa 25 m/s), che è la massima velocità per cui può essere erogata la potenza nominale, ed è un limite di sicurezza dettato da criteri di progettazione strutturale della macchina. A detta velocità la macchina eolica "si difende" ponendosi "in bandiera" cioè con il rotore a 90 ° nella direzione del vento esponendo quindi le pale in alto ed in basso rispetto all'asse di rotazione in modo tale da "frenare" la rotazione stessa. L'andamento tipico della curva di potenza di un aerogeneratore nella parte intermedia tra la velocità di avvio e quella di distacco viene regolata opportunamente dal sistema di controllo della potenza, in genere variando il "passo" (pich) cioè l'angolo di incidenza delle pale rispetto al vento o (imbardata) ruotando tutta la navicella rispetto alla direzione del vento stesso .



Curva di potenza di un aerogeneratore.

Per calcolare la **energia prodotta** in un anno da un aerogeneratore occorre mettere insieme la curva di distribuzione delle velocità del vento, caratteristica del sito, e la curva di potenza, caratteristica dell'aerogeneratore, dedurne la curva dell'energia prodotta alle diverse velocità, ed infine integrarla.

Occorre anche tenere conto di un

Fattore di disponibilità della macchina, rapporto tra il numero di ore di operatività effettiva e il numero di ore di operatività teorica (oggi vicino al 98%).

Facendo riferimento a condizioni medie di ventosità del sito (circa 7m/s) e di taglia della macchina (circa 600-800 kW), tipicamente la producibilità annua di un aerogeneratore, espressa come energia prodotta per unità di potenza installata, si aggira intorno ai 2200-2500 kWh/kW.

Altri importanti parametri utilizzati in campo eolico sono :

- le **ore equivalenti di funzionamento**:

$$h_{eq} = \frac{E_{pa}}{P_{n\,com}}$$

definite dal rapporto tra l'energia prodotta annua e la potenza nominale, che rappresentano il numero di ore necessarie alla macchina per fornire, alla potenza massima, l'energia prodotta in un anno; in genere un sito eolico dovrebbe fornire almeno 2000-2100 ore equivalenti, per garantire il ritorno economico dell'investimento.

- il **coefficiente di utilizzazione**:

$$u = \frac{E_{pa}}{P_{n\,com} \cdot 8760} = \frac{h_{eq}}{8760}$$

definito dal rapporto tra l'energia prodotta annua e l'energia annua che verrebbe prodotta lavorando sempre alla potenza massima. Si tratta di una diversa formulazione del concetto prima esposto per le ore equivalenti.

Per una centrale eolica occorre infine considerare un rendimento di centrale 095-0,97 p.e.) che tenga conto delle ulteriori perdite imputabili ai sistemi di impianto.