



Presidenza del Consiglio dei Ministri
Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione

Quaderni
Innovazione

QI06

Energie rinnovabili ed efficienza energetica: scenari ed opportunità

In collaborazione con



Questa opera è distribuita con licenza Creative Commons Attribuzione – Condividi allo stesso modo 3.0 Unported.

Prefazione

Quando più di un anno fa decidemmo di creare, assieme all’Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l’innovazione e con il supporto dell’Università Luigi Bocconi, del Politecnico di Milano e dell’Università degli studi di Milano Bicocca, un osservatorio sulle energie rinnovabili e sulle mini energie, pensavamo che tale argomento avrebbe avuto un interesse crescente. Ora, dopo la catastrofe di Fukushima e l’esito del referendum sul nucleare, l’interesse è ulteriormente aumentato.

La collaborazione con l’Agenzia per l’innovazione rispecchia l’impegno da sempre condotto dalla Fondazione, intitolata a mio padre, nel sostenere la ricerca nei settori dell’economia, della scienza, della tecnologia e del management, con una particolare attenzione alla formazione e al perfezionamento di giovani talenti.

Senza ricerca non esiste futuro; senza nuove tecnologie non c’è sviluppo; tutte le società più evolute hanno messo la ricerca e i prodotti al centro del loro divenire.

E ancor più nel settore energetico la ricerca è fondamentale, in quanto un grande impegno innovativo deve essere profuso se si vogliono sostituire, in tempi accettabili, le fonti tradizionali di energia con fonti rinnovabili.

Avvicinare la soluzione del problema energetico vuol dire incidere sulla qualità di vita e proteggere il futuro delle nuove generazioni.

Nel nostro paese in tale area si parla troppo e si fa troppo poco; gli stati che hanno oggi un vantaggio competitivo sono quelli che hanno fatto sistema, quelli che hanno definito un piano energetico sostenibile con una stretta collaborazione tra istituzioni politiche ed il mondo industriale e lo stanno implementando. Questo libro vuole essere un contributo in tal senso.

Marco Tronchetti Provera

Presidente

Fondazione Silvio Tronchetti Provera

SOMMARIO

PREMESSA	5
INTRODUZIONE	9
1. Il fotovoltaico	11
1.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo	11
1.2 Il fotovoltaico in Italia	13
1.3 La filiera fotovoltaica italiana	17
1.3.1 Il volume di affari e la marginalità	17
1.4 L'evoluzione normativa: il Quarto Conto Energia	30
2. Le biomasse	35
2.1 Le biomasse agroforestali	35
2.2 Il biogas	41
3. Il Mini-Idroelettrico	46
3.1 Introduzione	46
3.2. La tecnologia	47
3.3. Il confronto con le altre rinnovabili	52
3.4. La normativa in Italia	54
3.5. Gli incentivi per il mini-idroelettrico	56
3.6. Lo stato dell'arte in Italia	57
3.7. La funzione di costo	61
3.8. La filiera produttiva	63
3.9. Le potenzialità per il futuro	66
4. L'energia eolica	70
4.1. Principi di funzionamento e classificazione degli impianti	73
4.2. Gli aerogeneratori	76
4.3. Valutazione della ventosità del sito	79
4.4. I vantaggi dell'energia eolica	81
4.5. Gli ostacoli allo sviluppo dell'energia eolica	82
4.6. Sistemi ad energia eolica e collegamento alla rete	83
4.7. Normativa italiana ed agevolazioni all'impiego dell'energia eolica	84
4.8. Costi di produzione dell'energia elettrica da fonte eolica	85

4.9. Potenza eolica globale installata a fine 2010.....	88
Bibliografia	89
5. Il solare termodinamico	90
5.1. Introduzione	90
5.2. Impianti a specchi parabolici lineari (parabolic trough).....	95
5.3. Gli impianti solari a torre centrale	98
5.4. Sistemi a concentrazione Fresnel.....	100
5.5. Concentratori solari Dish-Stirling	101
5.5.1. Il concentratore	103
5.5.2. Il ricevitore.....	104
5.5.3. Il motore	105
5.5.4. Il sistema concentratore-ricevitore	108
5.6. Impianti CSP in esercizio	112
5.7. Modelli dish-Stirling commerciali.....	118
5.8. Il generatore Euro-Dish.....	119
5.9. Sviluppo delle tecnologie CSP.....	124
5.10. Prospettive per la produzione di energia elettrica con il mini solare termodinamico	127
Bibliografia	128
6. Il ruolo strategico dell'efficienza energetica nella Green Economy Italiana	129
6.1. Premessa.....	129
6.2. La relazione tra efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità	132
6.3. Efficienza energetica e opportunità di sviluppo per l'industria italiana.....	135
6.4. La stima dell'impatto economico dell'efficienza energetica: aspetto metodologici generali	138
6.4.1. Efficacia delle misure per l'efficienza energetica sulla sostenibilità ambientale e la riduzione dei consumi energetici.....	143
6.5. L'impatto socio-economico delle politiche per l'efficienza energetica.....	147
6.6. Effetti complessivi delle politiche per l'efficienza energetica.....	151
6.7. Conclusioni	153
7. Strumenti strategici per lo sviluppo del settore dell'efficienza energetica	156
7.1. Un nuovo paradigma energetico.....	157
7.1.1. L'efficienza energetica	158
7.1.2 La Generazione Distribuita	160
7.2. L'efficienza energetica è la prima fonte di energia.....	161

7.3. Il monitoraggio: strumento strategico per l'efficienza energetica	162
7.4. Le ESCO e la finanza: strumenti chiave per l'efficienza energetica	164
7.4.1 Le Energy Service Company (Esco)	165
7.4.2 Il Finanziamento Tramite Terzi (FTT)	167
APPENDICE – Clara poletti su “Gli scenari energetici globali”	169

PREMESSA

di Davide Giacalone

Il dibattito italiano sul tema dell'energia, che consumiamo e che dovremmo produrre, sconta una non ragionevole inclinazione al fondamentalismo. Si tratta, invece, di una questione che meriterebbe freddezza e non poca attenzione ai numeri. Meriterebbe, inoltre, d'essere letta non solo sotto il profilo delle problematicità, ma anche sotto quello delle opportunità.

Entro la fine dell'anno dovrebbe essere presentato il nuovo piano energetico nazionale. Lo si attende da venti anni e non è da escludersi che gli estensori restino fulminati, ma c'è da sperare che veda la luce, anche per aiutare tutti e ciascuno a parlare di questioni concrete e non di fantasmi.

Il contributo delle fonti rinnovabili era il 5,7% dell'energia consumata nel 1999 ed è del 9,5, nel 2009. La media europea (a 27) è, rispettivamente, di 5,4 e 9%. Siamo leggermente sopra la media, dunque, ma la cosa non deve consolarci, visto e considerato che quasi tutti gli altri Paesi integrano le loro produzioni con fonti che da noi sono state dismesse (non ne pronuncio il nome, per evitare effetti radioattivi).

Nel mentre si discute del nuovo, il vecchio avanza. Il costo del petrolio importato, calcolato sul Pil, è dell'1,8% nel 2010 ed era dell'1,3 l'anno precedente. C'è da tenere conto, naturalmente, sia del prezzo che dell'andamento del Pil, così come non si deve dimenticare che era del 4,6 all'inizio degli anni ottanta. Sta di fatto, comunque, che il petrolio resta il primo costo energetico, coprendone il 52% nel 2010, mentre arrivava al 48 una anno prima. Compriamo petrolio così come compriamo gas e la spesa complessiva per comperare fonti d'energia (e direttamente energia) dall'estero ammonta a 54 miliardi, contro i 42,4 del 2009. Con una crescita del 27%.

La nostra, comunque la si voglia girare, è una condizione di debolezza. Ciò che salvaguarda la nostra sicurezza economica e politica è la diversificazione. Vale per le

tecnologie come anche per i Paesi da cui importiamo. Senza diversificazione diventeremmo un Paese a sovranità limitata, ma non per cessione virtuosa a favore di organizzazioni sovranazionali. Non basta, dunque, avere fatto crescere la quota d'energia prodotta con il gas, occorre non dipendere esclusivamente da quello importato con i tubi. Realizzare rigassificatori serve ad aumentare il numero dei potenziali fornitori, diminuendo il peso politico di ciascuno di essi.

La quota di produzione da fonti rinnovabili può crescere significativamente. Il fronte su cui dovremmo impegnarci, però, non è solo quello della produzione, bensì anche quello della tecnologia che la rende possibile. Ci sono opinioni diverse sul peso che tali fonti avranno nel futuro energetico, ma quel che è certo è che sono un mercato interessante e in crescita, nel quale non possiamo limitarci ad essere spettatori e consumatori. Dobbiamo produrla, certo, ma dobbiamo produrre quel che serve a produrla. Il mercato globale ci ha penalizzato nella corsa al contenimento dei costi di produzione, ma solo noi possiamo penalizzare noi stessi nel rinunciare a gareggiare sul terreno in cui dovremmo eccellere: innovazione, qualità, sicurezza, per avere un posto da protagonisti nel mercato globale, dal lato dell'offerta e non solo della domanda.

Quanto ai contributi per la produzione da fonti rinnovabili si deve stare attenti a che non divengano disincentivi per gli investitori più seri. Produrre un megawatt (MW) d'elettricità da fonti fossili ha un costo che dipende dall'andamento dei mercati, ma che si è aggirato, l'anno scorso, attorno ai 50 euro. A questo costo diretto bisogna aggiungere il costo indiretto dell'inquinamento da CO₂. E' una diseconomia esterna che dovrebbe gravare su chi inquina, mentre il beneficio dovrebbe andare a chi produce energia senza inquinare. I "certificati verdi" contabilizzano tale diseconomia. Il valore dei certificati dipende dalla reale tassazione degli inquinatori: se molti sono esentati da tale costo, per evitare che le aziende inquinanti diventino non competitive, il valore dei certificati è basso. Se si fanno pagare tutti gli inquinatori, il valore dei certificati sale di molto perché sono un bene scarso. Diciamo che un fair value astratto potrebbe essere di 25-30 euro a MW.

Ne consegue che l'energia rinnovabile prodotta al costo di 75-80 euro a MW è già competitiva e considerando che, a differenza di quella fossile, non dipende da importazioni incerte e non rischia di subire aumenti incontrollabili nel futuro, fino a 100 euro a MW le

rinnovabili hanno senso economico. Oltre questo livello la produzione è artificialmente sussidiata.

Le tariffe eoliche, in Europa, viaggiano tra i 65 ed i 100 euro a MW e sono ragionevoli in una logica di mercato. L'eccezione è l'Italia, dove la tariffa eolica fino all'anno scorso arrivava a 180 euro a MW, ma, a differenza degli altri Paesi, questa tariffa non è indicizzata all'inflazione e non è garantita per 15 o 20 anni. Motivo per cui chi investe in Italia nell'eolico fa molti soldi per ora, ma rischia di perderli in futuro. Il che non aiuta a selezionare i migliori.

C'è poi un capitolo trascurato o letto solo in modo penitenziale: quello del risparmio energetico. Che, forse, varrebbe la pena chiamare in modo diverso, intitolandolo all'efficienza. Non riguarda (solo) i buoni consigli delle nostre madri, indirizzati ad evitare sprechi, ma il modo stesso in cui concepiamo e investiamo nel consumo d'energia. Ciò riguarda non solo il modo in cui costruiamo le nostre città, ma anche quello in cui viviamo dentro alle nostre case. Ripeto, non si tratta solo del buon senso, misconosciuto da chi bolle d'inverno e s'iberna d'estate, ma anche del modello di business cui ispiriamo il mercato dell'energia. Oggi, ad esempio, la spinta di chi vende energia è indirizzata a modulare il contratto privato sulla base dei picchi di consumo. La casalinga di Voghera e l'avvocato di Milano vedono che il contatore salta e ne deducono di avere troppo poca energia in dotazione. Se si modulasse il consumo d'energia in modo da evitare i picchi dovuti al cumularsi di bisogni differibili nel tempo, quelle stesse persone avrebbero contratti a prezzi più bassi e proporzionati.

Se le prese di corrente non fossero stupide, talché frigorifero e lavatrice s'ignorano e si cumulano, ma intelligenti in modo tale che se uno parte l'altro aspetta, avremmo realizzato un risparmio, ma intitolandolo all'efficienza, non al pauperismo. Continueremmo ad utilizzare tutti i benefici della modernità, limitandoci a contenerne gli sprechi. La cosa più importante, però, è che così ragionando ci saremmo messi a calcare un terreno ricchissimo, sul quale cresceranno frutti di grande interesse economico e al tempo stesso assetato di tecnologia e innovazione. Dall'home automation alla sanità digitale ci sono interi mondi che viaggiano alla ricerca di nuovi modi per conciliare sicurezza, efficienza e abbondanza. Per noi italiani queste sono opportunità. Abbiamo le carte in regola per giocare un ruolo importante, quando non trainante. Anche perché la qualità della vita e il

rispetto dell'ambiente, a dispetto di non poche nostre dabbenaggini, sono omologhi e coerenti con il made in Italy.

Tutto questo può essere fatto mettendo in armonia gli obiettivi di un piano energetico con gli incentivi a quanto può essere prodotto ed esportato, ponendo fine al masochismo energetico.

INTRODUZIONE

di Lucio Pinto

La nuova politica energetica europea, che tende allo sviluppo di energie da fonti rinnovabili ed alla conseguente riduzione dell'effetto serra, pone il nostro paese nella possibilità di ridurre la dipendenza dalle fonti di energia fossili, di cui scarseggiamo.

Tuttavia allo stato attuale le fonti rinnovabili non sono ancora competitive e quindi, per accelerare la disponibilità di soluzioni innovative, assumono una grande importanza da una parte l'evoluzione tecnologica e dall'altra gli strumenti di incentivazione

Questo libro tratta a fondo tali problematiche e prende spunto dal convegno, tenutosi a Milano il 20 giugno 2011 nell'auditorium Pirelli, dal titolo "**Energie rinnovabili ed efficienza energetica, Scenari e opportunità**", organizzato dall'Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione e dalla Fondazione Silvio Tronchetti Provera. La Fondazione Silvio Tronchetti Provera e l'Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione sono affiancate nel promuovere iniziative per il trasferimento della conoscenza tecnologica, per accrescere la capacità competitiva delle piccole e medie imprese e dei distretti industriali, attraverso la diffusione di nuove tecnologie e delle relative applicazioni industriali.

L'accordo dell'Agenzia con la Fondazione contempla importanti sinergie sia nell'ambito delle attività di Alta Formazione manageriale sia nell'ambito della valorizzazione della ricerca pubblica. La collaborazione consente nello specifico di condividere la promozione e l'organizzazione di eventi, convegni e seminari da un lato e di corsi di specializzazione e attività formative dall'altro.

Di particolare rilevanza si è mostrata l'attività relativa all'"Osservatorio per le energie rinnovabili" sviluppato in collaborazione con l'Università Bocconi, il Politecnico di Milano e l'Università degli studi di Milano Bicocca. Da cui il libro trae i vari contenuti.

L'osservatorio è nato per creare un punto di riferimento sullo stato delle energie rinnovabili nel nostro paese e per dare uno spunto a considerare queste nuove tecnologie come aree in cui investire in ricerca .

Per dare un esempio dell'urgenza, l'Italia nel fotovoltaico è il secondo paese europeo per gigawatts installati, mentre tutte le tecnologie standard sono sviluppate fuori dal nostro paese.

Per cui diffondere queste nuove tecnologie è di fondamentale importanza per poi generare aziende innovative con prodotti innovativi.

Nel libro vengono trattate alcune tra le più rilevanti tecnologie nel settore delle rinnovabili: la parte su **fotovoltaico e le biomasse** è sviluppata da VITTORIO CHIESA, professore ordinario presso il Politecnico di Milano ove è docente di strategia ed organizzazione della ricerca e direttore dell'Energy and strategy group; la parte su **l'eolico, il minieolico ed il solare termodinamico** è sviluppata da FRANCESCO STRASSOLDO, che ha una lunga esperienza industriale in aziende energetiche multinazionali; la parte su **l'idroelettrico ed il mini hydro** viene sviluppata da GIANCARLO GIUDICI, professore associato del Politecnico di Milano. MASSIMO BECCARELLO, poi, professore ordinario della facoltà di economia dell'Università degli studi di Milano Bicocca, responsabile del settore energia in Confindustria, ha curato la parte su **il risparmio energetico**; ed infine CLAUDIO FERRARI - Presidente di FEDERESCO Italia - sviluppa il tema **Strumenti strategici per lo sviluppo del settore dell'efficienza energetica**. In allegato troverete un'informativa di CLARA POLETTI, attuale direttore dello IEFE, il centro per gli studi su energia ed ambiente presso l'Università Bocconi, su **gli scenari energetici globali**.

1. Il fotovoltaico

di Vittorio Chiesa

1.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo

Il fotovoltaico nel suo complesso ha raggiunto nel 2010 circa 38,4 GW di potenza installata, il 39% dei quali (circa 14,9 GW) installati nel corso dello stesso anno 2010. Il progresso del mercato del fotovoltaico è ancor più impressionante se si considera che l'Europa ha superato la soglia di 25,5 GW complessivamente installati al termine del 2010, la maggior parte dei quali installati nel corso dello stesso anno (12 GW, pari al 47% del totale). Nonostante la crisi economica, quindi, i tassi di crescita del fotovoltaico europeo sono stati a "tre cifre" (+103% se si esamina la potenza installata nel 2010 rispetto quella del 2009 in Europa, + 93% se si considera il medesimo dato a livello mondiale).

L'Europa, nel suo complesso, rimane indubbiamente l'area geografica *leader* per le installazioni fotovoltaiche, contando per circa il 67% del totale cumulato installato a livello mondo e per l'80% dei nuovi impianti entrati in funzione nel 2010. I dati sulla crescita 2010 delle installazioni riportati in precedenza sono inoltre segno del fatto che questa *leadership* non ha subito battute di arresto, ed anzi si è rafforzata nel corso dell'ultimo anno.

Non vanno però sottovalutati i segnali di crescita delle altre aree geografiche. Il Giappone – al terzo posto della classifica mondiale per Paesi – ha più che raddoppiato (da 480 MW a circa 1 GW) le installazioni di impianti fotovoltaici nel corso del 2010. Gli USA hanno messo a segno una crescita leggermente inferiore (+95%), ma finalmente hanno allargato la propria base di installazioni: non più soltanto in California (che comunque è ancora responsabile da sola di circa il 30% del totale del nuovo installato 2010), ma anche in altri Stati come ad esempio il New Jersey (167 MW nel 2010, contro i 57 del 2009) o il Nevada (61 MW contro 3 MW).

Paesi	Potenza 2010 (MW)	Potenza 2009 (MW)	Potenza cumulata al 2010 (MW)
Germania	7.250	3.800	17.150
Spagna	100	80	3.700
Giappone	1.000	480	3.650
Italia	2.100 (6.050*)	720	3.276 (7.226)
USA	880	450	2.560
Repubblica Ceca	1.360	470	2.400
Francia	720	200	1.025
Europa	11.950 (15.900*)	5.900	25.650 (29.600*)
Mondo	14.850 (18.800*)	7.700	38.350 (42.300*)

* valori considerando anche gli impianti installati grazie al Decreto "Salva Alcoa"

Tabella 1.1 - Potenza annuale installata nei principali Paesi del mondo

Va poi sottolineato il declino della Spagna che, pur conservando "nominalmente" il secondo posto nella classifica mondiale per Paesi, ha installato nel corso degli ultimi due anni meno di 200 MW. Esempio, in negativo, di un cambio di rotta troppo "brusco" nella politica di incentivazione, con l'introduzione di un "tetto" troppo basso per le installazioni e tagli significativi alle tariffe incentivanti, che nel giro di soli due anni ha sostanzialmente azzerato le prospettive di crescita e lo sviluppo di un mercato che sino al 2008 era considerato tra i più promettenti al mondo. La Germania, a fronte di un calo delle tariffe in media del 10% nel corso del 2010, ha installato nuovi impianti per una potenza attorno ai 7,3 GW (+ 91% rispetto al 2009) e ha portato il cumulato a superare i 17 GW (oltre il 45% del totale mondiale).

Le principali novità del 2010 a livello europeo vanno ascritte a Francia e Repubblica Ceca. Nel primo caso l'installato nel corso del 2010 ha superato quota 750 MW, in crescita di oltre il 300% rispetto all'anno precedente. Per la Repubblica Ceca – dove peraltro il mercato è in larga parte costituito da impianti di piccole e medie dimensioni (4,2 MW è la taglia dell'impianto più grande realizzato nel 2010) – l'installato 2010 è di 1.360 MW (contro i 470 MW del 2009), traguardo che ha consentito di raggiungere quasi gli USA per quanto riguarda la potenza complessivamente installata.

L'affacciarsi di nuovi Paesi europei come ad esempio la Grecia che, dopo i soli 59 MW realizzati nel 2009, ha installato nel 2010 circa 150 MW portando così a oltre 200 MW il totale installato, oppure (allargando l'orizzonte al Mediterraneo) Israele e Turchia, "forti" dell'introduzione di un nuovo sistema di incentivazione nel corso del 2010.

1.2 Il fotovoltaico in Italia

L'andamento delle nuove installazioni e della potenza fotovoltaica totale cumulata a partire dal 2007 (ossia dalla "genesì" del mercato fotovoltaico italiano) ad oggi in Italia è riportato in figura 1.1. La progressione cui si è assistito è impressionante. Se si guarda alle nuove installazioni, la crescita anno su anno è stata di +382% nel 2008, + 112% nel 2009 e + 192% (oppure + 743%, se si considera anche l'area tratteggiata) nel 2010, con un mercato quindi che è più che raddoppiato ogni anno rispetto al valore fatto registrare nel periodo precedente.

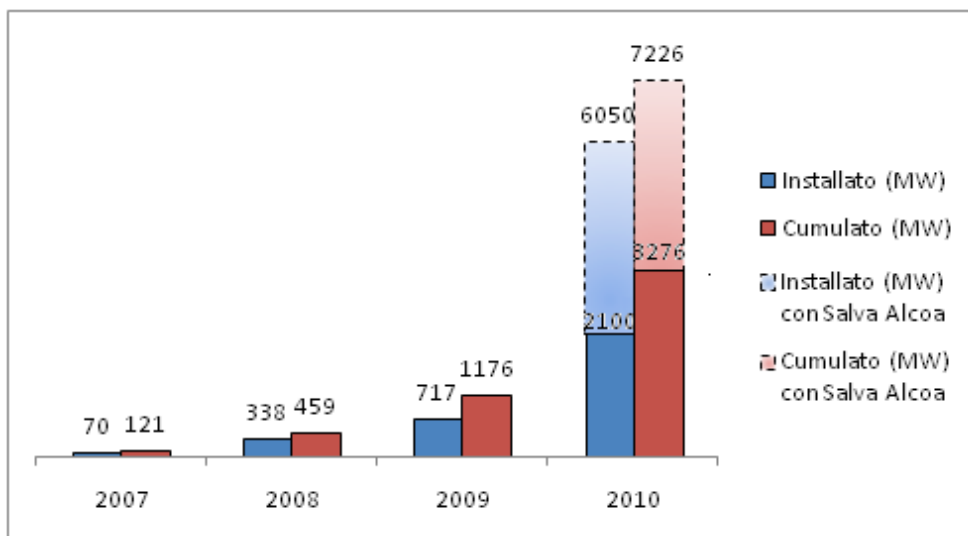


Figura 1.1 – Potenza annuale e cumulata installata in Italia dal 2007 a oggi

Nel corso del 2010 sono entrati effettivamente in funzione circa 138.900 nuovi impianti, per 2,1 GW di potenza complessiva, ed altri 3,95 GW, relativi a quasi 55.000 impianti “terminati” entro il 31 Dicembre 2010, sono in attesa di installazione entro il Giugno 2011. La potenza complessivamente installata nei circa 210.000 impianti in funzione al termine del 2010 era pari a 3.276 MW, ossia oltre 64 volte il valore che si registrava in Italia all’inizio del 2007, prima dell’entrata in vigore del “Nuovo Conto Energia”. Il moltiplicatore sale a oltre 140 volte se si prendono in considerazione anche gli impianti per cui sono stati conclusi i lavori di realizzazione e che sono in attesa di allaccio alla rete. C’è la possibilità che una certa quota di questi impianti (15-20% secondo le stime del GSE) non sarà mai effettivamente connesso alla rete elettrica nazionale. Questa variabilità dei numeri non modifica tuttavia le considerazioni di fondo e la “portata” del fenomeno del fotovoltaico in Italia.

La figura 1.2 riporta la segmentazione del mercato del fotovoltaico in Italia dal 2007 ad oggi. Anche in questo caso, si è isolato il contributo del Decreto “Salva Alcoa”.

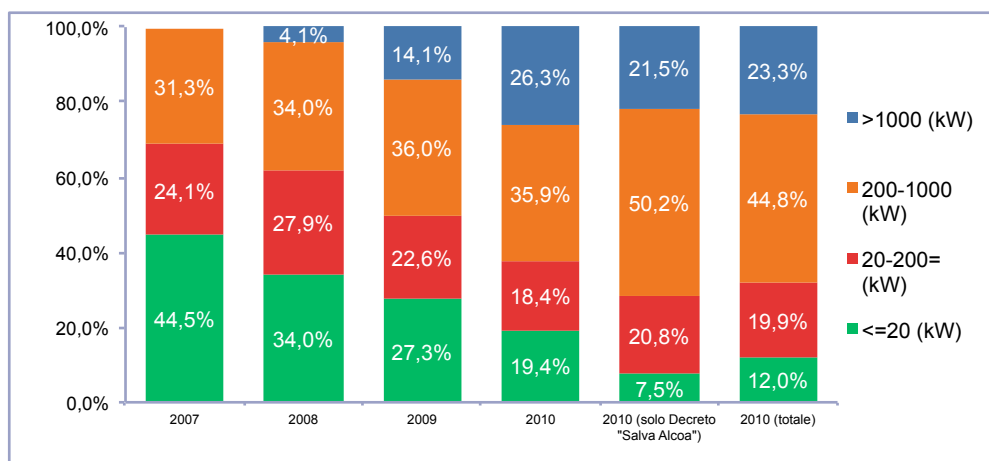


Figura 1.2 – Segmentazione della potenza cumulata installata in Italia

In particolare:

- gli impianti residenziali (1-20 kW) hanno più che dimezzato il loro “peso”, passando dal 44,5% del 2007 al 19,4% del 2010. Nonostante il valore assoluto (oltre 407 MW contro i 28 MW del 2007) sia cresciuto ed anche significativamente, in termini relativi i piccoli impianti hanno decisamente lasciato spazio a taglie più consistenti. Il cliente “tipo” per questi impianti si è però decisamente evoluto, sia in termini di conoscenza delle tecnologie e delle alternative a disposizione per la realizzazione, sia soprattutto in termini di “potere contrattuale” nei confronti degli installatori;
- il segmento degli impianti da 20 a 200 kW ha anch’esso fatto registrare un calo, meno pronunciato però del precedente, nel “peso” complessivo sul mercato italiano, passando dal 24,1% del 2007 al 18,4 % (corrispondente a 426 MW) nel 2010. Nonostante si sia cercato più volte – anche a livello normativo, con la possibilità concessa dal 1 Gennaio 2009 (e unica nel suo genere rispetto ad altri grandi Paesi europei) di ammettere al regime di “scambio sul posto” dell’energia tutti gli impianti sino a 200 kW – di spingere allo sviluppo di questo segmento di mercato, il mercato italiano non si è rivelato sufficientemente “maturo” per questo tipo di installazioni, che invece ben incarnano l’ideale di generazione distribuita di energia, permettendo di bilanciare direttamente i consumi elettrici là dove sono maggiormente concentrati. Da segnalare nel corso del 2010 l’incremento in questo segmento di

mercato del ruolo delle pubbliche amministrazioni, che hanno saputo cogliere l'opportunità (sia finanziaria che soprattutto di immagine) ed hanno investito nella realizzazione di impianti fotovoltaici per soddisfare il fabbisogno elettrico di centri sportivi comunali, scuole o altri edifici pubblici;

- in crescita invece dal 31,3% al 35,9% i “grandi impianti”, ossia quelli da 200 kW e sino ad 1 MW. Nonostante sia per larga parte costituito da impianti “a terra” (la taglia media registrata nel 2010 è di 670 kW) e quindi non abbia goduto di tariffe incentivanti altrettanto allettanti rispetto al precedente, questo segmento di mercato si è guadagnato sin dal 2009 la *leadership* per percentuale di potenza installata;
- il segmento delle centrali (impianti con taglia superiore ad 1 MW), che praticamente non esisteva nel 2007, ha invece fatto segnare una crescita “esponenziale”, raggiungendo il 26,3% del totale installato in Italia nel 2010 e raddoppiando quasi la quota (14,1%) del 2009. Se fino al 2009 erano quasi esclusivamente fondi di investimento o (peraltro in pochi casi) *utility* gli attori del sistema a richiedere l'installazione di centrali fotovoltaiche, nel corso del 2010 è cresciuto invece il peso dei clienti privati. Si parla di industriali locali e famiglie benestanti che utilizzano la centrale fotovoltaica come investimento prettamente finanziario, grazie agli elevati rendimenti ed al basso rischio che permette di ottenere (soprattutto in un periodo di crisi quale quello attuale). I fondi di investimento, soprattutto inglesi e israeliani (ma con alcune eccezioni italiane) hanno assunto un atteggiamento nel corso del 2010 che gli operatori giudicano più “aggressivo”, con tempistiche molto più stringenti per la *due diligence* (che costringono gli *EPC Contractor* a maggior lavoro progettuale preliminare) e politiche di prezzo che mirano a massimizzare i rendimenti. Può succedere addirittura che i fondi di investimento stranieri “meno illuminati” mettano in secondo piano l'aspetto qualitativo dell'impianto focalizzandosi solo sui ritorni nei primi 4-5 anni di vita. Nel corso del 2010, infine, si sono anche avuti casi di “centrali” realizzate su tetti di magazzini ed edifici commerciali o industriali. Ad esempio a Padova, presso l'Interporto – Magazzini Generali, Solon ha realizzato un impianto fotovoltaico da 15 MW su una superficie complessiva pari a 250.000 m², corrispondente a tutti i tetti degli edifici dell'Interporto ed alle pensiline che sono adibite al parcheggio degli autoveicoli.

Se si introduce anche la “perturbazione” di mercato seguita all’approvazione del Decreto “Salva Alcoa”, il quadro si modifica ulteriormente, anche se in modo non sostanziale. Il segmento degli impianti industriali è quello che ne beneficia maggiormente in termini relativi, passando dal 35,9% al 44,8% del totale nel 2010. Il fenomeno si spiega in realtà in due modi: (i) da un lato, il Decreto “Salva Alcoa” ha accelerato le installazioni di quegli impianti industriali il cui processo di valutazione da parte dei possibili clienti era fermo in attesa di capire meglio cosa sarebbe accaduto nel 2011 e che invece hanno cercato di sfruttare l’inattesa “finestra” messa a disposizione dal Governo; (ii) dall’altro lato, sono stati “ridimensionati” quegli impianti di più grandi dimensioni le cui tempistiche di completamento (soprattutto per i problemi connessi agli allacci in media o alta tensione) sarebbero andate oltre il 31 dicembre 2010 e rispetto ai quali si è privilegiata una chiusura anticipata dei lavori per poter sfruttare ancora le tariffe del Nuovo Conto Energia.

1.3 La filiera fotovoltaica italiana

1.3.1 Il volume di affari e la marginalità

L’elevata “incertezza”, introdotta dal cosiddetto decreto “Salva Alcoa”, rende complesso anche stimare il volume d’affari realmente generato dal fotovoltaico in Italia nel corso del 2010.

Nel 2010, il fotovoltaico in Italia ha generato un volume d’affari compreso fra i 7,6 mld € (limite inferiore) ed i 21,5 mld € (limite superiore). Il settore del fotovoltaico in Italia è cresciuto nel 2010 di circa il 162% rispetto ai 2,9 mld € del 2009 (o, addirittura, di oltre sette volte se si considera il limite superiore).

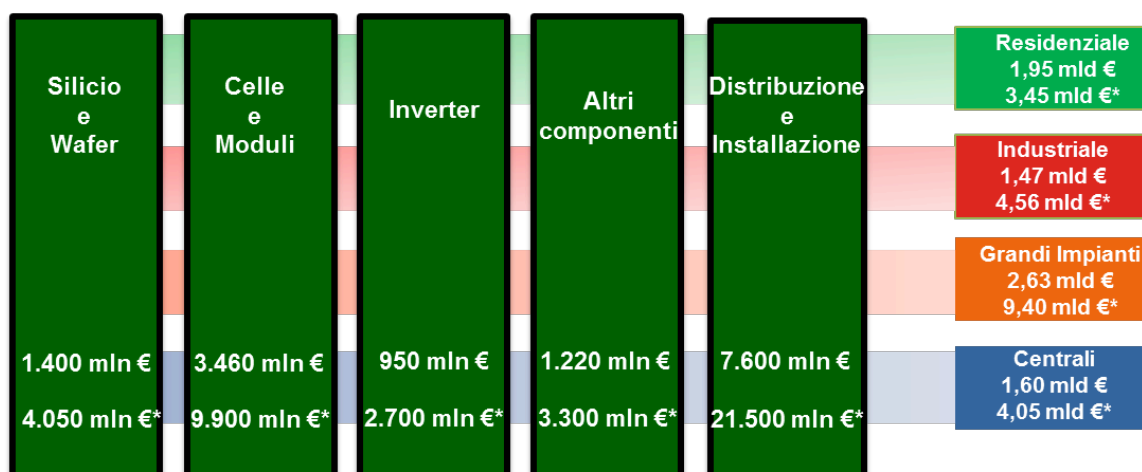


Figura 1.3 – Principali aree di business nella filiera fotovoltaica e volume d'affari nel 2010 (i dati con l'asterisco si riferiscono alle stime incluso l'effetto "Salva Alcoa")

L'analisi dei volumi d'affari registrati nei diversi segmenti di mercato (figura 1.3) offre alcuni elementi di osservazione:

- il segmento residenziale, ossia quello degli impianti fino a 20 kW, ha fatto registrare un raddoppio rispetto al 2009, attestandosi nel complesso a circa 1,95 mld €, che diventano addirittura 3,45 mld € se fossero stati costruiti tutti gli impianti per cui è stata fatta richiesta entro il 31 dicembre 2010. La crescita di questo segmento è indubbiamente un segnale positivo, giacché è assai improbabile pensare qui a fenomeni speculativi, ed anche l'accelerazione di fine anno è stata in larga parte dovuta ad un'azione commerciale mirata da parte dei piccoli installatori, presenti e attivi sul territorio e determinati a sfruttare il fotovoltaico come "volano" per uscire dalla crisi;
- il segmento industriale, ossia quello degli impianti di taglia compresa fra i 20 ed i 200 kW che vengono solitamente impiegati – nella modalità di autoconsumo – da piccole e medie realtà industriali e commerciali, ha fatto segnare la crescita relativamente più limitata, con 1,47 mld € (+160%) di volume d'affari, rispetto ai 562 mln € del 2009. Se si considerano però gli impianti il cui allaccio pende sotto il Decreto "Salva Alcoa", si raggiungono i 4,56 mld €, con un balzo di oltre 3 mld €;

- il segmento dei grandi impianti, ossia delle installazioni fotovoltaiche di taglia compresa fra i 200 ed i 1.000 kW, nel corso del 2010 ha visto allacciati impianti per un controvalore di 2,6 mld €, quasi quadruplicato rispetto al medesimo dato del 2009. Gli impianti che hanno fatto richiesta nell'ambito del Decreto "Salva Alcoa" entro il 31 dicembre 2010 e in attesa di approvazione potrebbero tuttavia far balzare il volume di affari complessivo di questo segmento a circa 9,4 mld €. Si tratta, indubbiamente, della differenza più significativa in termini di valore registrata nel settore ed è sintomatica anche della volontà di sfruttare come investimento primariamente finanziario l'opportunità offerta dal sistema di incentivazione italiano. In maniera speculare però rispetto al caso del residenziale è opportuno far notare che è proprio questo segmento, insieme al successivo, quello dove operano maggiormente le imprese italiane produttrici di celle e moduli, ossia che sostiene la produzione nazionale dei componenti chiave degli impianti fotovoltaici;
- il segmento delle centrali, infine si è portato nel corso del 2010 al terzo posto di questa particolare classifica con un controvalore di 1,6 mld € (ed un limite superiore che si avvicina a 4 mld €). Il 2010 è quindi stato per l'Italia l'anno delle grandi centrali fotovoltaiche ed ha evidentemente catalizzato l'attenzione anche di fondi ed investitori interessati alle possibilità di ritorno finanziario più che alla caratterizzazione "rinnovabile" dell'energia prodotta. Anche in questo caso, tuttavia, va segnalato come il segmento delle centrali sia anche quello con il costo al kW in assoluto più basso nel settore ed anzi quello che ha sperimentato il calo più significativo (di oltre il 9%) rispetto all'anno 2009.

In merito alla distribuzione del volume d'affari lungo le diverse fasi della filiera (figura 1.3) si può osservare quanto segue.

I produttori di silicio e wafer, con riferimento al mercato italiano, hanno generato un volume d'affari pari a 1,4 mld €, in crescita del 37% rispetto al precedente anno 2009. Se si considerano anche gli impianti in attesa di allaccio tale valore sale a 4,7 mld €. Se a questo si associa il fatto che nel corso del 2010 il prezzo medio del silicio è sceso di circa il 4-5% (in seguito ad una crescita nei primi mesi del 2010) si ottiene un incremento del

volume d'affari che – in valore reale e tenendo conto del limite superiore di installazioni – raggiunge addirittura il 240%. I produttori di celle e moduli hanno segnato, dal canto loro, un incremento del volume d'affari del 125% rispetto al 2009, attestandosi a circa 3,2 mld €, che salgono a oltre 9,3 mld € se si considerano anche gli impianti non ancora allacciati, ma i cui lavori si sono conclusi entro la fine del 2010. Il calo del prezzo medio dei moduli, pari al 13% nel corso del 2010, ha anche in questo caso influenzato il risultato finale, che in ogni caso ben rappresenta la straordinarietà della crescita sperimentata dal mercato italiano. Nel complesso, la crescita registrata da questi due segmenti è stata pari almeno al 120% rispetto al 2009, sino ad un massimo del 300%. Rispetto alle fasi più a monte nella filiera, le tensioni di prezzo sono state meno evidenti per queste componenti e nel caso degli inverter, come per i moduli, si è anche assistito ad un temporaneo rialzo dei prezzi nel corso dei mesi estivi (in particolare Giugno e Luglio), per un picco di domanda parzialmente insoddisfatto a causa dell'assenza di idonea capacità produttiva. Distributori e installatori, ossia l'ultimo anello prima del cliente finale, completano la filiera e "vedono" quindi un volume d'affari pari al totale del mercato.

Passando a qualche considerazione sulle marginalità, la figura 1.4 mostra quindi tre dati (quelli "storici" del 2008 e quelli del 2009 e del 2010) accompagnati da un'indicazione circa la varianza dei risultati osservati.

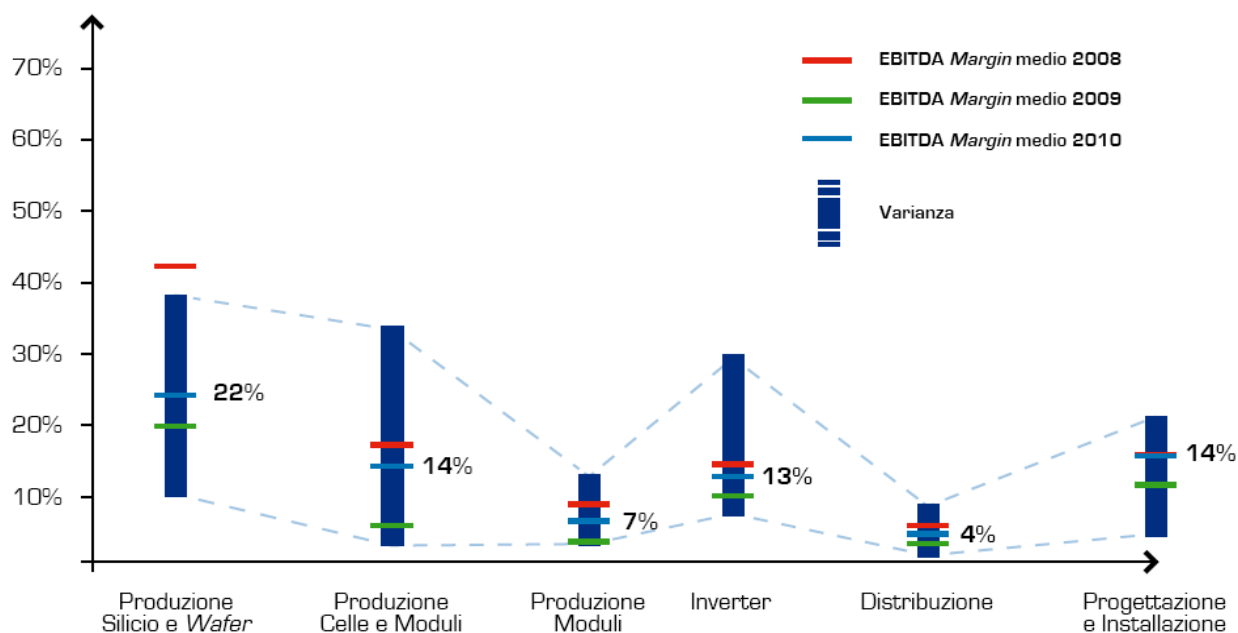


Figura 1.4 – EBITDA Margin medio delle imprese operanti nelle diverse fasi della filiera fotovoltaica

E' possibile sottolineare due trend generali:

- l'aumento nel corso del 2010 della marginalità media che in alcuni casi, dopo una significativa flessione nel 2009, è ritornata su livelli paragonabili a quelli del 2008. La spinta all'efficienza, che ha portato le imprese a investire soprattutto in innovazioni di processo (non soltanto nella fasi "a monte" ma anche in quelle "a valle", ad esempio potenziando le competenze di *project management* o di progettazione degli impianti), e lo *stretch* sulla filiera per effetto dell'incrementato livello di competizione fra operatori italiani e stranieri, hanno avuto un effetto "positivo" sulla capacità di generare profittabilità operativa. Questo nonostante la riduzione che nel corso del 2010 ha interessato i prezzi delle diverse componenti e del "prodotto finito" e l'altrettanto significativa riduzione degli incentivi messi a disposizione per la produzione di energia da fotovoltaico. In altre parole si è indubbiamente innescato un fenomeno virtuoso che, al calo delle tariffe incentivanti, ha fatto seguire un calo dei prezzi ed un mantenimento (anzi un incremento) delle marginalità;

- la riduzione, soprattutto nelle fasi centrali della filiera, della varianza dei risultati fra le imprese del campione. Se nel corso del 2009 si è infatti assistito ad un incremento della varianza che ha accompagnato la riduzione dei margini, il 2010 ha segnato un'inversione di tendenza. Il consolidamento in alcune fasi della filiera – in particolare la produzione di celle e moduli e la distribuzione – e l'affermarsi di un certo livello di standardizzazione dei processi produttivi ha permesso alle diverse imprese, nonostante l'esplosione della domanda di mercato, di mantenere il loro livello di profittabilità entro un *range* contenuto di valori. Rimangono ancora estremamente "volatili", invece, i due estremi della filiera, ossia la produzione di silicio e wafer e l'attività di progettazione e installazione. Le ragioni sono però diametralmente opposte. Nel primo caso infatti la variabilità è legata all'impatto della competizione soprattutto da parte degli operatori asiatici e della conseguente difficoltà per alcuni operatori anche "tradizionali" di saturare la propria capacità produttiva. Nel secondo caso invece la differenza è da imputarsi alle caratteristiche dei segmenti di mercato in cui operano le diverse imprese, con le centrali e gli impianti residenziali relativamente più "ricchi".

1.3.2. I player della filiera italiana

Le imprese operanti lungo l'intera filiera del fotovoltaico in Italia al 2010 sono circa 800. A queste si aggiungono diverse migliaia di operatori locali, che si occupano della fase di installazione dell'impianto nel segmento residenziale e piccolo commerciale, e 430 banche e istituti di credito attivi nel finanziamento degli impianti. Rispetto all'anno precedente, la crescita, misurata nel numero di imprese, è stata pari a circa il 7%.

L'evoluzione della filiera del fotovoltaico nel corso del 2010 è stata inoltre caratterizzata da un incremento della presenza di imprese italiane. Appare evidente quindi che, anche se lentamente, gli operatori italiani stanno conquistandosi un ruolo più importante anche nelle fasi più a monte della filiera.

Se si traduce la presenza "numerica" di imprese italiane o comunque con sede in Italia con un indicatore economico, ossia con la quota della marginalità lorda complessiva generata

dal settore che rimane nel nostro Paese si scopre che ci si avvicina al 72%. Se si considerano i soli operatori italiani la percentuale scende al 42%, facendo segnare comunque un incremento significativo rispetto al valore del 2008 (28%).

Il dato deve far riflettere per una serie di ragioni. La prima, connessa alla contestazione che si fa spesso al fotovoltaico, ossia quella di “finanziare” in larga parte la crescita di imprese straniere, è che se si eccettua la produzione di silicio (ma in quali settori industriali si hanno poi in Italia le materie prime di base?) il percorso intrapreso dagli operatori italiani è un percorso virtuoso di sviluppo lungo la filiera; il fatto che abbia richiesto tempo è connesso al “ritardo” con cui siamo partiti rispetto ad altri paesi, che ha costretto le nostre imprese ad “inseguire”. La seconda, connessa all’andamento del mercato, è che la quota di marginalità ritenuta dalle imprese italiane sta crescendo in termini percentuali proprio nel momento in cui i numeri “assoluti” delle installazioni stanno diventando importanti. La terza, in ottica più ampia di sistema industriale italiano, riguarda l’impatto sulla capacità di generazione di reddito e di occupazione della crescita di imprese che operano in questo settore ed hanno sede nel nostro Paese, in un contesto generale ove i settori “tradizionali” sembrano mostrare qualche segno di affaticamento. L’occupazione totale (che ammonta circa a 18.500 dipendenti equivalenti diretti e sale a 45.000 se si considera anche l’indotto) è un dato rilevante per un settore che sino al 2005 contava al massimo qualche centinaio di addetti.

1.3.2.1. Area di business celle e moduli

La situazione italiana merita decisamente qualche approfondimento, anche perché la presenza di imprese italiane (43%) o che comunque hanno una filiale in Italia (30%) è in questa area di *business* significativa. Spicca, tra le imprese estere presenti in Italia, Solon che ha un sito produttivo in provincia di Padova - con una capacità pari a 100 MW - e che con i suoi 70 MW annui in Italia rappresenta l’impresa con la più importante produzione di moduli nel nostro Paese.

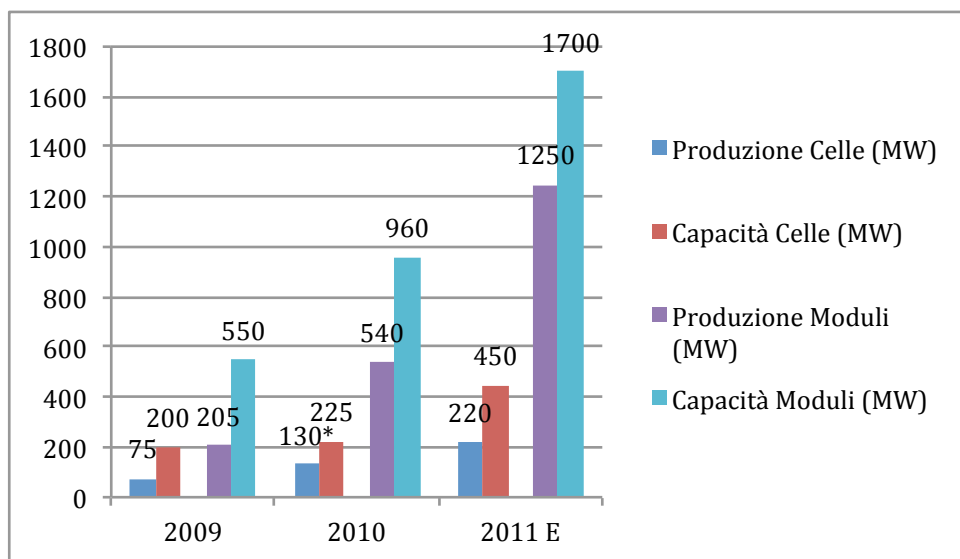


Figura 1.5 – Capacità produttiva e produzione di celle e moduli in Italia nel 2009 e nel 2010 e prevista per il 2011

La figura 1.5 mostra che la capacità produttiva di celle è cresciuta del 12,5% nel corso del 2010 raggiungendo quota 225 MW, mentre la produzione si è fermata a circa 130 MW (+70% rispetto al 2009). Per quanto riguarda i moduli, la capacità complessiva a disposizione ha raggiunto i 960 MW, (+ 75% rispetto al 2009), saturata in media con valori superiori al 55% e punte dell'80-90% per gli operatori più piccoli, che si sono trovati a gestire i "picchi" del mercato 2010.

Appare con chiarezza che la capacità produttiva di celle rappresenta una frazione marginale a livello globale (circa lo 0,85%) ed ha tassi di crescita decisamente "inferiori" rispetto al *trend* registrato a livello mondiale (+ 47% nel 2010). Il livello di saturazione è cresciuto sensibilmente nel corso del 2010 ed è in linea con i valori medi (55-60%) raggiunti a livello globale, ma i livelli di produzione sono molto lontani dall'installato finale in Italia (110 MW, contro i 2,1 GW o i 6,05 GW, se si considera l'effetto del Decreto "Salva Alcoa", di impianti fotovoltaici installati nel 2010). Inoltre va sottolineato che si assiste ad una concentrazione degli operatori verso il silicio "tradizionale" (mono- e poli-cristallino), ossia in quell'arena dove le europee sono più in difficoltà rispetto alla competizione asiatica. Un caso di interesse, in tal senso, che tra l'altro mette insieme tre realtà industriali (due delle quali italiane) di assoluto rilievo come Enel, STMicroelectronics e Sharp, è

rappresentata dal progetto 3Sun per la realizzazione a Catania di un impianto per la produzione di moduli in film sottile da 160 MW. L'andamento osservato per quanto riguarda i moduli è invece decisamente più incoraggiante e soprattutto dimostra come una quota non marginale del mercato italiano (attorno al 25% se si considera il limite inferiore di installazioni) potrebbe essere servita dalle imprese nate in Italia negli ultimi anni.

Nonostante il ritmo di crescita della capacità produttiva di moduli sia superiore a quella delle celle – e questo rappresenta un'eccezione rispetto a quanto misurato a livello globale – anche in Italia sembra si stia affermando il modello di business del produttore “integrato”, che è come visto quello “dominante” sulla scena internazionale. I principali produttori italiani, infatti, hanno fra le loro attività sia la produzione di celle che quella di moduli, anche se il rapporto fra le capacità (se si eccettua il caso di Helios Technology ed EniPower) è comunque sbilanciato a favore dei secondi.

I principali produttori integrati italiani di celle e moduli e i principali modulistri sono presentati nella tabella 1.2 e 1.3.

Impresa	Capacità produttiva 2009 (MW)	Capacità produttiva 2010 (MW)	Produzione 2010 (MW)	Ricavi 2010 (mln €)
Solsonica	25 celle 50 moduli	35 celle 70 moduli	35 celle 64 moduli	100
Helios Technology	60 celle 55 moduli	60 celle 55 moduli	n.d.	61
X-Group	90 celle 30 moduli	90 celle 55 moduli	55 celle 45 .moduli	57
EniPower	30 celle 30 moduli	30 celle 30 moduli	1 celle 10 moduli	6,5

Tabella 1.2 – I principali produttori integrati italiani

Impresa	Capacità produttiva 2009 (MW)	Capacità produttiva 2010 (MW)	Produzione 2010 (MW)	Ricavi 2010 (mln €)
MX Group	60	90	48	83
Solarday	60	90	42	73
Renergies (Gruppo Afin)	30	40	37	60
Brandoni Solare	20	40	28	43
Vipiemme Solar	20	25	21	32
El.Ital	10	40	20	25

Tabella 1.3 – I principali modulist italiani

1.3.2.2. Area di business distribuzione e installazione

L'area di *business* Distribuzione e Installazione è indubbiamente una di quelle più "sollecitate" dalla straordinaria crescita che il mercato italiano ha sperimentato nel corso del 2010 ed è anche quella dove la presenza di imprese italiane è predominante. La realtà appare, come sempre accade, sfaccettata quando si analizzano nel dettaglio le dinamiche che hanno interessato le due "anime" di questa area di business, ossia la distribuzione e l'installazione.

I primi tre distributori italiani hanno contribuito a immettere sul mercato italiano prodotti per circa 200 MW, che corrispondono tuttavia a meno del 10% (nell'ipotesi conservativa di

2.100 MW complessi installati) o addirittura al 3% (comprendendo tutti gli impianti del “Salva Alcoa”). Questo nonostante una crescita del fatturato, che ad esempio nel caso di Tecno Spot è più che triplicato fra 2009 e 2010, e l’ingresso di nuovi operatori, come ad esempio Galeo Energy, diventato operativo a settembre 2009 e che ha raggiunto un fatturato a fine 2010, quindi per il primo anno interamente operativo, di quasi 20 mln €.

Va sottolineato, comunque, che i distributori “puri” italiani hanno messo in atto nell’ultimo anno numerose azioni, volte ad incrementare il loro volume d’affari: attraverso un allargamento della gamma di marchi a disposizione, che è passata dai 5 in media del 2009 (erano 3 nel 2008) agli oltre 10 dello scorso anno, per soddisfare le esigenze del mercato; attraverso un ampliamento dell’offerta di servizi a valore aggiunto, come ad esempio la fornitura di strutture di supporto *ad hoc* per determinati tipi di realizzazioni, oppure l’assistenza all’attività di progettazione; attraverso avventure all’estero, sia in Europa (in Francia e in Germania), ma anche negli USA (con Tecno Spot, ad esempio, che ha aperto una filiale a Los Angeles) e in Asia.

In realtà, i distributori italiani lamentano le scarse competenze degli installatori, soprattutto nei segmenti dei piccoli e medi impianti, L’argomentazione non pare del tutto infondata, considerando che il numero di installatori – per i quali non è prevista alcuna qualificazione professionale – attivi in Italia è quintuplicato nel 2010 e nell’80% dei casi ha installato per la prima volta un impianto fotovoltaico proprio nel corso dell’ultimo anno.

Diverso è il quadro che si presenta se si prendono in esame i *system integrator* e gli *EPC contractor*, impegnati rispettivamente negli impianti di medio-grandi dimensioni e nelle centrali e le grandi realizzazioni. I principali operatori italiani sono riportati nella tabella 1.4.

Impresa	Business Model	Sede Principale	Ricavi 2009 (mln €)	Ricavi 2010 (mln €)	MW venduti/installati nel 2010
Enel.si	System integrator	Roma	178	320	150
Enerpoint	Distributore EPC contractor	Desio (MB)	82	235	120 (105 distribuzione; 15 centrali)
Ecoware (Gruppo Kerself)	EPC contractor	Padova	110	220	80
Enerray (Gruppo Maccaferri)	System integrator EPC Contractor	Bologna	55	190	68
Terni Energia	EPC contractor	Terni	45	170	80
Energos	EPC contractor	Sesto San Giovanni (MI)			50
Tecno Spot	Distributore	Brunico (BZ)	45	150	55 (115 inverter)
Coenergia	Distributore	Bondeno di Gonzaga (MN)	10	92	33 (43 inverter)

Tabella 1.4 – I principali *player* italiani nella distribuzione ed installazione

Per quanto riguarda i *system integrator*, va sottolineato il consolidamento della posizione di *leadership* di Enel.si che dal 2009 al 2010 ha aumentato notevolmente la sua rete di *franchisee* che da 437 è salita a oltre 550 con oltre 300 mln € di ricavi e oltre 150 MW di potenza installata, tutta su impianti di potenza minore di 1 MW (in particolare il 60% in impianti residenziali e commerciali, quindi minori di 200 kW, ed il 40% in impianti da 200 kW ad 1 MW). Inoltre Enerray, impresa che nasce come *system integrator*, nel corso del 2010 ha privilegiato l'installazione di impianti di grandi dimensioni a terra (già a marzo 2010 aveva realizzato 5 centrali fotovoltaiche in Puglia) e su tetti di grandi imprese.

Gli *EPC Contractor* dal canto loro, sfruttando il *boom* delle centrali, hanno fatto registrare una crescita estremamente significativa del fatturato e della marginalità, con ricavi in media in aumento del 150% rispetto al 2009 e punte del 245% e 270% rispettivamente per Enerray e Terni Energia. Quest'ultima ha poi ulteriormente ampliato il suo *business* con una *joint venture* (Sol Tarenti) che ha visto la luce nel corso del 2010 e che coinvolge il gruppo Ferrero, da anni ormai impegnato nel mondo delle rinnovabili.

Tra le principali dinamiche in atto va segnalata la crescente importanza del ruolo delle attività di *Operation & Maintenance* anche come forma di fidelizzazione del cliente rispetto alle quali, a detta degli operatori intervistati, fa ancora da premio avere una presenza "forte" sul territorio. La maggior parte degli *EPC contractor* ha sviluppato competenze proprie, in alcuni casi organizzate in vere e proprie divisioni interne, su quest'area specifica. Si pensi al caso di Enerqos, che ha addirittura inaugurato nel 2010 un centro dedicato al monitoraggio delle installazioni realizzate, localizzato a Pisa. A Terni Energia, che ha creato un team composto da risorse interne e ricercatori universitari, che si pone l'obiettivo di migliorare le prestazioni dei *software* di monitoraggio, di monitorare gli impianti ed effettuare il servizio di manutenzione. Quest'ultimo viene solitamente gestito attraverso un contratto *ad hoc* siglato con il cliente, che varia molto a seconda del tipo di garanzie richieste (ad esempio, relative alla produzione nei primi anni di vita dell'impianto). Nel corso del 2010 sono nate anche imprese "specialiste" che si occupano esclusivamente dell'O&M degli impianti.

Altro fattore tendenziale è rappresentato dalla diffusione di un modello "misto", in cui l'*EPC contractor* è anche proprietario dell'impianto. Per ora solo Terni Energia ha mantenuto una

quota proprietaria in circa il 60% delle centrali realizzate nel corso del 2010, ma gli operatori stanno guardando con crescente interesse a nuove forme di *governance* degli impianti di più grandi dimensioni che possano consentire loro ad esempio di limitare la variabilità dei risultati, garantendo flussi certi di ricavo per un determinato periodo di tempo.

In conclusione quindi emerge un quadro fortemente dinamico. Il sistema industriale mostra tassi di crescita significativi e capacità di appropriazione delle marginalità del settore crescenti. E' evidente che la fase attraversata è molto delicata in quanto la continuità nello sviluppo del settore potrebbe portare ad un consolidamento del sistema industriale nazionale. La continuità dello sviluppo è tuttavia subordinata e del tutto dipendente da un quadro normativo e regolatorio stabile e favorevole. Il Quarto Conto Energia, recentemente pubblicato, dovrebbe rappresentare il substrato normativo per i prossimi anni: nel paragrafo successivo ne verranno brevemente descritti gli elementi essenziali e stimati i potenziali impatti.

1.4 L'evoluzione normativa: il Quarto Conto Energia

Il Quarto Conto Energia, firmato lo scorso 6 maggio, introduce alcune importanti novità rispetto ai precedenti meccanismi di incentivazione usati in Italia per supportare il settore del fotovoltaico. Prima fra tutte, e certo da segnalare, è la durata del sistema che riguarda il 2016 in un orizzonte di pianificazione di medio periodo e con 23 GW di potenza installata come obiettivo. Altre novità, che verranno affrontate più nel dettaglio, sono le modifiche in tema di classificazione delle tipologie di impianti, l'introduzione del meccanismo di *cap* di costo (che non potrà superare a regime i 6 o al massimo 7 miliardi di €), l'introduzione del registro delle imprese e ovviamente la determinazione delle nuove tariffe di incentivazione.

Il Decreto prevede una nuova distinzione tra piccoli impianti e grandi impianti. In particolare, a differenza di quanto fatto in precedenza dove era solo la potenza dell'impianto a contare, si sono introdotti dei criteri "qualitativi". I piccoli impianti sono quelli che, alternativamente: (i) hanno potenza non superiore a 200 kW operanti in regime di

scambio sul posto, (ii) sono realizzati su edifici ed hanno una potenza non superiore a 1 MW, (iii) sono di qualsiasi potenza ma realizzati su edifici ed aree delle Amministrazioni Pubbliche. Appare quindi sin da subito chiaro (la definizione è contenuta negli articoli introduttivi del Decreto) che il legislatore intende premiare soprattutto le installazioni “a basso consumo” di territorio o comunque sostenute dalla pubblica amministrazione (e quindi, almeno nella teoria, più vicine ai bisogni delle comunità locali).

Altro aspetto, questa volta totalmente nuovo rispetto al passato in Italia anche se chiaramente ispirato al modello tedesco, è il meccanismo dell’adattamento dinamico e del cap di costo. Il legislatore ha infatti determinato un limite alla potenza installabile nei diversi periodi sulla base del costo annuo indicativo degli incentivi “prenotati” in quel periodo. Eventuali superamenti portano ad aggiustamenti “dinamici” delle disponibilità residue (e delle tariffe) per il periodo successivo. Il limite di costo si applica però inizialmente (nel periodo 1 giugno 2011- 31 dicembre 2012) ai soli grandi impianti mentre i “piccoli” sono ammessi agli incentivi senza limiti di costo annuo. Tenendo conto che il limite di potenza previsto entro il 2012 è di 2,69 GW e stimando le installazioni di piccoli impianti per una potenza pari a circa 1,4-1,5 GW, si può ipotizzare un mercato del fotovoltaico in Italia che nel prossimo anno e mezzo arrivi a superare i 4 GW di nuove installazioni (oltre il 50% delle quali in “piccoli” impianti). Per il periodo 2013-2016 invece, il superamento del limite di costo si applica a tutte le categorie di impianti.

Il Decreto regola poi i meccanismi di accesso alle tariffe incentivanti ed introduce per i grandi impianti l’obbligo di iscrizione al registro informatico del GSE. E’ prevista una fase di “transitorio” nella quale gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 agosto 2011 possono accedere direttamente alle tariffe previste per il periodo, mentre dopo tale data, l’accesso sarà regolato sulla base della posizione all’interno del registro (con una priorità per gli impianti che abbiano già completato anche la fase di allaccio alla rete elettrica). La necessità di procedere all’iscrizione nel registro dei grandi impianti causerà verosimilmente un allungamento del tempo necessario ad accedere agli incentivi e soprattutto una maggiore incertezza sull’ammontare della tariffa di riferimento. Gli operatori si aspettano però una minore bancabilità dei progetti, con la necessità probabilmente in prima battuta di finanziare in modalità *full equity* la realizzazione

dell'impianto e solo in un secondo momento accedere al debito: è evidente come in questo modo si riduca il numero di operatori che è in grado di sostenere questo tipo di operazioni.

Il Decreto fissa anche le nuove tariffe incentivanti. Da un confronto con i valori previsti dal Terzo Conto Energia (che avrebbe dovuto essere in vigore sino al 2013 e che è invece stato "superato" dal Quarto) appare evidente come, prendendo a riferimento il dicembre 2011, le tariffe siano ridotte in media del 24,5% per gli impianti su edificio e del 25,5% per gli altri impianti, mentre gli analoghi valori al dicembre 2012 fanno segnare un -34,2% per gli impianti su edificio e un -35% per gli altri impianti (si veda tabella 1.1). Anche in questo caso, la variazione delle tariffe colpisce principalmente i grandi impianti raggiungendo una diminuzione di circa il 30% a fine 2011 e di circa il 42% a fine 2012. A partire dal primo semestre 2013, le tariffe assumono invece valore omnicomprensivo e sulla quota di energia auto consumata, come nel caso della Germania, è attribuita una tariffa specifica. Per i semestri successivi le riduzioni programmate sono del 9% nel secondo semestre del 2013, del 13% in tutto il 2014, del 15% nel 2015 fino ad arrivare ad una riduzione del 30% nel corso del 2016.

	Quarto C.E. vs Terzo C.E. Dicembre 2011		Quarto C.E. vs Terzo C.E. Dicembre 2012	
	Su edificio	Altro	Su edificio	Altro
1<P<=3	- 21,6%	- 29,5%	- 29,5%	- 29,4%
3<P<=20	- 21,6%	- 29,4%	- 29,4%	- 29,3%
20<P<=200	- 21,7%	- 29,5%	- 29,5%	- 29,5%
200<P<=1000	- 21,7%	- 31,6%	- 31,6%	- 38,0%
1000<P<=5000	- 29,8%	- 42,2%	- 42,2%	- 42,0%
P>5000	- 30,7%	- 42,9%	- 42,9%	- 42,0%

Tabella 1.5 - Diminuzione media delle tariffe

Dalla tabella 1.5, e come in più punti richiamato anche in precedenza, emerge con chiarezza come i più colpiti (sia dai tagli delle tariffe che dai “lacci” burocratici) siano gli impianti di maggiori dimensioni. Da dicembre 2011, perché i grandi impianti a terra restino redditizi è necessario che il loro costo scenda al di sotto di 1.800 € a kW installato. Per i piccoli e medi impianti invece la profittabilità resta buona e la diminuzione di costo necessaria è decisamente più contenuta: la soglia di redditività si ottiene a 4.600-4.800 €/kw nel caso di piccoli impianti e a 3.000-3.200 €/kw per quelli di medie dimensioni su copertura.

E' dunque ragionevole attendersi che il mercato italiano, soprattutto a partire dal 2012, e quindi dopo aver smaltito il “transitorio” legato al passaggio al Quarto Conto Energia e alla turbolenta vicenda del Salva Alcoa e del Terzo Conto Energia, cambi profondamente, con una redistribuzione del mix di mercato a favore degli impianti di media taglia (si veda figura 1.6).

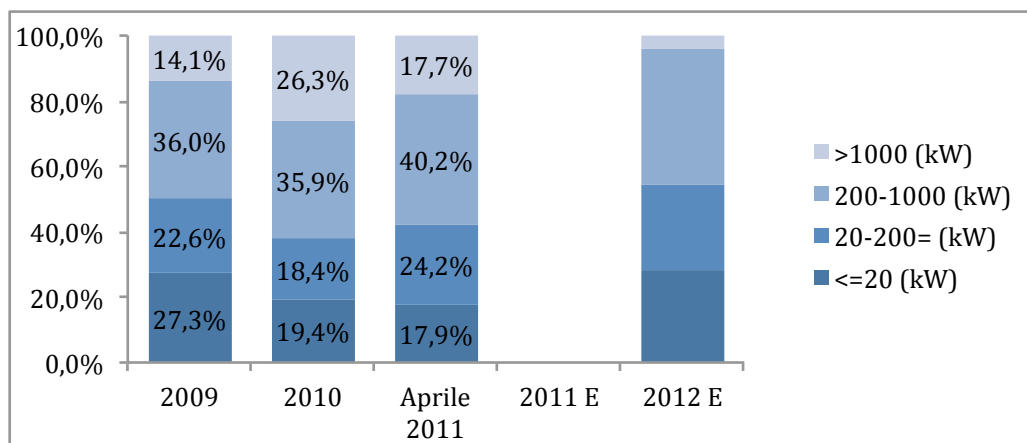


Figura 1.6 - Il mix di mercato atteso per gli impianti fotovoltaici

Se, come appare in più punti, l'intenzione del legislatore è quella di favorire la “generazione distribuita” di energia e quindi una diffusione più capillare sul nostro territorio di impianti di taglia minore, è possibile dire che questa troverà ragionevolmente riscontro nel mercato dei prossimi anni. Non è detto però che siano pronte le nostre imprese,

soprattutto quelle produttrici di celle e moduli che avevano allargato nel corso dell'ultimo anno il loro modello di business verso le attività di progettazione e installazione di impianti di medio-grandi dimensioni e che saranno quindi costrette a modificare nuovamente il loro focus e a fare più "gioco di squadra" con la distribuzione e l'installazione locale. Potrebbe essere loro d'aiuto – ma certo è un tema da monitorare con attenzione – la maggiorazione delle tariffe del 10% che è stata appunto prevista per gli impianti realizzati con componenti prodotti in Europa.

Il quadro normativo delineato dal Quarto Conto Energia è sicuramente sfidante e obbliga il settore a dimostrare di essere in grado di ridurre fortemente, nei prossimi anni, il costo di produzione di energia da fonte fotovoltaica. L'aspetto centrale per consentire il raggiungimento di questo obiettivo da parte degli operatori industriali è il mantenimento del quadro normativo nei prossimi anni così da poter favorire investimenti e piani di sviluppo di medio e lungo periodo.

2. Le biomasse

di Vittorio Chiesa

2.1 Le biomasse agroforestali

Gli impianti alimentati a biomassa agroforestale sono correntemente utilizzati per ottenere due tipologie di output, energia termica ed energia elettrica. Gli impianti realizzati per la produzione di energia elettrica sono tipicamente di grande taglia, superiore ai 5 MWe. Gli impianti destinati alla produzione di energia termica, invece, si distinguono in:

- sistemi ad uso prevalentemente residenziale, ossia stufe o caldaie a pellet di taglia normalmente inferiore a 1 MWt, che sono utilizzati in sostituzione o integrazione degli impianti di riscaldamento di una singola unità abitativa, di più appartamenti facenti parte del medesimo edificio, o di uffici di piccole attività commerciali o produttive;
- sistemi di teleriscaldamento, che invece hanno potenze in media comprese tra 1 e 20 MWt e sono utilizzati per rifornire di calore le utenze collegate alla rete (ad esempio, singole unità abitative, scuole, uffici, ospedali o imprese che sfruttano il calore termico per i propri processi produttivi).

Di seguito è illustrata schematicamente questa segmentazione del mercato, evidenziando la natura dei principali investitori per le diverse tipologie di impianti.

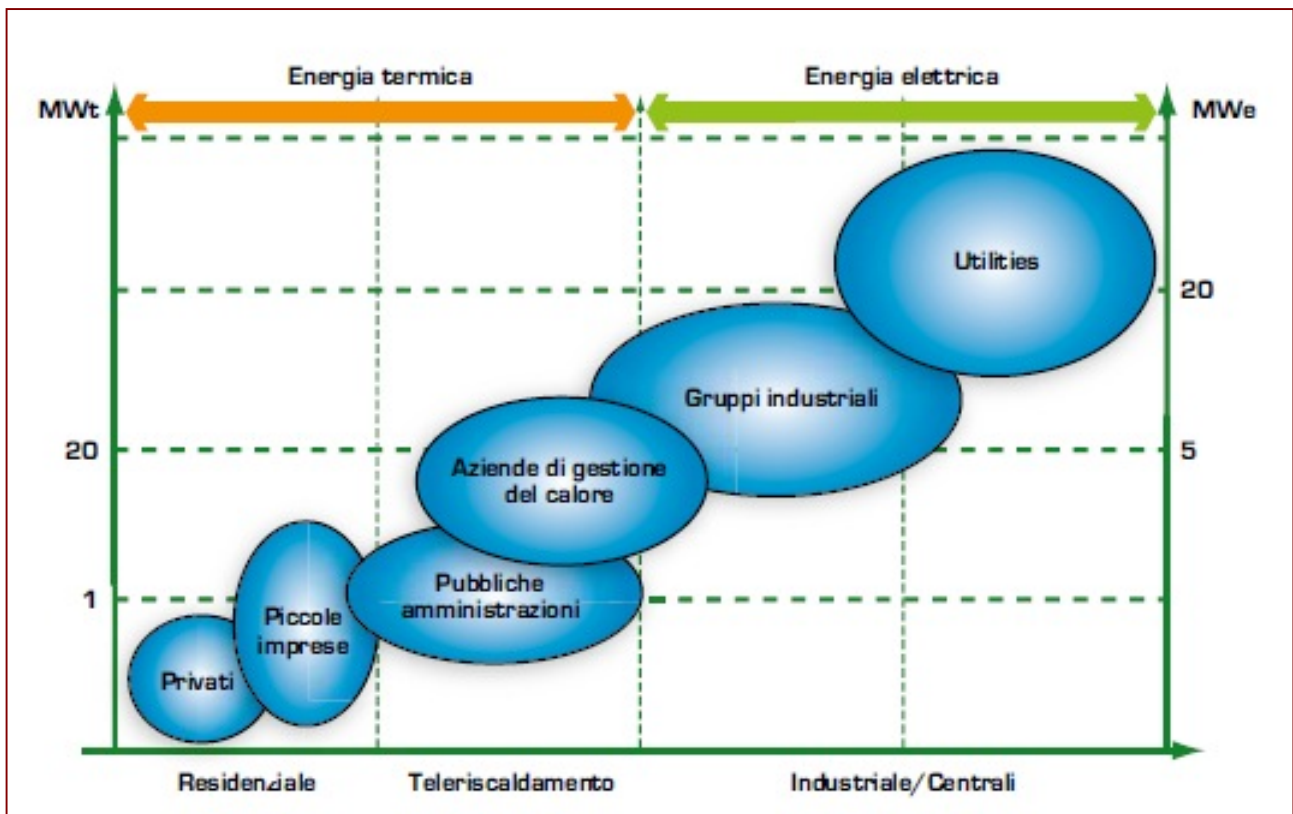


Figura 2.1 – Segmentazione del mercato italiano delle biomasse agroforestali

Per quanto riguarda gli impianti ad uso residenziale di piccola taglia, dopo il boom delle installazioni registrato nel 2006 (per effetto dell'elevata economicità che il pellet in quei mesi assicurava rispetto ai combustibili tradizionali) ed il successivo calo delle installazioni nel 2007 (di oltre il 40% su base annua), per effetto del conseguente incremento del prezzo del combustibile, dal 2008 il mercato italiano si è stabilizzato su un trend di crescita a due cifre, intorno al 10% all'anno. Nel corso del 2010 sono stati installati circa 220.000 nuovi impianti residenziali. L'annunciata fissazione di un obbligo, a partire dal 2012, di impiego di calore prodotto da fonti rinnovabili (fino al 50% del fabbisogno) negli edifici nuovi o sottoposti a ristrutturazioni rilevanti potrebbe rappresentare una forte ulteriore spinta allo sviluppo di questo comparto negli anni futuri.

Le centrali di teleriscaldamento che, collegati ad una rete in cui scorre un opportuno fluido termovettore, forniscono energia a più edifici, alla fine del 2010, in Italia sono poco meno di 250, per una potenza termica complessiva vicina a 430 MWt. Le nuove installazioni realizzate nel 2010 non cambiano la geografia del teleriscaldamento da biomassa in Italia,

con il Nord del Paese che è responsabile ancora di oltre il 90% della potenza complessivamente installata. In particolare, Trentino Alto Adige, Lombardia, Piemonte e Val d'Aosta rivestono un ruolo di assoluto primo piano nel mercato italiano del teleriscaldamento da biomassa agroforestale.

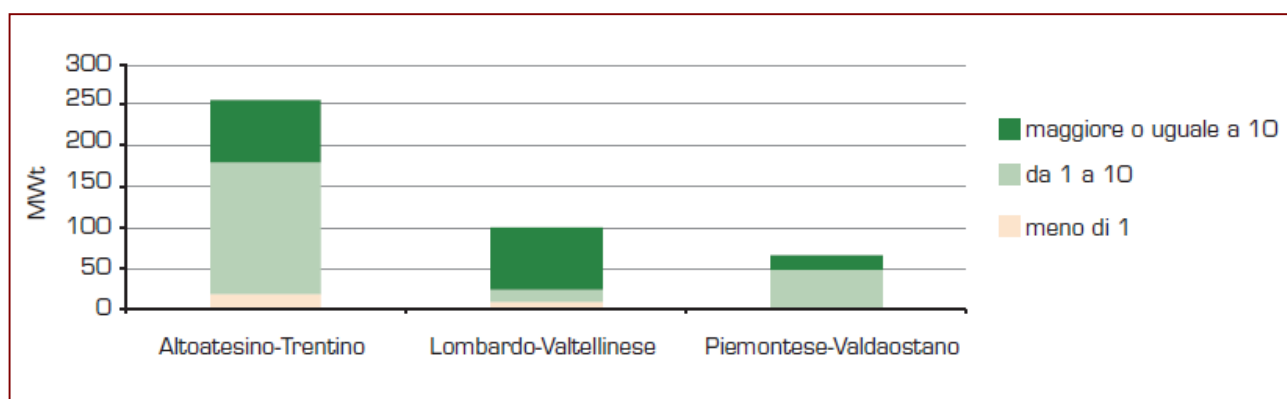


Figura 2.2 – Potenza installata in centrali di teleriscaldamento nei principali “distretti” italiani

Per quanto riguarda l'evoluzione attesa delle nuove installazioni nel breve periodo, è ragionevole ritenere che possano essere installati nei prossimi due anni, fino alla fine del 2012, circa 10-15 impianti, arrivando quindi ad una potenza complessiva stimabile in oltre 450 MWt. Spostandosi su un orizzonte di medio-lungo termine, invece, diventa nei fatti impossibile prevedere lo sviluppo che questo comparto della produzione di energia da biomasse potrà avere. Infatti il Decreto Rinnovabili ha stabilito un principio chiave, da tradursi in pratica nei prossimi mesi, che potrà modificare sostanzialmente le prospettive di crescita del mercato. Ci si riferisce in particolare all'introduzione di un sistema per l'incentivazione della produzione di energia termica, principale output di questi impianti, che potrà rendere decisamente più conveniente l'investimento, con enormi impatti sullo sviluppo futuro del mercato. La direzione e l'entità di questo impatto dipenderanno fortemente dagli specifici livelli di incentivazione che saranno introdotti e dalle modalità concrete attraverso cui l'incentivo sarà messo in pratica, aspetti che ad oggi è nei fatti impossibile anticipare e quindi valutare.

Gli impianti a biomasse agroforestali di grande taglia sono costruiti con il principale obiettivo di produrre energia elettrica, da destinare principalmente all'autoconsumo (nel caso di impianti realizzati da imprese private e gruppi industriali che dispongono di biomasse come scarti dei loro processi produttivi) ed alla vendita (nel caso invece di centrali realizzate da utilities e imprese produttrici di energia). Nel corso del 2010 sono stati installati circa 10 nuovi impianti di questo tipo nel nostro Paese, cui corrisponde una crescita della potenza complessiva di oltre 40 MWe. Alla fine del 2010 in Italia erano quindi in funzione oltre 100 centrali termoelettriche, con una potenza cumulata prossima ai 550 MWe. Si tratta di una crescita del numero di impianti e della potenza cumulata rispettivamente di circa il 14 e l'8%, valori decisamente inferiori rispetto ai dati fatti registrare negli ultimi anni, che segnalano un rallentamento dettato dalla crescente incertezza sul sistema di incentivazione degli impianti di grande taglia di cui si è parlato in precedenza. Nel corso del 2010 la potenza installata è aumentata proporzionalmente in misura inferiore rispetto al numero di impianti, a testimonianza del fatto che la taglia media degli impianti entrati in funzione nell'ultimo anno sia inferiore rispetto a quella media registrata sul mercato.

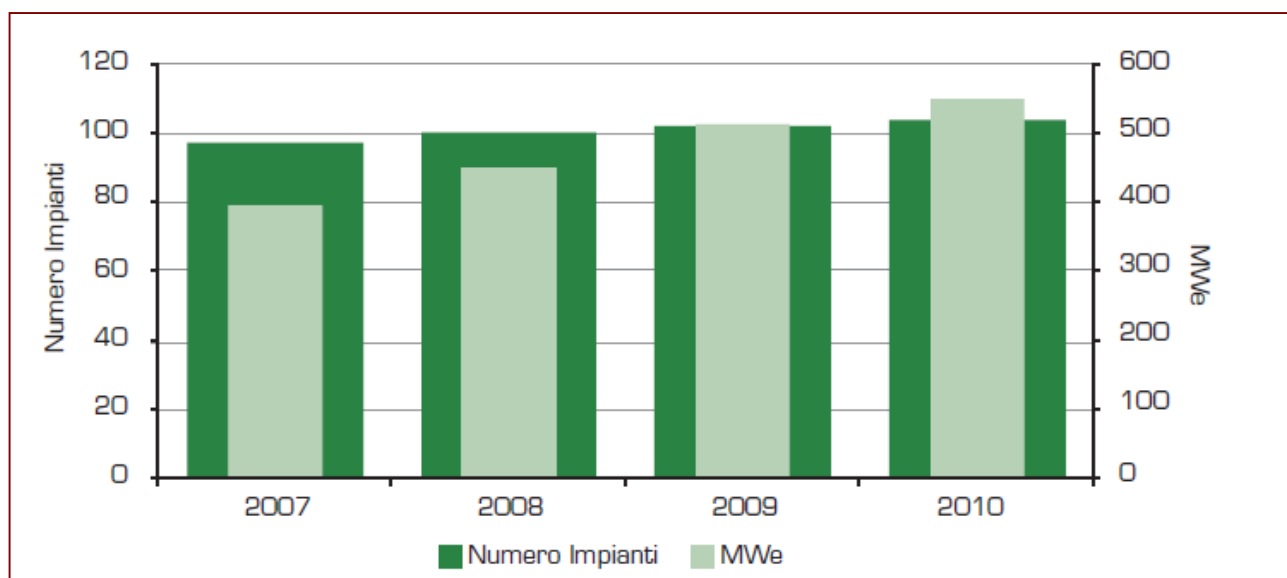


Figura 2.3 – Numero impianti e potenza installata delle centrali termoelettriche a biomassa agroforestale

Per quanto riguarda infine l'evoluzione futura di questo mercato, va detto che nel corso del 2011 è verosimile attendersi che alcuni impianti in funzione saranno oggetto di revamping a causa della scadenza del periodo di incentivazione e della necessità di interventi di questo tipo per poter riaccedere al sistema di incentivi, come anche ribadito nel recente Decreto Ministeriale del 3 Marzo 2011. Se si ipotizza che tutti gli impianti in scadenza di incentivazione decidano di effettuare gli investimenti di revamping sui propri impianti, è possibile stimare complessivamente per i prossimi 3-4 anni una potenza soggetta a questo tipo di intervento pari a 60-80 MWe che corrispondono alla necessità di investimenti per oltre 250 mln di €.

Sullo sviluppo di questi mercati molta importanza avranno i decreti cui rimanda il già citato Decreto "Rinnovabili" del 3 Marzo 2011. La produzione di energia elettrica da biomassa agroforestale è stata incentivata nel corso del 2010 attraverso due meccanismi: per gli impianti di piccola taglia (inferiore ad 1 MWe, che però rappresentano meno del 30% del totale della potenza installata in Italia), attraverso la cosiddetta tariffa omnicomprensiva, per quelli di taglia maggiore o uguale ad 1 MWe (oltre il 70% del totale), invece, attraverso il meccanismo dei Certificati Verdi. Entrambi questi meccanismi verranno profondamente modificati, come previsto nel cosiddetto Decreto Rinnovabili (Decreto Ministeriale del 3 Marzo 2011). Il Decreto prevede infatti una distinzione della modalità di erogazione degli incentivi in due categorie: per gli impianti di potenza nominale minore, comunque non inferiore ai 5 MW elettrici (eventualmente differenziabili per le diverse categorie di biomasse e per classi di potenza), sarà disponibile un incentivo nella forma di una tariffa omnicomprensiva; per gli impianti di potenza superiore ai valori minimi sarà invece previsto a partire dal 2015 un incentivo assegnato tramite aste al ribasso gestite dal GSE. Ad oggi non è noto come verranno tradotti in pratica questi principi nel caso degli impianti a biomasse agroforestale, ma ad ogni modo è altamente probabile che, considerata la taglia media degli impianti a biomassa agroforestale realizzati in Italia, essi rientreranno nel meccanismo delle aste al ribasso, quello potenzialmente più articolato e farraginoso nella sua applicazione concreta. L'approvazione del Decreto Rinnovabili è poi foriera di una modifica ancora più profonda dei sistemi di incentivazione per questo settore, in quanto introduce per la prima volta degli incentivi specifici (anche se ancora indeterminati

nell'ammontare e nelle modalità di erogazione) per la produzione di calore in impianti alimentati a fonti rinnovabili, tra cui appunto quelli a biomasse agroforestali.

La figura successiva fornisce una rappresentazione della filiera italiana della produzione di energia da biomasse agroforestali aggiornata al 2010, da cui è possibile desumere la numerosità degli operatori coinvolti, i volumi d'affari generati nei tre segmenti di mercato in cui essa si articola (ossia le caldaie e stufe a pellet ad uso residenziale, gli impianti di teleriscaldamento e le centrali termoelettriche) e la relativa presenza di imprese straniere ed italiane.

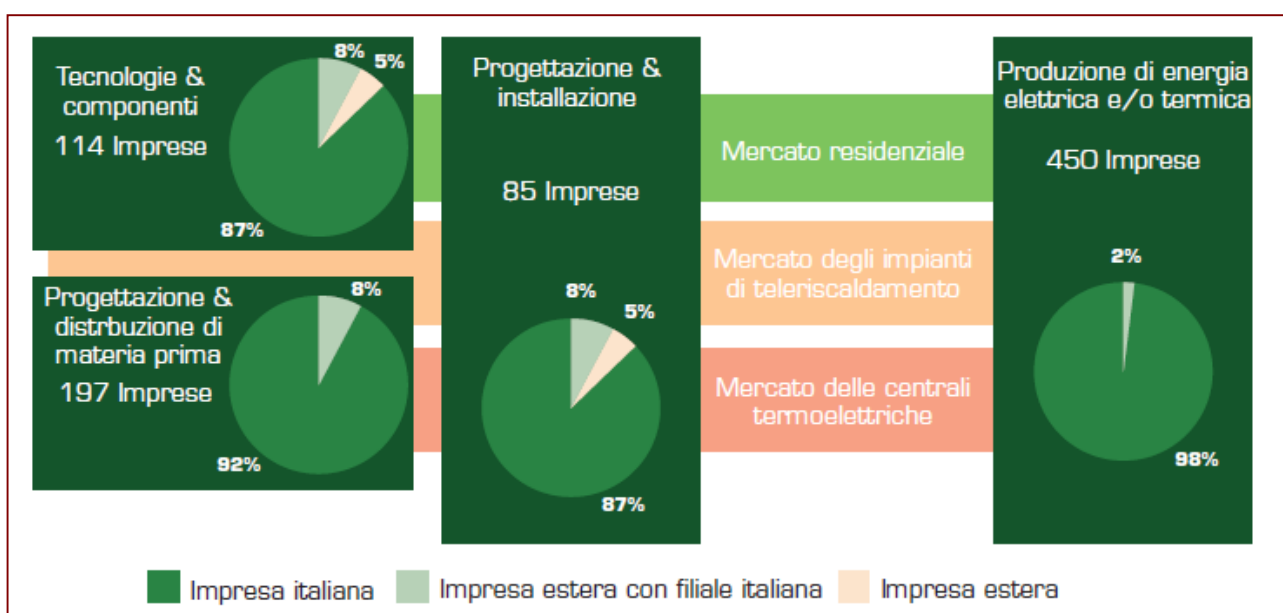


Figura 2.4 – Articolazione della filiera italiana delle biomasse agroforestali

Per quanto riguarda la numerosità degli operatori, sono state identificate più di 380 imprese attive nelle diverse fasi della filiera, ad esclusione dei titolari degli impianti di teleriscaldamento e delle centrali termoelettriche, che superano le 200 unità. Si osserva quindi un significativo incremento del numero di imprese attive in questo comparto delle biomasse rispetto al 2009 (di circa il 25%) ed un corrispondente aumento della competizione. Questo lascia intendere che il mercato italiano, nonostante non abbia fatto registrare tassi di crescita particolarmente elevati e nonostante il meccanismo dei Certificati Verdi abbia continuato a rivelarsi particolarmente incerto ed inefficace, sia stato

giudicato attrattivo da diversi nuovi operatori che hanno deciso di investirvi, come ad esempio i player specializzati nelle tecnologie di gassificazione od ORC. È interessante notare come questo incremento del numero di operatori non sia andato a discapito delle imprese italiane, che hanno mantenuto di fatto inalterato (se non in alcuni casi, come nel comparto della produzione di tecnologie e componenti, addirittura aumentato) il loro peso percentuale. Di fatto si conferma ancora, quella delle biomasse agroforestali, una filiera in cui la presenza degli operatori italiani, anche nelle aree di business a maggiore intensità tecnologica, è preponderante, diversamente da quanto accade in altri comparti delle rinnovabili, su tutti il fotovoltaico e l'eolico. Per quanto concerne il volume d'affari complessivo, si può stimare che nel 2010 esso abbia raggiunto e superato i 2,1 mld €, con una crescita di oltre il 15% rispetto al valore fatto registrare nel 2009. In questa stima si considerano i ricavi dalla vendita di materia prima, della vendita ed installazione di nuovi impianti, oltre che dalla vendita dell'energia elettrica non autoconsumata (e dei Certificati Verdi associati). La crescita del volume d'affari rispetto all'anno precedente è in larga parte dovuta all'aumento significativo delle installazioni nel segmento delle centrali termoelettriche, cui è corrisposto un aumento dei ricavi complessivi di oltre il 27%. Diversamente, il segmento residenziale ha fatto segnare solo un lieve aumento dei ricavi totali (stimabile nell'ordine del 6-7% rispetto al 2009), mentre addirittura il comparto del teleriscaldamento ha registrato incrementi di soli 1-2 punti percentuali.

2.2 Il biogas

Per quanto riguarda un altro importante settore delle biomasse, quello del biogas, la potenza installata in Italia nel corso del 2010 è cresciuta del 20% rispetto all'anno precedente, mentre del 13% si è incrementato il numero degli impianti, a testimonianza del continuo interesse per questa forma di sfruttamento delle biomasse. Ottimistiche appaiono essere anche le aspettative di crescita per il futuro, con le opinioni degli operatori piuttosto concordi nel definire che il mercato del biogas agricolo continuerà a crescere con tassi consistenti fino alla fine del 2012, quando si potrebbe arrivare ad avere una potenza complessiva installata di quasi 800 MWe.

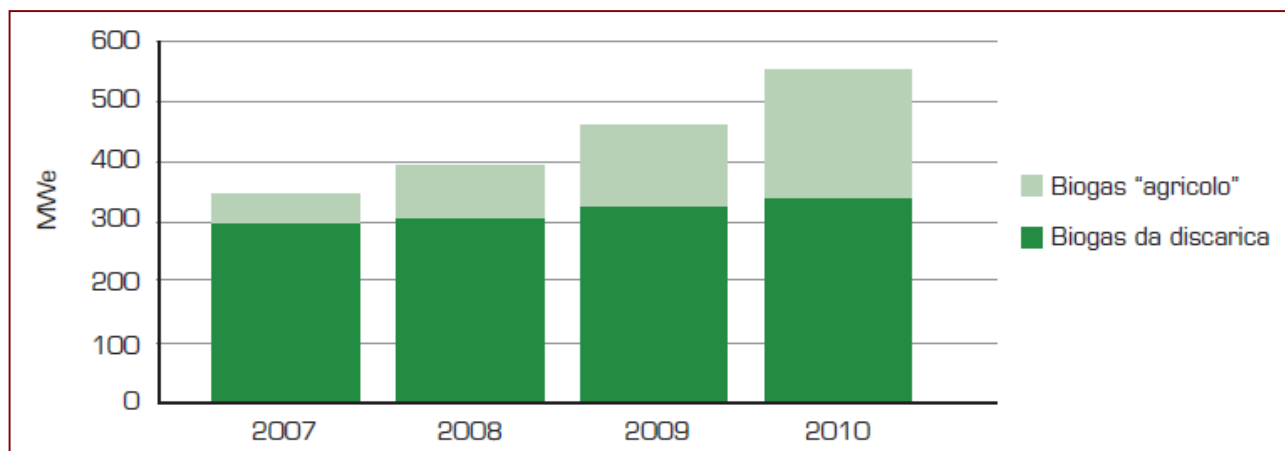


Figura 2.5 – Potenza installata in Italia in impianti di biogas

Nel corso dell'ultimo anno si è decisamente rafforzato il peso delle imprese agricole e zootecniche, che hanno contato per l'80% dell'installato, come promotrici della costruzione di impianti a biogas. Tradizionalmente queste hanno dimensionato i propri impianti in base alla loro disponibilità di materia prima, per evitare di ricorrere all'approvvigionamento dall'esterno, spesso molto costoso e soggetto a dinamiche di prezzo non sempre facilmente gestibili. La tendenza si è però invertita con molte imprese agricole che hanno cercato di incrementare la taglia dei loro impianti fino al limite che permette di accedere alla tariffa omnicomprensiva (1 MW), nel tentativo di sfruttare le economie di scala che possono essere generate da un investimento in impianti a biogas. Il numero di imprese coinvolte complessivamente nella filiera è aumentato (560 contro le 500 del 2009). Anche il numero di addetti complessivamente impegnati dalla filiera italiana del biogas ha superato alla fine del 2010 le 4.500 unità, contro i quasi 3.000 addetti dell'anno precedente. Questo è dovuto anche al fatto che in questa filiera si registra una netta prevalenza di operatori italiani che nemmeno la crescita del 2010 (con il possibile assalto degli operatori stranieri) ha messo realmente in discussione.

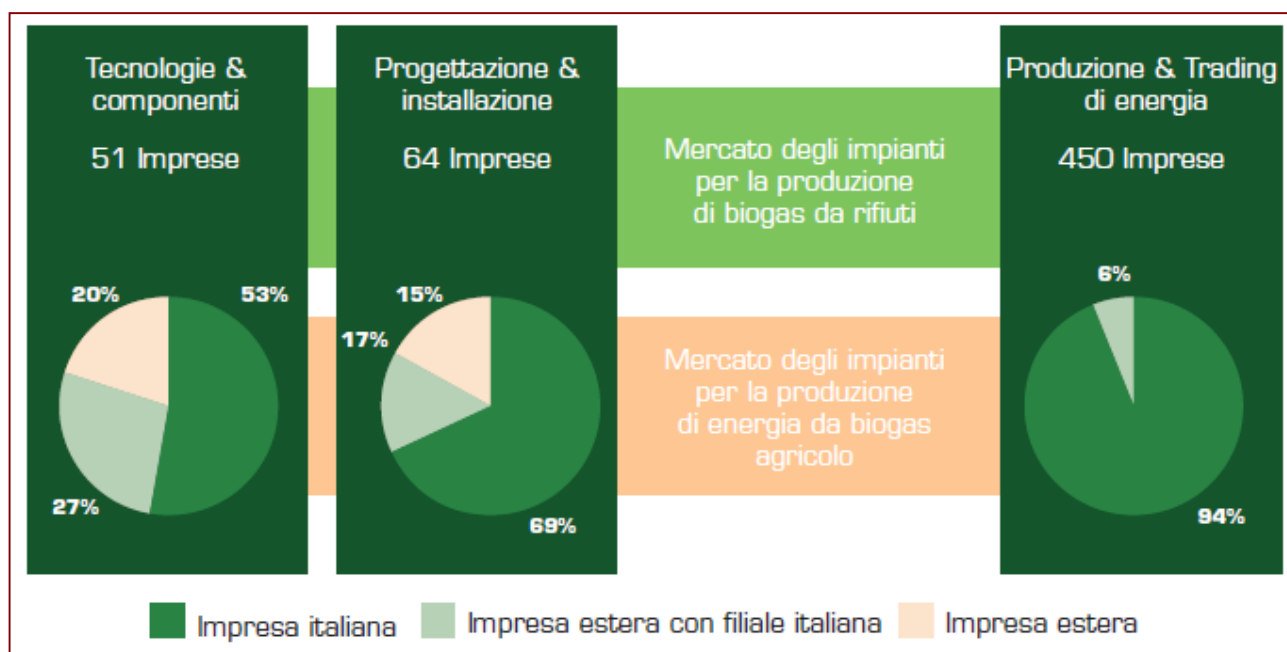


Figura 2.6 - Articolazione della filiera italiana del biogas

Il volume d'affari è stimabile in oltre 900 mln €, anche qui con un +60% rispetto a quanto fatto registrare nel 2009. La crescita è pressoché interamente da attribuire al biogas agricolo e zootecnico, con la potenza installata in impianti da discarica che è rimasta costante (segno evidente della saturazione ormai raggiunta in questo segmento di mercato).

Un interessante sviluppo per quanto riguarda il biogas è quello dello sfruttamento del biometano. Il PAN (Piano d'Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili), prima, con una menzione specifica della possibilità di impiego del biometano anche in Italia e il cosiddetto Decreto Rinnovabili del 3 Marzo 2011, poi, con l'indicazione – ancora da definirsi però nell'ammontare e nelle modalità - di un incentivo per la produzione e l'immissione in rete di biometano, hanno posto le basi per una crescita, almeno nell'interesse, verso questo tipo di tecnologia anche nel nostro Paese. In Italia ad oggi non esiste nessun impianto di produzione di biometano. Anche in Europa, nonostante arrivino importanti segnali sia da Germania che dalla Svizzera, solo in Svezia si può riconoscere lo sviluppo di un vero e

proprio mercato. Nel Paese scandinavo, infatti, grazie ad oltre 35 impianti di upgrading, il 25% del biogas prodotto viene “convertito” in biometano (da utilizzarsi anche per l’alimentazione degli oltre 17.000 veicoli a gas che contribuiscono al parco auto nazionale). Il biometano è una miscela costituita principalmente da anidride carbonica (CO₂) e metano (CH₄), ottenuta per successiva “purificazione” del biogas, ovvero del combustibile gassoso ottenuto da biomasse solide o liquide di varia natura. Con una caratterizzazione del tutto assimilabile a quella del gas naturale (e quindi di fonte fossile), il biometano può essere immesso nelle reti nazionali di distribuzione, può essere utilizzato come carburante per autotrazione, come materia prima per l’industria chimica nonché come fonte di energia per particolari processi high tech. Il passaggio da biogas a biometano avviene attraverso un processo appunto di purificazione che viene comunemente detto di upgrading, il cui obiettivo primario è quello di aumentare la concentrazione relativa del metano presente nel biogas fino a un valore superiore al 95%.

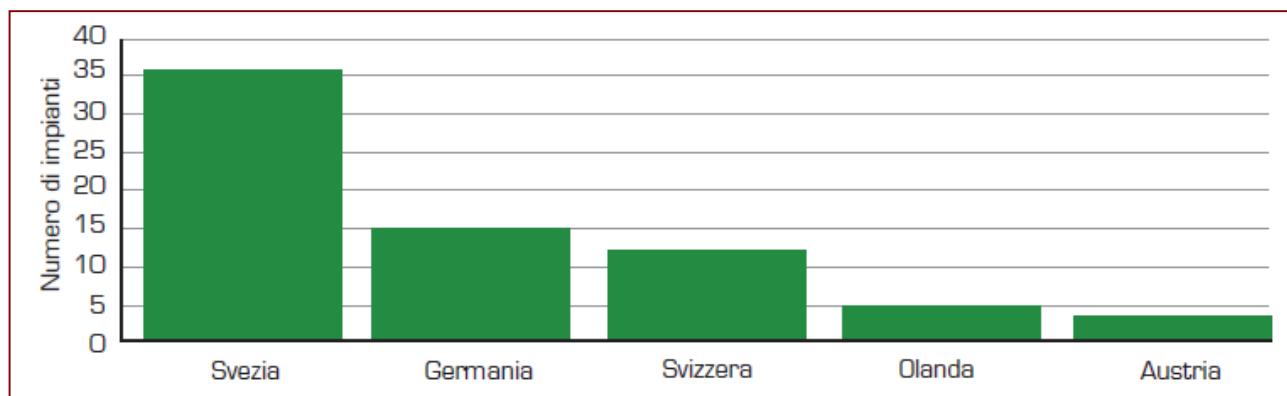


Figura 2.7 – Numero di impianti di upgrading a biometano installati in Europa

Nel Decreto Rinnovabili è previsto che l’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas emani le direttive riguardanti le condizioni tecniche ed economiche per l’erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale. Come detto precedentemente, ad oggi non esistono in Italia impianti per la produzione di biometano anche perché i costi del processo di upgrading sono ancora estremamente elevati. La nostra indagine ha messo in luce, ad esempio, che per consentire un’adeguata remunerazione dell’investimento necessario all’upgrading (soprattutto se si considera che

l'alternativa è l'impiego del biogas per la produzione incentivata di energia elettrica) sarebbe necessario ritirare il biometano immesso in rete ad un prezzo tra 0,8 e 1 €/m³. Un valore certo piuttosto elevato, se si pensa che nel 2010 il prezzo del gas metano per un consumatore residenziale è stato in media pari a 0,7 €/m³ (il 35% del quale legato al costo reale del gas).

In conclusione, si può affermare che il potenziale della produzione di energia sia da biomasse agroforestali che da biogas è sicuramente elevato e quindi il ruolo di questa fonte nel mix energetico del paese può essere fondamentale. Lo sviluppo e la diffusione di questi impianti dipenderà dall'efficacia del sistema di incentivazione di prossima pubblicazione (è atteso prima della fine del 2011), non solo in relazione alle tariffe che verranno riconosciute, ma anche alla possibilità di valorizzare prodotti complementari quali biometano e energia termica.

3. Il Mini-Idroelettrico

di Giancarlo Giudici¹ (*), Fulvio Ghisla

(Politecnico di Milano – Polo Territoriale di Lecco)

3.1 Introduzione

L'idroelettrico in Italia rappresenta la principale fonte rinnovabile per produzione di energia elettrica. Secondo Terna (2011) nel corso del 2010 l'energia prodotta da impianti idroelettrici in Italia ha superato i 50 terawattora (in aumento di circa il 3% sull'anno precedente), contribuendo per quasi il 15% al bilancio energetico della rete elettrica nazionale, mentre tutte le altre fonti rinnovabili assieme si fermano al 7%. La potenza lorda installata ha raggiunto a fine 2010 la soglia dei 17,8 GW.

Lo sfruttamento dell'energia cinetica di una portata d'acqua per la produzione di lavoro è forse uno dei metodi più antichi di sfruttamento efficiente di una fonte rinnovabile. A partire dall'ottocento, l'utilizzo dell'energia idrica è stato uno dei metodi più utilizzati per la produzione anche di elettricità e per l'attività industriale in generale attraverso l'utilizzo di generatori e alternatori.

Nelle centrali idroelettriche viene sfruttata l'energia potenziale dell'acqua, relativa alla differenza di altitudine tra il corso d'acqua e la centrale, che viene trasformata per mezzo di una turbina in energia meccanica per concludersi con la produzione di energia elettrica. L'idroelettrico in Italia ha conosciuto un enorme sviluppo nella prima metà del secolo scorso; a partire dal secondo dopoguerra, però, la concorrenza dei combustibili fossili per

¹ corresponding author: Via Marco d'Oggiono 18A - 23900 Lecco, Tel. 02 23992793 E.mail giancarlo.giudici@polimi.it

la produzione di energia ne ha causato un progressivo disinteresse. Solo a metà degli anni '70, a causa dell'aumento del prezzo del greggio, l'idroelettrico è tornato competitivo in termini di costo di produzione. Ciononostante la nazionalizzazione dell'elettricità in capo all'ENEL ha concentrato l'attenzione sugli impianti di grande potenza, con un progressivo abbandono delle centrali di minore dimensione.

Solo dalla fine degli anni '90, grazie alla liberalizzazione del mercato dell'energia e all'introduzione di incentivi pubblici legati alle fonte rinnovabili (come conseguenza degli impegni di riduzione dell'utilizzo di combustibili fossili), l'idroelettrico ha conosciuto un nuovo sviluppo soprattutto nell'ambito dei cosiddetti 'mini' impianti, ovvero degli impianti di piccola dimensione.

Secondo la classificazione ufficiale dell'Unido (United Nations Industrial Development Organization), possiamo identificare 4 principali tipologie di impianti di taglia minore:

- 'Piccoli' impianti, caratterizzati da una potenza installata inferiore a 10 MW;
- 'Mini' impianti:, con potenza inferiore a 1 MW;
- 'Micro' impianti, nel caso la potenza sia inferiore a 100 KW;
- 'Pico' impianti, ovvero quelli con potenza inferiore a 5 KW.

In realtà questa distinzione non tiene conto delle specificità di ogni paese, legate alle caratteristiche geografiche e alla normativa in vigore. Per quanto concerne l'Italia, infatti, la soglia più rilevante è quella di 1 MW, al di sotto della quale vale il regime della tariffa incentivante onnicomprensiva, e al di sopra della quale vale attualmente il regime dei certificati verdi.

3.2. La tecnologia

Un impianto idroelettrico, a prescindere dalla potenza installata, è composto da una serie di elementi che consentono una trasformazione efficiente dell'energia potenziale

contenuta nell'acqua in energia elettrica. I due parametri fondamentali dai quali partire per definire un impianto idroelettrico sono:

- il salto (o prevalenza), definito come differenza di quota tra il punto in cui l'acqua viene prelevata ed il punto in cui viene turbinata. Il salto in particolare determina il numero di giri della turbina in funzione.

- la portata, ossia il volume di acqua in ingresso nella turbina. Dato il numero di giri definito dal salto, la portata determina la sezione dell'ugello, quindi la dimensione della turbina e la potenza nominale. Mentre il salto è definito e fisso (a meno di minime variazioni dovute all'abbondanza o meno di acqua che potrebbe innalzare o abbassare il livello del corso), la portata, negli impianti ad acqua fluente, è un parametro variabile a seconda della stagionalità e delle condizioni di piovosità.

È possibile distinguere gli impianti idroelettrici a seconda della loro tipologia.

Gli impianti 'a bacino' (o 'a serbatoio') sono quelli più comuni per la produzione di grandi potenze, superiori ai 10 MW. Presentano un forte impatto ambientale a causa delle rilevanti opere ingegneristiche necessarie (sbarramenti o dighe) e alla dimensione degli invasi. Questo tipo di impianto è svincolato dal regime del singolo corso idrico, poiché sfrutta l'acqua dei bacini permettendo di regolare il flusso, e quindi la produzione elettrica. A seconda del fabbisogno è possibile azionare l'impianto o modificare il flusso in pochi minuti; per questa motivazione, vengono considerati dei serbatoi di energia utili a coprire il carico dei periodi di maggior richiesta.

Gli impianti 'a pompaggio' sono caratterizzati dalla presenza di un bacino di accumulazione inferiore ed uno superiore. Nelle ore notturne, sfruttando il basso costo dell'energia, l'acqua a valle viene pompata nel bacino superiore e successivamente riutilizzata per la produzione di energia, che verrà venduta nelle ore diurne di picco, caratterizzate da una maggior domanda e quindi da un prezzo più elevato dell'energia, il che consente un guadagno economico di arbitraggio.

Gli impianti 'ad acqua fluente', a differenza dei precedenti, non presentano alcuna possibilità di accumulo e di regolazione dei flussi: di conseguenza l'impatto ambientale è di solito limitato. Le turbine delle centrali ad acqua fluente sono azionate di solito dall'acqua di un fiume. Normalmente il dislivello del salto utile è minimo se paragonato a quello delle centrali ad accumulazione. La produzione di elettricità dipende dalla portata sfruttabile del

fiume che per definizione è variabile nel corso dell'anno, determinando dunque una variazione della produzione su base stagionale.

Infine gli impianti 'in condotta idrica' sono realizzati all'interno di impianti artificiali, come ad esempio acquedotti o canali di derivazione o flussi di scarico di complessi industriali o di depurazione.

La Figura 1 descrive la struttura tipica di una centrale mini-idroelettrica, in una zona montana. La Figura 2 invece descrive la struttura tipica per una zona pianeggiante.

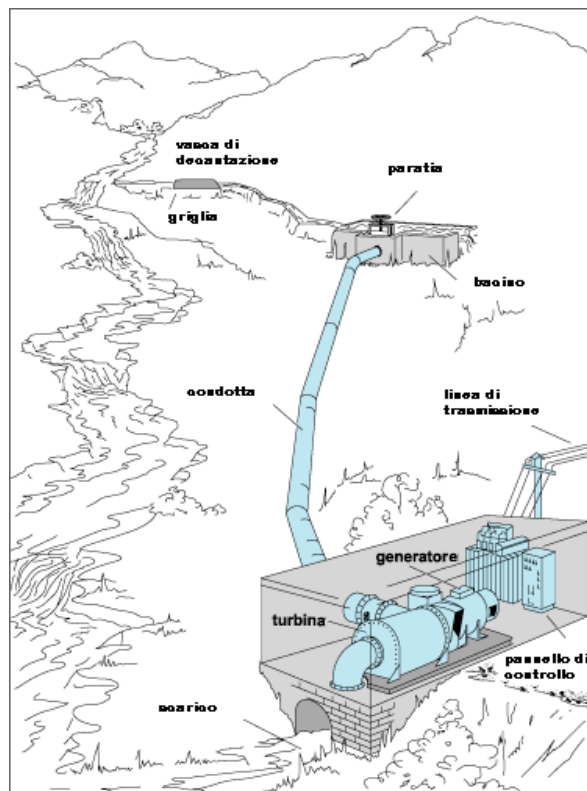


Figura 1. Schema di una centrale 'mini-idroelettrica' localizzata in zone montuose.

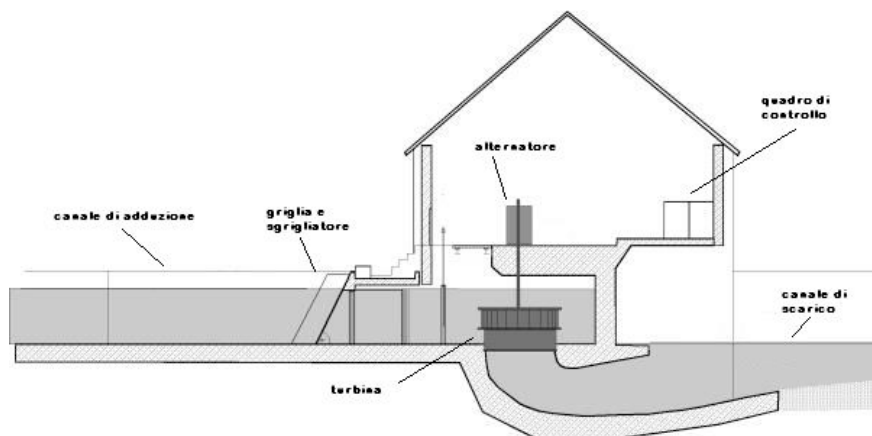


Figura 2. Schema di una centrale 'mini-idroelettrica' localizzata in zone pianeggianti.

La progettazione di un impianto idroelettrico di piccola taglia si divide sostanzialmente in tre attività: l'ingegnerizzazione delle opere civili, la progettazione della componente elettromeccanica, la costruzione delle linee di allacciamento alla rete.

Nei corsi d'acqua naturali, per condurre in modo efficiente il flusso, quest'ultimo viene deviato lateralmente, intercettato attraverso le opere di presa e convogliato attraverso griglie atte ad impedire l'ingresso di materiale diverso dall'acqua, fino a giungere alla turbine attraverso condotte forzate. L'energia posseduta dal flusso viene trasmessa alle pale della turbina provocando la rotazione dell'albero girante. Quest'ultimo è collegato ad un generatore elettrico che sfrutta questo moto rotatorio per la produzione di elettricità. A volte, specialmente per i piccoli impianti, fra turbina e generatore può essere previsto un moltiplicatore di giri. Un trasformatore innalza la tensione in uscita dal generatore al livello della linea elettrica, che si collega alla rete attraverso quadri elettrici che curano la fasatura della tensione. Sistemi di comando e telecontrollo permettono la gestione dell'impianto anche in remoto, eliminando la necessità della presenza di personale, che potrà provvedere saltuariamente alla pulizia e alla manutenzione ordinaria.

L'acqua turbinata per via delle opere di restituzione viene rilasciata nel letto del fiume. Particolari accorgimenti devono essere rispettati per consentire comunque il passaggio dei pesci (ad esempio canali secondari a salti intermedi) piuttosto che per mantenere nel corso d'acqua un volume minimo di portata necessario per la sopravvivenza della flora e della fauna locale (il cosiddetto 'deflusso minimo vitale').

La potenza elettrica teorica ottenibile dal gruppo di produzione turbina-generatore è espressa dalla seguente relazione:

$$P = r \times 9,81 \times Q \times H$$

dove:

P = potenza espressa in kW

r = rendimento del gruppo di produzione turbina-generatore (in genere per i piccoli impianti varia a seconda della tipologia di macchina e dell'alternatore, delle caratteristiche dell'impianto rispetto a perdite di carico e della variabilità delle curve di portata, fra 50% e 85%)

Q = portata dell'acqua espressa in metri cubi al secondo

H = salto motore netto (prevalenza) espresso in metri

Una importante differenza fra il mini-idroelettrico e le altre energie rinnovabili è la specificità di ogni tipologia di impianto rispetto alle suddette caratteristiche. Infatti, esistono diverse tipologie di turbine, adatte per combinazioni differenti di portata e prevalenza.

Le turbine di tipo Pelton sono caratterizzate da pale a forma di cucchiaio e sono adatte soprattutto per impianti con salti dell'acqua rilevanti. Le turbine di tipo Turgo sono simili alle Pelton, ma di più economica realizzazione. Le turbine Cross-flow (dette anche Banki-Michell) possiedono pale disposte radialmente, simile a quelle utilizzate nei mulini.

Le turbine Kaplan sono simili a delle eliche, con pale che possono essere orientate in funzione del flusso disponibile, per mantenere l'efficienza costante. Le turbine Francis sono caratterizzate da un flusso centripeto: l'acqua raggiunge la girante tramite un condotto a chiocciola che la lambisce interamente, poi viene indirizzata sulle pale della girante; anch'esse possono essere regolate.

Le turbine 'Very Low Head' (VLH) sono turbine ad elica pensate appositamente per salti d'acqua contenuti, con ingombri molto contenuti e facilmente spostabili.

Hanno trovato applicazione nel mini-idroelettrico anche le coclee (vite di Archimede), che hanno il vantaggio di essere molto robuste, offrono buoni rendimenti anche con piccoli salti e creano meno problemi alla fauna ittica.

Infine anche i tradizionali rotor, tipici dei mulini, hanno trovato un loro spazio di applicazione, sebbene il rendimento di queste macchine non sia certo paragonabile a quello delle turbine tradizionali.

Esistono poi molteplici varianti di tecnologie, sviluppare appositamente per gli impianti di piccola dimensione, fino ad arrivare a prodotti di tipo 'artigianale' pensati per i pico-impianti ad esempio nei rifugi alpini o per l'autoconsumo nelle zone rurali.

La Figura 3 riporta una mappa che individua, in funzione delle diverse condizioni di prevalenza e di portata, le condizioni ottimali di utilizzo per le diverse tipologie di impianti citati. Si noti che esiste un limite fisiologico alla possibilità di sfruttamento, ovvero in corrispondenza di portate inferiori a 0,1 metri cubi al secondo, e di salti inferiori a circa 2 metri. Sotto questa soglia la convenienza economica di sfruttamento idroelettrico è difficile da raggiungere. La scommessa è quindi quella di individuare soluzioni caratterizzate da

costi molto contenuti, che possano rendere interessante anche lo sfruttamento di condizioni limite.

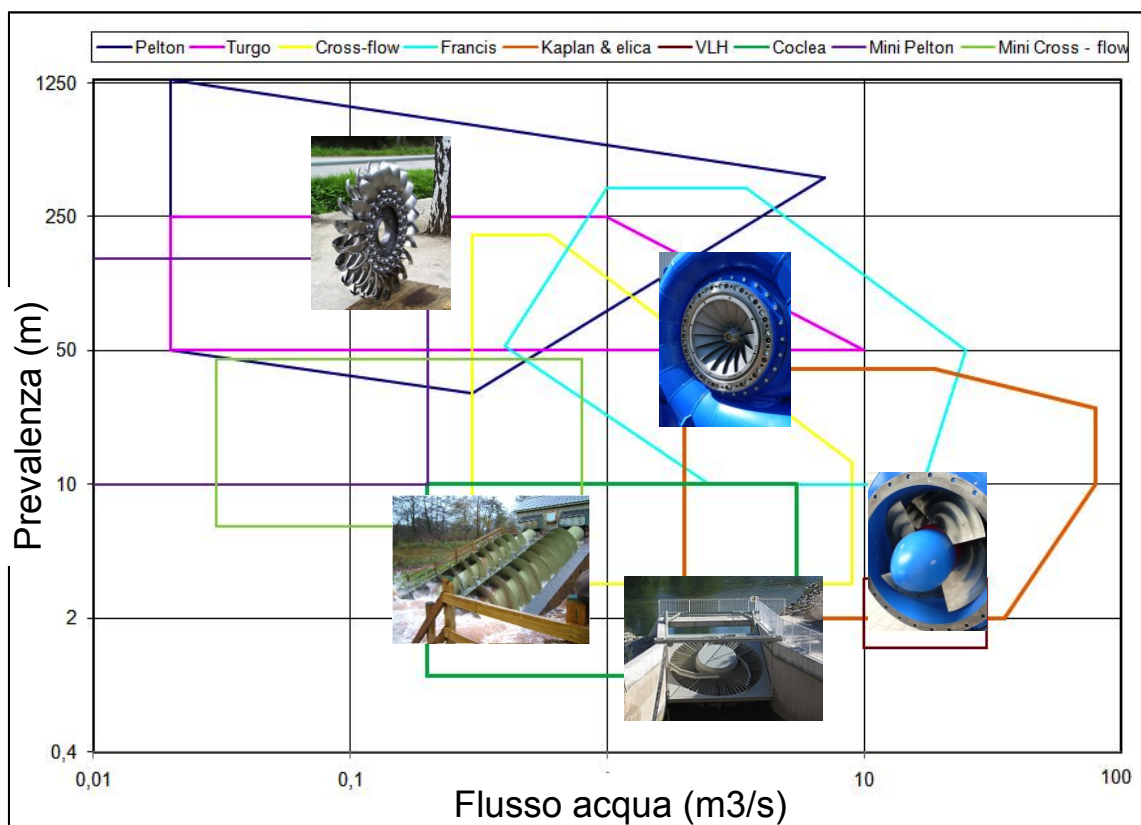


Figura 3. Combinazioni ottimali di applicazione delle tecnologie per il mini-idroelettrico, in funzione di prevalenza e portata d'acqua.

3.3. Il confronto con le altre rinnovabili

Il mini-idroelettrico, oltre a sfruttare una tecnologia matura e collaudata, presenta degli indiscutibili vantaggi sia nei confronti degli impianti di grossa taglia, sia rispetto alle altre fonti rinnovabili.

In primo luogo gli investimenti per la realizzazione sono abbastanza contenuti: la realizzazione di un piccolo impianto generalmente avviene su acqua fluente che non

richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe). Questo permette un veloce ritorno economico dell'investimento, che in genere varia fra i tre e i sette anni, a seconda delle condizioni di portata dell'acqua. Inoltre gli impianti *mini-hydro* sono meno invasivi dal punto di vista ambientale, e addirittura in alcuni casi non generano effetti sull'ecosistema (si pensi agli impianti installati negli acquedotti o nei canali reflui). I costi di gestione e manutenzione sono particolarmente contenuti, grazie alla possibilità del tele-controllo a distanza e all'automazione.

Rispetto alle altre fonti rinnovabili, che forse hanno goduto negli ultimi anni di una maggiore visibilità (come il fotovoltaico e l'eolico) il mini-idroelettrico può vantare una migliore sostenibilità, maggiore disponibilità e quindi minori costi sia per l'installazione sia per la produzione di energia, così come descritto dalle stime fatte dal Dipartimento di Energia del Politecnico di Milano e riportate nella Tabella 1.

Tipologia di fonte	Indice EROEI	Disponibilità annua (ore/anno)	Costo di installazione (€/kW)	Costo di produzione dell'energia (€cent/kWh)
Mini-idroelettrico	30-270	4.000-7.000	1.000-3.000	6-29
Fotovoltaico (silicio)	3-9	1.000-1.400	3.000-6.500	20-57
Eolico	5-80	1.500-1.800	1.200-4.500	7-29
Biomasse (solide)	3-5	6.000-8.000	2.800-7.500	11-27
Geotermico	2-13	6.000-8.000	1.600-6.300	3-9

Tabella 1 – Confronto fra il mini-idroelettrico e altre fonti rinnovabili. Fonte: Politecnico di Milano (2011)

Dal punto di vista della sostenibilità, date le tecnologie attuali, il mini-idroelettrico è certamente più 'green' rispetto alle altre rinnovabili. L'indice EROEI (*Energy Returned on Energy Invested*) è il rapporto tra l'energia necessaria a produrre e smantellare un

determinato impianto e l'energia prodotta da quest'ultimo nell'arco della sua vita utile e quindi indica la convenienza di un sistema per la produzione di energia dal punto di vista del bilancio di energia. Più questo indicatore è elevato, migliore è il contributo che la relativa fonte di energia fornisce alla sostenibilità ambientale.

Per quanto riguarda la disponibilità annua, riferendoci all'Italia, un impianto mini-hydro potenzialmente funziona per gran parte dell'anno (evitando solo i periodi di gelo nelle zone montane e i periodi di particolare siccità, nonché le ore necessarie per la manutenzione e pulizia dell'impianto) mentre fotovoltaico ed eolico sono vincolati alla presenza rispettivamente di luce e di vento.

Anche per quanto riguarda i costi di installazione, a tecnologie attuali, l'idroelettrico si rivela molto competitivo, soprattutto rispetto al fotovoltaico e alle biomasse. Infine per quanto riguarda i costi di esercizio solo il geotermico è più competitivo rispetto al mini-idroelettrico. Vi è poi da ricordare che un impianto mini-hydro, se ben mantenuto, può durare parecchi decenni, mentre altri tipi di impianti (soprattutto il fotovoltaico) sono soggetti ad un certo decadimento del rendimento e dopo alcuni anni devono essere completamente sostituiti, con l'aggravio delle spese di smaltimento.

3.4. La normativa in Italia

Il contesto normativo italiano nel quale si colloca il mini idroelettrico è piuttosto frammentato e come tale complesso. Esso cambia infatti da regione a regione per quanto riguarda la compatibilità delle opere con il rispetto dell'ambiente, le concessioni per l'uso dell'acqua, l'allacciamento alla rete e l'ottenimento delle autorizzazioni per la realizzazione di un'attività produttiva.

Il riferimento legislativo all'utilizzo delle acque in Italia è la direttiva 2000/60/CE (Direttiva Quadro sulle Acque – DQA) che delinea un quadro per la protezione delle acque superficiali interne, delle acque di transizione, delle acque costiere e sotterranee attraverso la riduzione alla fonte dell'inquinamento e l'ottimizzazione degli usi. La Direttiva sottolinea soprattutto la necessità di gestire questa risorsa attraverso una pianificazione a

livello di bacino idrografico, secondo un'ottica ecologica che consideri il ciclo delle acque e non i confini amministrativi di province, regioni o stati.

L'ottenimento della concessione di derivazione d'acqua pubblica ad uso idroelettrico costituisce il fattore più critico e talvolta limitante nell'avviamento di una centrale mini idroelettrica. Un punto di svolta fondamentale è stato l'art. 12 del DLgs 387, volto a semplificare e velocizzare le procedure di ottenimento delle concessioni, attraverso l'autorizzazione unica (volta a ridurre i tempi necessari attraverso una riduzione della frammentazione della procedura) e con la creazione della 'conferenza dei servizi' (con l'intento di riunire in un'unica controparte le amministrazioni interessate). Ciononostante i tempi necessari al suo ottenimento nella realtà sono molto lunghi (nell'ordine dei 3-4 anni, con casi non rari in cui ce ne sono voluti molti di più) e non è possibile stabilire con che probabilità la concessione verrà effettivamente rilasciata. L'acqua infatti rappresenta un bene pubblico particolare, come testimonia l'attenzione dell'opinione pubblica dimostrata anche nell'esito dei referendum popolari del 2011.

La concessione ha durata trentennale con la possibilità di rinnovo a scadenza. La normativa in materia classifica le deviazioni in base alla loro potenza nominale, distinguendo tra: (i) piccole derivazioni, con potenza nominale minore di 3 MW, la cui autorizzazione viene rilasciata dalle Province (ii) grandi derivazioni, con potenza nominale maggiore di 3 MW, la cui competenza è invece in capo alle Regioni.

Per ottenere la concessione è necessario presentare diversi documenti che descrivono tutte le principali caratteristiche del bacino e del progetto, tra cui: relazioni idrauliche, elaborati grafici e relazioni tecniche del progetto, garanzie finanziarie ed economiche per l'attuazione del progetto, documento di valutazione di incidenza (nel caso di realizzazioni in zone SIC o ZPS1 soggette a vincoli ambientali particolari), richiesta di esclusione della procedura di VIA (solo se in possesso dei requisiti richiesti). Infatti gli impianti mini-hydro hanno un impatto ambientale piuttosto limitato, e per questo motivo è sufficiente il più delle volte ottenere la Verifica di Assoggettabilità, senza dover ricorrere alla Valutazione Impatto Ambientale.

Particolare attenzione va dedicata alla normativa sul cosiddetto "Deflusso Minimo Vitale" (DMV): esso riguarda la quantità d'acqua che non può essere sfruttata per la produzione di energia, essendo la quantità minima per garantire una sopravvivenza del fiume, degli

animali la cui vita dipende dal corso d'acqua in questione, e delle altre attività umane che ad esso si appoggiano (turismo, pesca, ecc..) e che viene determinata caso per caso valutando le condizioni ambientali.

3.5. Gli incentivi per il mini-idroelettrico

Nell'ambito della normativa generale valida per tutte le fonti di energia rinnovabile e introdotta dalla delibera CIP6 del 1992, che introduce i 'prezzi minimi garantiti' per il ritiro dell'energia dalla rete nazionale italiana, dal 2005 il mini-idroelettrico in Italia gode della possibilità di accedere ad una tariffa unica onnicomprensiva per gli impianti che hanno potenza inferiore a 1 MW, pari a 0,22 €/kWh. Tale tariffa deve essere intesa come comprensiva di tutte le forme di incentivazioni possibili. L'incentivazione prevista per gli impianti che hanno potenza superiore a tale soglia è invece quella prevista dai "certificati verdi" introdotti con il Decreto Legge n.79 del 1999 (meglio conosciuto come "Decreto Bersani") il cui ritiro è stato finora garantito dallo Stato.

La Legge Finanziaria del 2008 ha fissato il termine per l'accesso alla tariffa onnicomprensiva in 15 anni. Si tratta di un'agevolazione significativa, che ha spinto nel 2009 e nel 2010 numerosi soggetti a richiedere nuove concessioni (molto spesso con competizioni aspre sugli stessi siti fra concorrenti diversi) e a far crescere la valutazione degli impianti esistenti sul mercato. Un rapido calcolo può risultare efficiente. Un impianto con potenza poco inferiore a 1 MW e disponibile per l'80% delle ore annue genererebbe ricavi lordi da cessione di energia alla rete per circa 1,5 milioni € all'anno, assicurando un tempo di ripagamento dell'investimento iniziale sull'ordine dei pochissimi anni.

Il Decreto Legge n. 28 del 2011 ha introdotto alcune novità sul meccanismo degli incentivi, prospettando una revisione delle tariffe per gli impianti di piccola taglia, e il superamento progressivo del meccanismo dei 'certificati verdi', definitivo dal 2016. Saranno introdotte infatti (per gli impianti sopra i 5 MW di potenza) delle procedure ad asta per l'assegnazione degli incentivi.

La pubblicazione delle nuove tariffe, che dovrebbero riguardare gli impianti che diventeranno operativi dal 1/1/2013, è attesa per l'autunno 2011. Le aspettative sono

relative all'introduzione di tariffe differenziate per fascia di potenza, per tenere conto dei costi medi di gestione decrescenti, all'aumentare della potenza erogata. È probabile che vengano modificati anche il periodo di erogazione degli incentivi, e le norme relative ai rifacimenti parziali e totali degli impianti.

Per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW che entreranno in funzione entro il 31/12/2012 dovrebbero valere le tariffe oggi in vigore.

3.6. Lo stato dell'arte in Italia

In Italia al 1/1/2010 risultavano connessi alla rete nazionale 2.249 impianti idroelettrici, di cui il 13% con potenza superiore a 10 MW, il 30% compresi fra 1 e 10 MW e il 57% sotto 1 MW. In realtà se guardiamo alla potenza installata, ben l'85% è relativo ai 297 impianti di grande taglia, mentre gli impianti mini-hydro contribuiscono solo per il 3% della potenza installata.

La distribuzione sul territorio è, senza sorpresa, non omogenea. Più di due terzi degli impianti infatti sono localizzati in cinque province: Bolzano, Trento, Sondrio, Verbano-Cusio-Ossola, Aosta.

Il rapporto di Legambiente (2011) indica che i comuni italiani in cui è installato almeno un impianto idroelettrico inferiore ai 3 MW sono 946. In 155 di questi, la produzione del mini-idroelettrico riesce a soddisfare il fabbisogno energetico di più della metà della popolazione residente.

I dati provvisori raccolti dal Politecnico di Milano indicano che ad oggi è stata superata la soglia dei 2.500 impianti attivi, di cui quasi 1.500 con potenza inferiore a 1 MW.

Categoria	Numero di impianti	Potenza totale installata (MW)	Dimensione media (MW)
Potenza superiore a 10 MW	297 (13%)	15.066,30 (85%)	50,73
Potenza compresa fra 1 e 10 MW	682 (30%)	2.189,60 (12%)	3,21
Potenza minore di 1 MW	1.270 (57%)	465,60 (3%)	0,37
Totale	2.249 (100%)	17.721,50 (100%)	7,88

Tabella 2 – Impianti idroelettrici autorizzati in Italia, al 1/1/2010. Fonte: GSE (2010).

La Tabella 3 ci dà un'idea dell'evoluzione temporale del numero di impianti entrati in funzione dal 2004 ad oggi. Mentre le opportunità per gli impianti di grande dimensione sono sostanzialmente esaurite (l'incremento netto negli ultimi cinque anni considerati è stato solo di 3 unità, con un incremento assoluto dell'1 per cento), si nota che gli impianti 'small hydro' (da 1 a 10 MW) sono cresciuti di 100 unità (+17%) mentre quelli 'mini hydro' addirittura di 125 unità (+11%), con un incremento significativo a partire dal 2008, con l'entrata in vigore della tariffa onnicomprensiva. Il loro contributo alla potenza totale disponibile è quindi limitato, ma è in questo ambito che si registrano dunque le maggiori potenzialità e opportunità di ulteriore crescita.

Fascia di potenza	Anno							Incremento to % annuale
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Incremento 2009 vs. 2004	
Maggiore di 10 MW	294	293	294	293	296	297	3	+1,02%
1 - 10 MW ('small')	582	598	613	641	665	682	100	+17,18%
Minore di 1 MW (‘mini’)	1.145	1.164	1.186	1.194	1.223	1.270	125	+10,92%
Totale	2.021	2.055	2.093	2.128	2.184	2.249	228	+11,28%

Tabella 3 - Evoluzione del numero di impianti in Italia dal 2004 al 2009 per fascia di potenza. Fonte: GSE (2010).

L'Italia è fra i principali produttori di energia idroelettrica in Europa, non solo per gli impianti di grande taglia, ma anche per gli impianti di piccola taglia. La Figura 4.a evidenzia che il nostro paese è il primo in Europa per produzione di energia da impianti idroelettrici con potenza inferiore a 10 MW, di fronte a Francia e Germania, mentre la Figura 4.b (che riporta la produzione di energia in GWh solo per gli impianti sotto 1 MW) ci vede al secondo posto dietro la Germania. Si può intuire quindi che vi siano ulteriori spazi di sviluppo per questa tipologia di impianti.

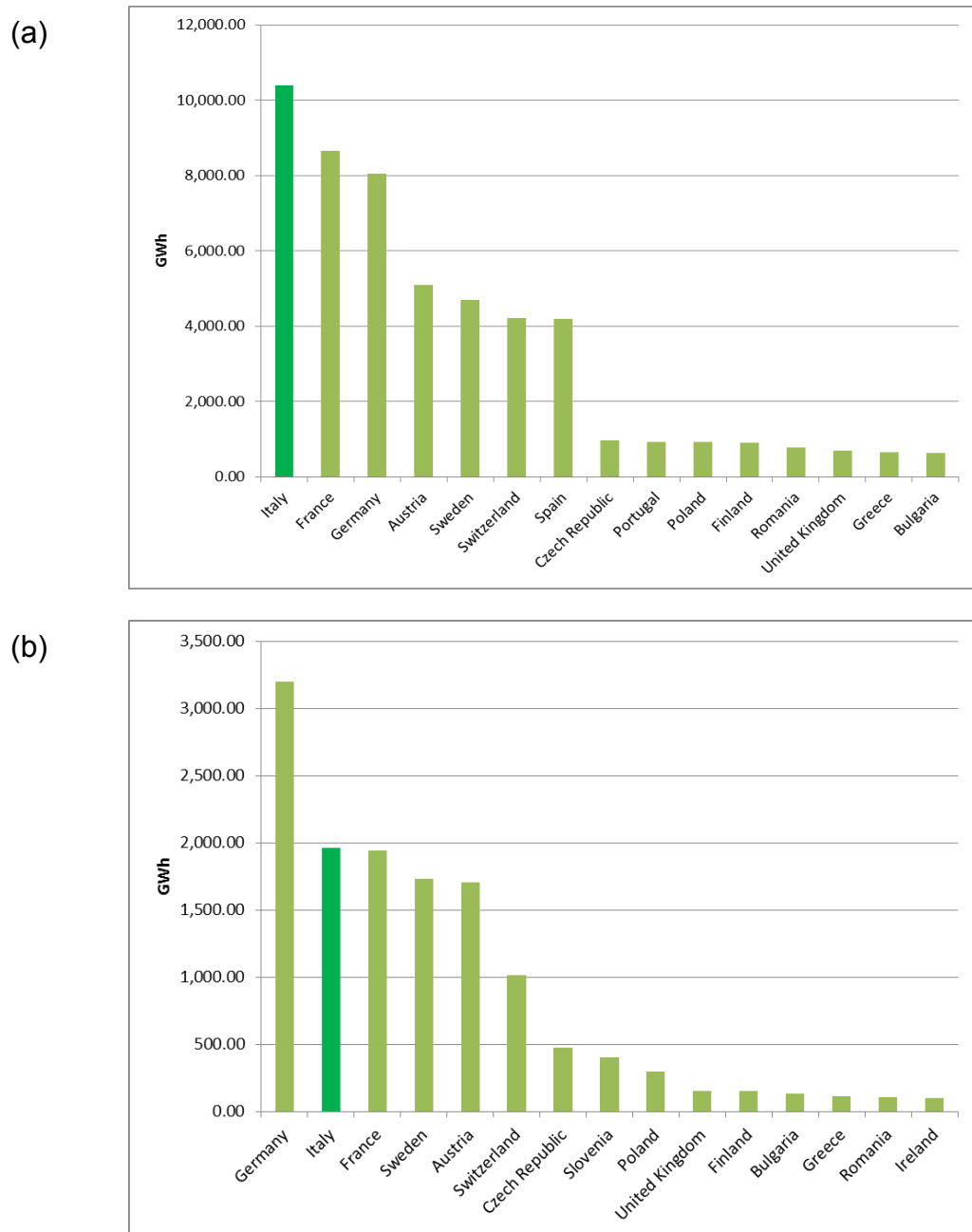


Figura 4 - Energia idroelettrica prodotta in Europa nel 2009 da impianti con potenza inferiore a 10 (a) e 1 MW (b). Dati in GWh. Fonte: ESHA (2011).

La Figura 5 confronta la dimensione media degli impianti 'small' (a) e quella degli impianti 'mini' (b) nei cinque paesi più significativi per l'idroelettrico in Europa: Italia, Germania,

Francia, Svezia e Austria. Il dato interessante è che per gli impianti 'small' l'Italia è molto vicina alla media, mentre per gli impianti 'mini' siamo su valori significativamente sopra la media. Addirittura in Germania la taglia media è inferiore a 100 kW. Appare quindi la presenza di spazi significativi per una ulteriore espansione del mini-idroelettrico in Italia, soprattutto per le piccolissime taglie. Ciò non darebbe un contributo significativo al bilancio energetico nazionale, ma andrebbe certamente nella direzione della 'generazione distribuita' da molti auspicata.

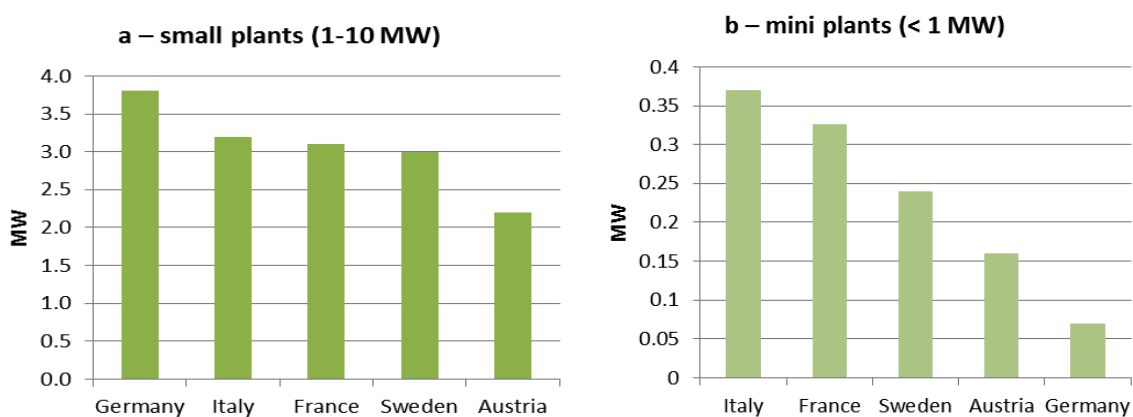


Figura 5 - Potenza media degli impianti 'small' (a) e 'mini' hydro (b) in Europa. Confronto fra Italia, Francia, Svezia, Germania e Austria. Dati in MW. Fonte: ESHA (2011)

3.7. La funzione di costo

Le voci di costo da considerare per un progetto nel mini-idroelettrico sono sostanzialmente suddivise fra costi di investimento iniziale e costi di gestione.

Per quanto riguarda l'investimento iniziale, abbiamo:

- 1) la progettazione e i costi autorizzativi;
- 2) le opere civili ed idrauliche;
- 3) l'equipaggiamento elettromeccanico;
- 4) l'allacciamento alla rete.

Le voci più importanti sono sicuramente l'acquisto degli impianti elettromeccanici e le opere civili e idrauliche. Ciascuna di esse incide mediamente per il 40% del valore dell'investimento.

Per quanto riguarda invece le spese di gestione, la voce più rilevante è certamente la manutenzione (spesso affidata in *service* a ditte specializzate), seguita dai canoni periodici da corrispondere agli enti pubblici (e le eventuali royalty nel caso di accordi con amministrazioni locali per le compensazioni ambientali). L'automazione del controllo è certamente un fattore che contribuisce alla riduzione dei costi di gestione.

La Figura 6 riporta una stima dei costi medi di gestione (in euro per megawattora) in funzione della produzione annuale, effettuata dall'associazione FEDERPERN (per impianti con alto salto e basso salto) messi a confronto con quelli stimati dall'associazione APER, con la tariffa onnicomprensiva (220 euro al megawattora) e con le tariffe minime garantite stabilite dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). I costi comprendono anche l'ammortamento degli impianti.

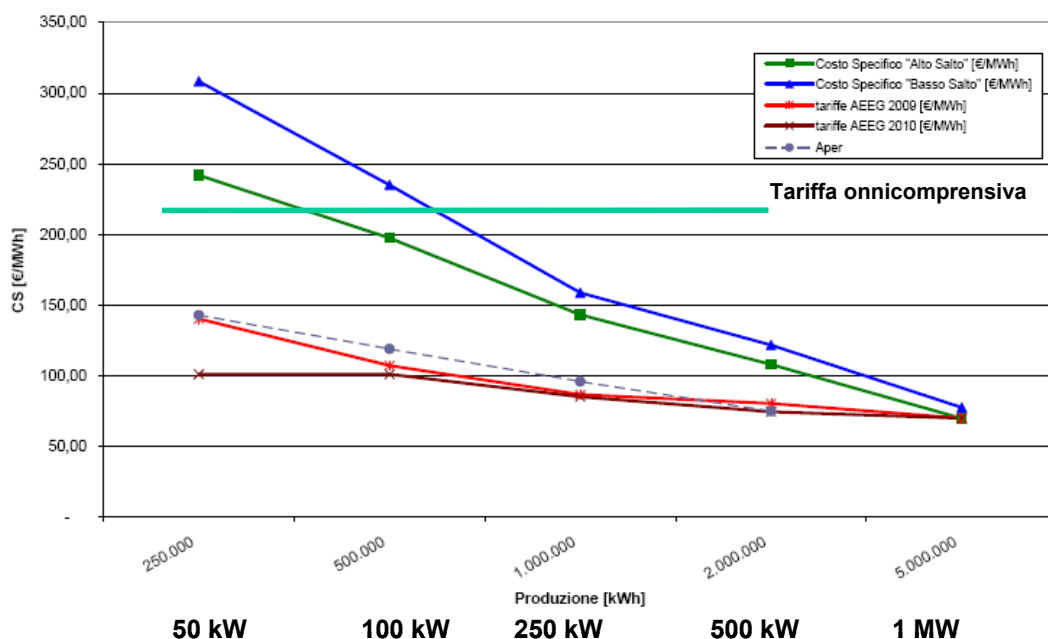


Figura 6 – Stima della funzione di costo per gli impianti mini-idroelettrici.

Fonte: FEDERPERN (2011).

Gli impianti ad alto salto (ovvero con prevalenza maggiore di 80 metri) utilizzano tipicamente turbine Pelton, che risultano meno costose.

Si può notare come la presenza di economie di scala renda la tariffa onnicomprensiva del tutto vantaggiosa per gli impianti di maggiore dimensione, mentre i costi medi risultano più elevati per gli impianti di piccola dimensione.

3.8. La filiera produttiva

La filiera industriale del mini-idroelettrico può essere descritta in due comparti principali, e in una serie di servizi ancillari, come riportato in Figura 7.

I gestori degli impianti nel mondo dell'idroelettrico sono molto frammentati (al 1/1/2011 esistevano 982 soggetti accreditati in Italia presso il GSE per l'accesso agli incentivi pubblici) possono essere distinti in quattro categorie. La prima è rappresentata da utilities che svolgono come attività principale la produzione e l'immissione di energia nella rete. Essi gestiscono più che altro impianti di maggiore dimensione, ed hanno portafogli generalmente diversificati in fonti di energie alternative. Abbiamo poi gli investitori privati, che tendono invece ad essere specializzati sul mini-idroelettrico, e ricercano soprattutto una remunerazione a basso rischio del capitale investito. La terza categoria è rappresentata da enti locali e consorzi a controllo pubblico, i quali sfruttano il controllo del territorio e della risorsa acqua attraverso acquedotti e canali di irrigazione per ottenere una fonte aggiuntiva di reddito, che però non rappresenta l'attività principale di riferimento. Per questo motivo spesso si avvalgono della *partnership* di privati specializzati o di utilities. Infine abbiamo soggetti quali imprese, micro-imprese (rifugi, agriturismi) o consorzi di utenti che sfruttano l'idroelettrico essenzialmente per l'autoconsumo, con l'obiettivo di ridurre i costi energetici.

Il supporto alla gestione e manutenzione (*service*) viene generalmente svolto o dai gestori stessi in economia, o attraverso appalti pluriennali a ditte specializzate.

Per quanto riguarda i servizi ancillari, la progettazione è in capo a studi di tecnici specifici, che si occupano sia della progettazione di massima dell'impianto, sia della valutazione

tecnico-economica, ma soprattutto degli studi geologici ed idrici che servono per asseverare l'affidabilità dell'impianto, l'impatto ambientale, la producibilità annuale teorica. Abbiamo poi i fornitori della parte meccanica e della parte elettrica, che generalmente offrono soluzioni 'turn-key' avvalendosi a loro volta di una rete di subfornitori per le singole componenti (turbine, giranti, eventuali moltiplicatori di giri, alternatori e trasformatori, quadri elettrici, sistemi per il telecontrollo). Si tratta di un settore abbastanza concentrato, sia in Italia sia all'estero, perché le competenze necessarie per realizzare un impianto di qualità sono molto specifiche, e occorre avere una certa esperienza soprattutto per quanto riguarda la stima del rendimento della turbina, che viene stimato sulla base di dati storici, o di simulazioni di fluidodinamica, o in laboratorio con modellini.

Discorso a parte per le opere civili e idrauliche, perché in genere vengono appaltate a ditte locali.

Il grado di integrazione lungo la filiera industriale è in aumento, perché diverse imprese, storicamente attive in uno di questi comparti, stanno conducendo acquisizioni per occupare spazi sia a valle (gestendo in proprio impianti, anche magari all'estero dove ci sono maggiori opportunità di sviluppo) sia a monte (assicurandosi la fornitura delle componenti elettriche-meccaniche).

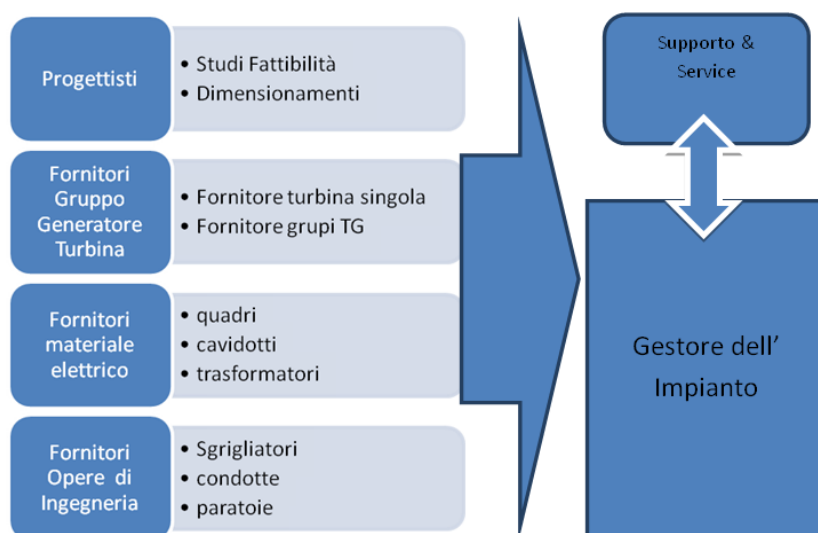


Figura 7 - La filiera industriale del mini-idroelettrico

L'indagine condotta dal Politecnico di Milano – Polo Territoriale di Lecco sotto l'egida della Fondazione Tronchetti-Provera ha consentito di intervistare i più importanti *player* esistenti sul mercato italiano nell'area di business della costruzione di impianti, e di segmentare il mercato secondo due dimensioni: il mercato servito (distinguendo fra mercato nazionale, europeo e mondiale) e la tipologia degli impianti (di grande, media o piccola taglia). Ne è uscito un quadro non esaltante per l'industria italiana, e soprattutto lombarda, che nel passato poteva vantare eccellenze nel settore dell'idroelettrico ormai dismesse o assorbite da gruppi internazionali, ma che ha saputo parzialmente recuperare grazie all'attivismo di imprenditori con competenze distintive in campi correlati (spesso impiantistica, elettricità o cantieristica civile) che hanno saputo cogliere per tempo le opportunità del mini-hydro.

I tre colossi industriali a livello globale, leader di mercato negli impianti di grande dimensione, sono Andritz VA TECH, Voith-Siemens e Alstom.

Le società di maggiore rilievo nazionale, che hanno acquisito anche alcuni spazi fuori dai confini, sono: Franco Tosi (oggi acquistata dal gruppo indiano Gammon), la storica De Pretto di Schio (oggi nel gruppo MAN-Sulzer), STE Energy, Zeco, la Cover di Verbania (la cui divisione mini-hydro è stata acquisita con un investimento di maggioranza dal fondo di *private equity* Palladio Finanziaria). In Piemonte una buona fetta di mercato è appannaggio della cuneese Scotta (che ha investito direttamente in numerosi impianti gestiti, anche all'estero, e ha stretto un accordo strategico per la progettazione con il centro di ricerca Turbo Institut di Lubiana) e dalla IREM per gli impianti di più piccola dimensione, anche 'portatili'. Il Trentino Alto-Adige può vantare centri di rilievo come la Troyer di Vipiteno e la Tamanini. In Lombardia si segnala Camuna Installazioni, di Pisogne, che si è velocemente integrata dalla progettazione delle condotte alla fornitura 'chiavi in mano' investendo direttamente anche in Albania.













	Mercato Nazionale	Mercato Europeo	Mercato Globale
Impianti medio grandi			  
Impianti medio piccoli	  	     	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> Produzione da paesi a basso costo </div>
Piccoli impianti	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; text-align: center;"> Produttori artigiani </div>		

Figura 8 - Matrice competitiva nel business della fornitura di impianti mini-idroelettrici

Negli ultimi tempi si è registrato anche l'ingresso sul mercato italiano di produttori provenienti da paesi a basso costo di manodopera, come la Cina, attraverso rappresentanti e importatori locali. I risultati però non sono sempre stati soddisfacenti a fronte del vantaggio sui prezzi, in particolare rispetto alla qualità e affidabilità delle componenti meccaniche.

Infine, vi è sul territorio nazionale una moltitudine di micro-imprese specializzate nella fornitura di impianti 'standardizzati' di piccola dimensione, anche di tipo portatile.

3.9. Le potenzialità per il futuro

Sono diverse le ricerche che hanno provato a stimare il potenziale futuro del mini-idroelettrico in Italia. Il Piano nazionale per le energie rinnovabili del Ministero per lo Sviluppo Economico pubblicato nel 2010 indica l'obiettivo di nuove installazioni per circa 581 MW nei prossimi anni.

La European Small Hydro Association (ESHA, 2010) stima per l'Italia una potenzialità ben superiore, 2.500 MW. L'APER (associazione dei produttori di energia da fonte rinnovabile) indica una potenzialità fra 1.500 e 2.000 MW mentre FEDERPERN (che raggruppa quasi esclusivamente gestori di impianti mini-idroelettrici) indica un range compreso fra 1.500 e 3.300 MW.

In realtà si tratta di stime che riguardano il potenziale teorico, ma nel concreto tutti riconoscono che si tratta di traguardi non facilmente raggiungibili, soprattutto per la complessità degli iter autorizzativi e per la sostanziale moratoria che in alcuni territori è in atto sulle nuove installazioni.

Nell'ambito della ricerca condotta presso il Polo Territoriale di Lecco del Politecnico di Milano e finanziata dalla Fondazione Tronchetti Provera sono state censite sul territorio italiano alla data del 1/7/2011 più di 1.000 richieste di nuove autorizzazioni.

Verosimilmente si stima che il potenziale 'raggiungibile' in 10 anni è quello di aggiungere ulteriori 1.000 MW alla potenza installata. Si tratta di una percentuale trascurabile rispetto alla disponibilità attuale (equivale al 5% in più di produzione dell'energia idroelettrica nazionale, e ad un incremento di meno dell'1% della produzione nazionale da fonti rinnovabili), ma che equivale comunque alla possibilità di evitare emissioni nell'atmosfera di CO₂ per circa 3.700 tonnellate all'anno. Inoltre equivale ad un valore potenziale di nuovi investimenti per circa un miliardo di euro.

Vi sono infatti alcune difficoltà che impediscono un completo sfruttamento delle potenzialità esistenti. In primo luogo l'ostilità delle popolazioni locali, in alcune valli montane, rispetto ad ulteriori sfruttamenti dei corsi d'acqua naturali, anche su piccola scala. Si vuole infatti tutelare il turismo e l'ecosistema ed evitare che in alcuni tratti dei torrenti l'acqua venga sottratta all'ambiente. In secondo luogo la competizione per l'aggiudicazione delle concessioni è spesso molto alta, e non è raro che lo sviluppo di nuove centrali venga ostacolato da ricorsi e contenziosi che ne ritardano la costruzione. Infine, può accadere che vi siano controversie nelle competenze fra privati ed enti locali, che rivendicano un ruolo nel processo decisionale.

Per contro, vi sono alcuni ambiti dove si intravede uno sviluppo agevole di nuove iniziative. Ci si riferisce ad esempio agli acquedotti montani, dove è possibile installare impianti con caratteristiche particolari, che consentono di recuperare energia dove di solito vengono

inserite delle vasche di laminazione per ridurre la forte pressione (che andrebbe a danneggiare le utenze domestiche, ma con una dissipazione di energia che potrebbe essere recuperata). Il gruppo di ricerca del Politecnico di Milano ha individuato decine di amministrazioni comunali ed enti locali che (direttamente o attraverso società multi-servizi, o anche attraverso la concessione in uso ai privati) hanno installato impianti idroelettrici o hanno iniziato l'iter autorizzativo in tal senso. Una forte determinante in questo caso è il vincolo imposto dal patto di stabilità per gli enti locali, con i progressivi ingenti tagli ai trasferimenti statali verso i Comuni, che ha spinto molto Sindaci a ricercare opportunità di introiti alternativi.

Anche in pianura vi sono potenziali interessanti, e solo parzialmente utilizzati. I consorzi agricoli di bonifica e gestione delle acque, federati nell'associazione nazionale ANBI, si stanno attivando con solerzia per promuovere nelle aree di loro competenza il recupero di vecchi mulini e opifici, nonché l'installazione di piccole centraline su canali di derivazione, laddove esistono condizioni di salto vantaggiose. Ad oggi ben 16 consorzi ANBI risultano accreditati al GSE per il ritiro dell'energia idroelettrica prodotta, e la potenza totale installata dei 116 impianti gestiti è pari a circa 50 MW. Il consorzio con il numero più elevato di impianti in funzione è il Consorzio Est-Sesia con sede in Novara.

Molto spesso nell'occasione vengono attrezzati percorsi educativi e museali, integrati con itinerari culturali e gastronomici eco-sostenibili.

La provincia di Cremona ha partecipato ad un progetto finanziato dall'Unione Europea, SMART, per individuare sul territorio siti adatti per impianti idroelettrici.

Un altro ambito di frontiera è lo sfruttamento dei salti d'acqua allo scarico di impianti di depurazione e di trattamento delle acque.

Cruciale per lo sviluppo di nuove installazioni nel mini-idroelettrico in Italia sarà il quadro degli incentivi statali che sarà definito nell'autunno del 2011. Non va poi dimenticato la necessaria riqualificazione degli impianti esistenti, sia di piccola sia di grande dimensione, che dovrà essere fatta per mantenere in efficienza le strutture civili e gli sbarramenti (che in alcuni casi sono oltre-centenari e quindi pongono problemi anche per la sicurezza delle popolazioni residenti). Anche questa sarà l'occasione per un potenziamento e per un efficientamento della produzione, che potrà ulteriormente contribuire all'incremento di produzione di energia rinnovabile.

Discorso a parte per le centrali idroelettriche a ripompaggio (che essenzialmente servono da bacino per l'immagazzinamento dell'energia), su cui sarà necessaria un'indicazione strategica a livello nazionale, in funzione delle macro-politiche che il sistema Paese vorrà intraprendere.

4. L'energia eolica

di Francesco Strassoldo

L'uomo ha imparato ad utilizzare l'energia cinetica del vento dagli inizi della storia. E' sufficiente ricordare la navigazione a vela nelle civiltà antiche, che ha favorito gli scambi commerciali e la scoperta di nuovi territori. L'energia eolica è stata fino ad epoche recenti la principale fonte energetica impiegata per alimentare i mulini a vento destinati alla macina del grano o delle olive e per pompare acqua dai pozzi.

Nelle aree rurali americane a fine '800 erano presenti sul territorio nelle vaste pianure del Midwest più di otto milioni di mulini a vento. Ad inizio novecento negli US furono installate molte turbine a vento che utilizzavano l'energia meccanica per la generazione d'energia elettrica. La realizzazione di reti in grado di distribuire l'energia elettrica sul territorio a grande distanza dai punti di produzione, negli anni '30 e '40 hanno portato ad una progressiva dismissione delle turbine eoliche.

L'interesse per gli impianti eolici è rinato all'inizio degli anni '70 con la prima crisi petrolifera ed ha portato allo sviluppo delle wind farms in Danimarca e negli US, con un continuo trend di crescita esteso anche ad altri Paesi europei, che ha prodotto negli ultimi dieci anni uno sviluppo consistente della potenza installata. Le tecnologie ormai consolidate, insieme all'ampia disponibilità di tale fonte energetica, portano a ritenere che l'energia eolica possa provvedere a soddisfare in futuro buona parte dei fabbisogni di energia elettrica di molti Paesi.

Il vento è un movimento di masse d'aria sulla superficie terrestre generato principalmente da differenze di pressione dell'aria fra due regioni contigue. Le differenze nella pressione atmosferica sono causate da un diverso riscaldamento della superficie terrestre, a causa dell'energia termica prodotta dalla radiazione solare incidente. Quindi l'energia eolica deriva di fatto dall'energia solare. Approssimativamente il 2% della radiazione solare intercettata dalla Terra viene convertita in energia eolica.

L'aria della troposfera, che si estende dal terreno fino a un'altezza di circa 10-15 km (rispettivamente ai poli ed all'equatore), è più calda nelle zone equatoriali rispetto alle zone polari. Il riscaldamento dell'aria provoca la diminuzione della sua densità e genera delle correnti ascensionali che la portano, quasi al limite della troposfera, a diffondersi verso i poli terrestri dove, per effetto del raffreddamento, ridiscende a livello del terreno. Sulla base di questo principio si sviluppa una semplice circolazione d'aria dall'equatore ai poli (ed in senso inverso a quote meno elevate). La rotazione terrestre opera in modo che la direzione dell'aria, al suo avvicinarsi alle zone più calde, venga deviata (forza di Coriolis) assumendo direzioni prevalenti in relazione alla latitudine considerata. Questi venti sono generati da spostamenti di grandi masse di aria risultanti dai fenomeni sopra descritti.

Le caratteristiche morfologiche del territorio e dell'ambiente influiscono sulla direzione e sull'energia resa disponibile dal vento. I venti locali possono essere suddivisi in due principali categorie: i venti costieri on-shore e off-shore ed i venti fra monti e vallate. I primi sono generati lungo le coste dei mari e dei laghi, e presentano una certa regolarità nel corso dell'anno consentendo un approvvigionamento costante di energia eolica. I secondi presentano una prevalenza estiva, quando la radiazione solare è più intensa. Entrambi vengono generati da un diverso riscaldamento della superficie terrestre.

Un esempio di specifiche condizioni morfologiche locali, che influenzano considerevolmente l'intensità e la direzione prevalente del vento, è rappresentato dalla catena appenninica del centro Italia. In questa area, per effetto delle differenti temperature atmosferiche legate ai due bacini del Tirreno e dell'Adriatico si produce una ventosità particolarmente accentuata rispetto alla media del territorio nazionale.

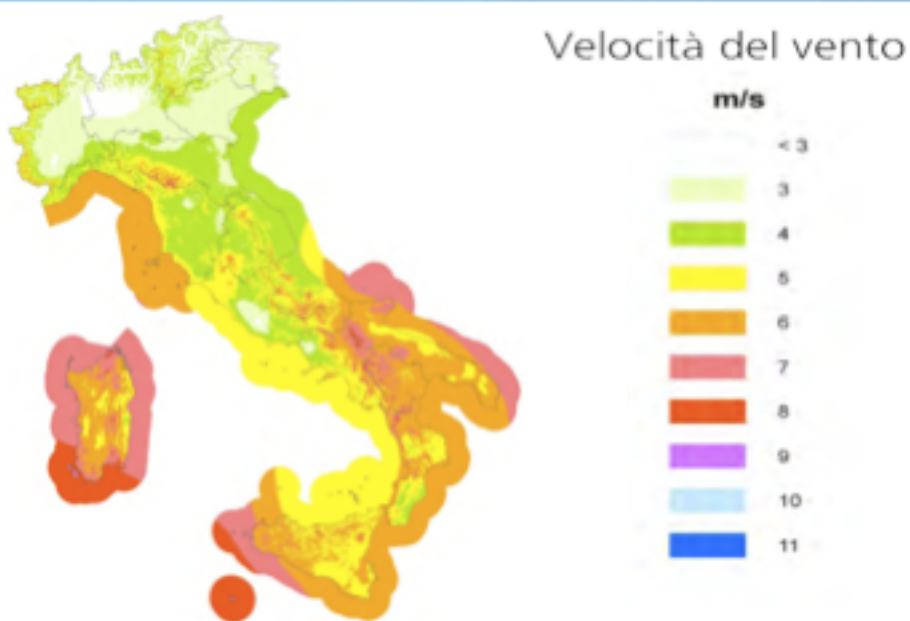
La figura 1 rappresenta le condizioni di ventosità media annua sul territorio italiano. Le zone più interessanti per l'installazione di impianti eolici risultano le isole, le coste del sud e del nord Tirreno. La velocità media annua del vento è invece modesta in tutta la pianura padana. Ad esempio, in Emilia si riscontrano velocità dell'ordine di soli 4 m/s in pianura ma si raggiungono valori di 7-8 m/s sul crinale tosco-emiliano dove infatti sono concentrate le installazioni di impianti eolici della zona.

Quando il vento scorre nelle vicinanze del terreno o della superficie marina causa l'insorgere di fenomeni di attrito dovuti alla presenza di uno strato limite la cui altezza dipende dalla irregolarità della superficie. Si tratta di un effetto che può essere rilevato fino

ad una altezza di 500 metri dal suolo ma la cui importanza, ai fini della collocazione di un aerogeneratore, è rilevabile entro i 20 metri di altezza. Per questo motivo le macchine vengono generalmente installate su torri alte da 20 a 50 metri ed in zone boschive a quote ancora più elevate. Infatti boschi e montagne riducono l'energia cinetica del vento, come anche gli edifici delle grandi città. Si considera quindi particolarmente importante una corretta collocazione del generatore eolico, in quanto occorre individuare siti esenti da turbolenze generate da ostacoli (alberi, edifici, ecc) e da attriti generati dal suolo.

In sintesi, l'energia del vento è generalmente più disponibile in posizioni sopraelevate e dove non sono presenti ostacoli del terreno: nelle pianure, lungo le coste (on-shore) e in mare aperto (off-shore).

Figura 1 - Ventosità media annua (75 m. livello del mare)



Fonte RSE -GSE

4.1. Principi di funzionamento e classificazione degli impianti

Le turbine eoliche utilizzano l'energia cinetica (E_c) delle masse d'aria. Questa energia viene intercettata dalle pale del rotore. Il vento scorre su entrambi i lati di ogni pala e genera una differenza di pressione fra le due superfici, creando una portanza aerodinamica. Tale portanza, che sull'ala di un aereo consente il sollevamento dal suolo, nell'aerogeneratore, a causa dei vincoli, genera una coppia che produce la rotazione intorno al mozzo. Il rotore converte quindi l'energia cinetica in energia meccanica rendendola disponibile su un albero rotante che ruota alla stessa velocità angolare. Questo albero principale a rotazione lenta può essere collegato attraverso un moltiplicatore di giri ad un albero secondario veloce che mette in rotazione il rotore dell'alternatore per la conversione dell'energia meccanica in energia elettrica. Viene prodotta generalmente corrente alternata con caratteristiche (intensità e tensione efficace) che sono poi corrette da componenti elettronici (inverter) per consentire l'allacciamento alla rete elettrica.

L'energia cinetica disponibile è data da:

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot v_{vento}^2$$

La massa d'aria m che interagisce con il rotore può essere calcolata come:

$$m = A v \rho$$

dove A è l'area disegnata dal rotore, v la velocità del vento e ρ la densità dell'aria. Si può assumere che la densità dell'aria, negli strati più bassi dell'atmosfera, vari con l'altezza di circa 1% ogni 100 metri. Varia leggermente anche con la temperatura e l'umidità ma tali variazioni risultano irrilevanti ai fini energetici.

Sviluppando la formula si ottiene che l'energia disponibile varia con il cubo della velocità del vento e con il quadrato del diametro del rotore. La potenza prodotta ha quindi una proporzionalità cubica con la velocità del vento intercettato ed è linearmente proporzionale

all'area spazzata dalle pale del rotore. Nel progettare un impianto eolico risulta quindi particolarmente critica la corretta individuazione di un sito ad elevata ventosità e la valutazione dei reali fabbisogni di energia elettrica dell'utenza, piuttosto che un utilizzo di generatori eolici con rendimenti di punta.

E' stato dimostrato poi (A.Betz) che solo una parte, e precisamente il 59,3%, della energia cinetica posseduta dall'aria può essere teoricamente captata dal rotore di una turbina eolica e quindi convertita in energia meccanica ed elettrica. Se cedesse tutta la sua energia, il vento dovrebbe ridurre a zero la sua velocità immediatamente a valle del rotore. In realtà l'aria, passando attraverso il rotore, subisce un rallentamento e cede quindi solo una parte della sua energia cinetica.

Il limite fissato dal coefficiente di Albert Betz

$$C_{\text{Betz}} = \text{Energia estratta} / \text{Energia disponibile} = 0,593$$

è confermato sperimentalmente dal fatto che nessuna turbina a vento fino ad ora realizzata è stata in grado di superare tale limite.

A valle di questa riduzione dovuta a principi fisici, deve essere considerato il rendimento globale del generatore eolico. In pratica l'efficienza di raccolta dell'energia da parte di un rotore si colloca fra il 35% e il 45%. Il generatore elettrico nel suo complesso (rotore, trasmissione, generatore, ecc.) rende disponibile dal 10 al 30% dell'energia del vento. Sebbene la relazione matematica fornisca una correlazione tra energia disponibile e velocità del vento con una proporzionalità cubica, il reale incremento di potenza in una turbina eolica si rivela poco più che lineare.

La tabella seguente fornisce un'indicazione di massima su diverse taglie di turbine eoliche e sui settori di applicazione:

Potenza erogata	Diametro Rotore [m]	Altezza torre [m]	Applicazioni
100-500 W	$1 < d < 2$	$2 < h < 6$	piccole utenze isolate
Da 1 a 6kW	$2 < d < 5$	$6 < h < 8$	utenze isolate o connesse alla rete elettrica
Da 6kW a 60kW	$5 < d < 18$	$8 < h < 30$	utenze connesse alla rete elettrica (utenze civili, aziende agricole ed industriali)
Da 61 a 200kW	$18 < d < 30$	$30 < h < 60$	Utenze connesse alla rete elettrica (utenze civili, aziende agricole ed industriali)
Da 201kW a 5MW	$30 < d < 80$	Oltre 60	Grandi impianti on-shore e off-shore per la generazione d'energia elettrica

Tab.1 -Classificazione degli impianti in funzione della potenza installata.

Gli impianti eolici possono essere classificati anche in riferimento alla disposizione del rotore, orizzontale o verticale. Gli impianti ad asse orizzontale HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) sono i più diffusi e derivano dalla tecnologia delle grandi centrali eoliche. Il rotore (solitamente tripala o bipala) è perpendicolare al suolo e orienta l'asse con la direzione del vento. Gli impianti ad asse verticale VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) presentano invece il rotore in svariate forme e geometrie in base alla soluzione tecnica individuata dal progettista. Le pale di una turbina ad asse verticale sono collegate all'asse centrale, a sua volta collegato ad un alternatore. Hanno caratteristiche interessanti in termini di robustezza e di silenziosità ma sono generalmente più costosi e meno efficienti dei precedenti. Presentano sulla carta il vantaggio di un posizionamento meno critico e di

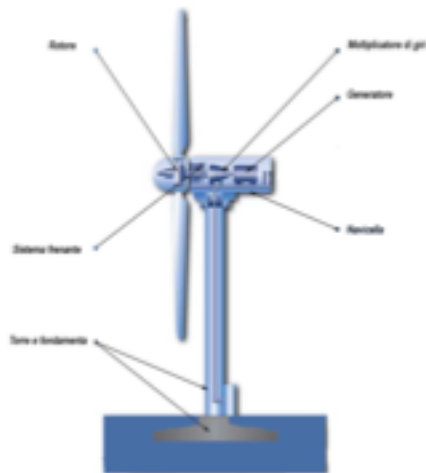
un funzionamento indipendente dalla direzione del vento, ma nelle reali installazioni si sono dimostrati meno efficienti ed affidabili.

4.2. Gli aerogeneratori

Il rotore è il componente che interagisce con l'aria (figura 2). E' composto solitamente di due o più pale che ruotano intorno ad un asse alla velocità determinata dal vento e dalla forma delle pale stesse. Le pale sono prodotte con materiali plastici sintetici (ad esempio plastica rinforzata con fibre di carbonio o fibre di vetro) particolarmente resistenti e relativamente economici. Come anticipato, le pale sono disegnate secondo lo stesso principio delle ali degli aeroplani. Quando il flusso dell'aria interagisce con le pale, si genera grazie al vento una differenza di pressione tra la parte inferiore e superiore. Dal momento che le pale sono vincolate all'asse centrale, la portanza genera una coppia che pone in rotazione il rotore. Le pale della macchina (blades) sono fissate ad un mozzo (hub). Il mozzo è collegato ad un albero che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. Questo albero lento è collegato mediante un moltiplicatore di giri (gearbox) ad un albero veloce, a valle del quale è collegato il generatore elettrico.

Le pale hanno una durata superiore ai venti anni e non interferiscono con segnali elettromagnetici. Il diametro del rotore, come già riferito, è una misura importante per valutare la potenzialità di produzione dell'energia elettrica da parte della macchina. Le pale del rotore possono ruotare a velocità periferiche che sfiorano i 200 km/h. All'aumentare del numero delle pale diminuisce la velocità di rotazione, mentre aumenta il rendimento, l'uniformità della coppia motrice ed insieme il prezzo. Gli aerogeneratori di ultima generazione montano un rotore di 3 pale, che rappresenta la soluzione ottimale di compromesso, ma sono disponibili sul mercato anche prodotti a 1-2 pale. Le turbine a due pale sono più leggere e meno costose, lavorano con una velocità di rotazione maggiore a parità di energia prodotta ma risultano più rumorose.

Figura 2 - Generatore ad asse orizzontale (Horizontal Axis Wind Turbine HAWT)



Documentazione ENEA - L'energia eolica

Il rotore è costituito da pale (solitamente 2-3) attaccate ad un mozzo. Le pale possono avere un orientamento fisso o mobile.

Il rotore è collegato, attraverso un moltiplicatore di giri, ad un alternatore che trasforma l'energia meccanica in elettrica.

Un sistema di controllo e di arresto gestisce il funzionamento del generatore nelle diverse condizioni di vento.

La navicella viene orientata in modo tale che l'asse del rotore risulti allineato con la direzione del vento.

Le turbine sono solitamente progettate per esprimere la massima potenza ad una determinata velocità del vento, scelta in funzione delle caratteristiche anemologiche del sito ed è corrispondente a circa 1,5 volte la velocità media rilevata.

Tutti i componenti sono posizionati in un contenitore chiamato navicella, orientabile in funzione della direzione del vento. L'intera navicella è collocata su di un supporto a cuscinetto posizionato sulla torre, in grado di essere facilmente orientato in funzione della direzione del vento.

La torre è generalmente costituita da un palo in acciaio di altezza variabile fra un minimo di 2 metri (piccoli sistemi da qualche centinaio di W) ed un massimo di oltre 60-70 metri (aerogeneratori con potenza installata superiore a 200 kW). L'altezza della torre è condizionata dagli ostacoli circostanti ed anche dalle restrizioni normative applicabili al sito. Dal punto di vista funzionale, più elevata è l'altezza della torre più aumenta l'intensità dei venti intercettati e quindi si pone l'esigenza di confrontare l'incremento dell'energia

resa con quello dei costi di realizzazione. L'altezza della torre consente di intercettare le correnti ventose ove risentono meno della presenza del suolo o di eventuali ostacoli. La torre è assicurata al terreno da fondamenta in cemento armato che la sostengono nelle oscillazioni.

Il generatore converte il moto delle pale in energia elettrica. E' in grado, secondo le caratteristiche progettuali, di produrre corrente alternata o continua.

Il sistema di controllo del generatore e l'inverter, sono le apparecchiature elettroniche che gestiscono il funzionamento del sistema rotore-generatore in tutte le condizioni di vento e consentono l'adeguamento dell'energia elettrica prodotta alle caratteristiche della rete elettrica. Il sistema di controllo della navicella consente di mantenere l'asse del rotore orientato nella direzione del vento. Il controllo della potenza consente di variare l'inclinazione delle pale aumentando o riducendo la coppia generata. L'avviamento e lo stop della macchina determinano l'intervallo operativo in funzione della velocità del vento. I sistemi di controllo sono predisposti anche per impedire il surriscaldamento ed il danneggiamento del generatore in condizioni di elevata ventosità, riducendo la velocità del rotore. Vengono applicate solitamente due soluzioni: un diverso orientamento del rotore rispetto alla direzione del vento ed un cambio dell'angolazione delle pale. Esiste naturalmente anche la funzione di blocco nel caso di venti ad elevata velocità durante violenti eventi atmosferici. Nelle fasi di ridotta ventosità, quando la macchina potrebbe produrre una quantità trascurabile di energia, è prevista anche la funzione che impedisce l'avvio del rotore al di sotto di una determinata velocità del vento. La soglia minima, detta "cut in", è generalmente posta ad una velocità del vento di 3m/s e dipende dalle caratteristiche dell'aerogeneratore, dalle sue dimensioni e dalla tecnologia utilizzata. La soglia massima, detta "cut out", definisce le condizioni di arresto del rotore per evitare danni alla turbina.

Si riportano a titolo di esempio caratteristiche e dimensioni di massima di alcune "taglie" di sistemi eolici.

I generatori eolici commerciali con potenza intorno ad 1 kW sono composti da turbina, palo di sostegno metallico ancorato con tiranti, inverter, componenti elettrici e batteria. Il diametro dei rotori è di circa 2-2,5 m. Sono generatori ad asse orizzontale, tre pale solitamente in materiale plastico o fibra di vetro e torre tubolare con altezze variabili da 10

a 30 m. La velocità minima del vento necessaria per attivare il movimento delle pale è di 3m/s.

Le turbine con potenza da 10 a 20 kW possono alimentare delle batterie o essere collegate direttamente alla rete. Ad asse orizzontale, con tre pale, presentano un diametro dei rotori compreso fra 5 e 8 m, torre di sostegno con altezza compresa fra 20 e 40 m e velocità di attivazione del vento 3 m/s.

Le turbine con potenza da 50 a 100 kW sono allacciate direttamente alla rete, senza sistemi di accumulo, principalmente a causa di costi e dimensioni. Sono aerogeneratori ad asse orizzontale, tre pale e torre di sostegno fra 30 e 40 m. Il diametro del rotore può variare tra 15 e 25 m. Le condizioni di esercizio vengono attivate da una velocità del vento di 4 m/s.

Per evitare danni alle turbine viene impostata anche la velocità massima di arresto del rotore che varia in funzione delle caratteristiche costruttive del rotore ma indicativamente è posizionata sopra i 25-30 m/s.

4.3. Valutazione della ventosità del sito

I siti devono essere selezionati con attenzione sulla base dei dati climatici disponibili, basandosi anche su indicatori biologici (eventuale inclinazione permanente degli alberi e delle piante), geomorfologici (ostacoli naturali e artificiali quali orografia del terreno, presenza di vegetazione di alto fusto, edifici) ed eventualmente sulla memoria storica dei residenti. Deve inoltre essere sviluppato un esame degli eventuali vincoli esistenti (ambientali, archeologici, demaniali). La individuazione definitiva del sito potrebbe richiedere anche una campagna di rilievi della velocità e direzione del vento. L'accessibilità, la vicinanza alle linee elettriche ed al punto di utenza (specialmente nel caso del mini eolico), sono altri punti importanti per una corretta valutazione progettuale. In generale sono considerati interessanti siti che garantiscono almeno 80-100 giorni di vento all'anno (1900 - 2400 h/anno).

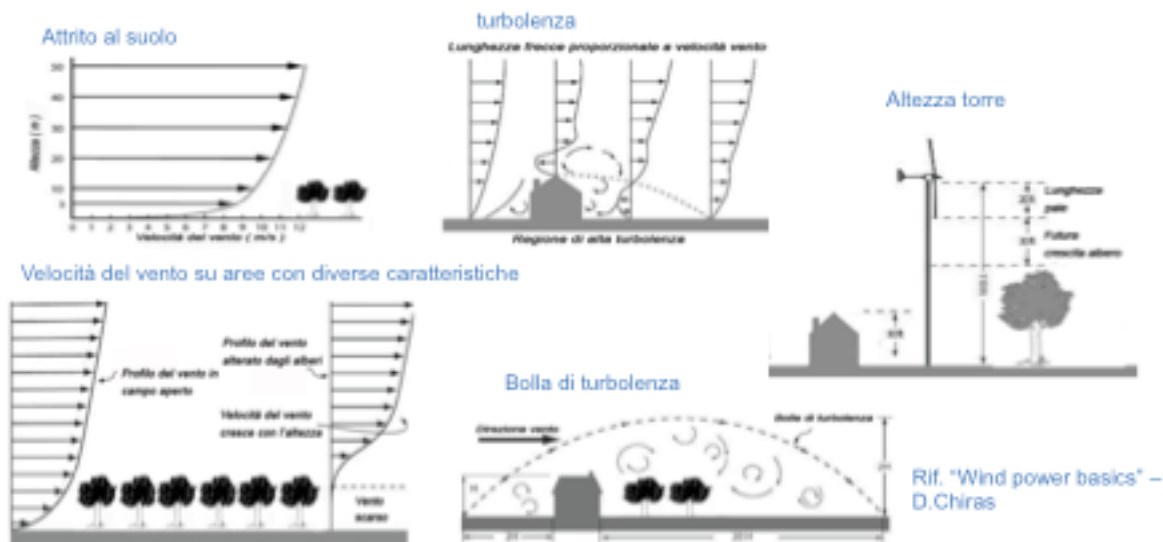
La valutazione della ventosità del sito è la stima su base annua della velocità media del vento. Un'importante strumento d'analisi in questo ambito per installazioni sul territorio

nazionale è rappresentato dall'Atlante eolico interattivo realizzato dall'ERSE (ENEA Ricerche sul Sistema Energetico <http://atlanteeolico.erse-web.it/viewer.htm>) che fornisce applicazioni in grado di quantificare, con buona approssimazione, il numero di ore equivalenti annue dell'area geografica presa in esame.

Considerando un'area delimitata di territorio è possibile riscontrare che il vento non fluisce in modo omogeneo sulla superficie ma incontra delle resistenze che generano attrito. Questo causa riduzioni della velocità in modo diverso in funzione della rugosità del terreno. Quanto più è irregolare la superficie tanto è maggiore l'attrito (figura 3). Occorre sempre ricordare che un incremento minimo nella velocità del vento è in grado di offrire un importante aumento nella quantità di energia generata dalla turbina.

Figura 3 - Posizionamento del generatore eolico

Importanza del sito e dell'altezza del generatore eolico



Come già accennato in precedenza un altro importante aspetto è la turbolenza, prodotta quando il flusso dell'aria incontra oggetti come alberi ed edifici con un effetto che può essere assimilato visivamente al flusso dell'acqua di un torrente contro una roccia. Un

corretto posizionamento della macchina evita in questo caso anche potenziali danneggiamenti. La turbolenza può essere minimizzata posizionando la turbina su una torre rialzata. In questo modo si accede ad una altezza alla quale la velocità del vento risulta più intensa ed è possibile evitare la “bolla di turbolenza” generata dagli ostacoli presenti al suolo. Come riferimento indicativo il rotore deve trovarsi posizionato ad una altezza superiore di almeno 10 metri rispetto all’ostacolo più vicino entro 150 metri e sopra la linea degli alberi.

4.4. I vantaggi dell’energia eolica

Un impianto eolico permette di trasformare l’energia cinetica del vento in energia meccanica e da questa, attraverso un generatore elettrico, in energia elettrica, attraverso installazioni di dimensioni contenute per gli impianti mini eolici. Molti sono i vantaggi offerti da questi impianti:

- il vento è una fonte d’energia rinnovabile che non produce emissioni nocive o climalteranti
- viene impiegata una tecnologia consolidata, affidabile ed economicamente competitiva, con ulteriori potenzialità di miglioramento
- consente la generazione distribuita dell’energia elettrica con tutti i benefici relativi alla vicinanza del punto di produzione dell’energia con quello del consumo
- non occupa aree molto vaste ed ha un impatto limitato sia in termini di altezza che di ingombro. Le aree possono essere normalmente impiegate per l’agricoltura e l’allevamento e recuperate al termine della vita utile dell’impianto. Anche le emissioni acustiche sono in genere limitate
- le turbine eoliche non consumano acqua (contrariamente agli impianti convenzionali e nucleari) e sono quindi impiegabili anche in aree aride e desertiche
- le turbine non producono emissioni nocive e contribuiscono a ridurre le piogge acide, il riscaldamento globale e non causano danni alla salute
- le turbine sono sicure ed esenti da incidenti per la popolazione
- gli impianti hanno una lunga vita utile (20-25 anni) ed i costi di manutenzione sono limitati
- i rendimenti globali sono generalmente elevati

-il settore eolico può creare nuovi posti di lavoro e consente di sviluppare una filiera produttiva nazionale con importanti opportunità di esportazione

-l'energia eolica può consentire di conseguire i target imposti dalle direttive europee per la quota italiana di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il vantaggio principale è dato dal fatto che nell'eolico l'energia primaria è gratuita ed i costi di produzione dell'energia elettrica sono già ora competitivi con gli impianti convenzionali, consentendo una riduzione della dipendenza energetica da altri Paesi.

4.5. Gli ostacoli allo sviluppo dell'energia eolica

Come tutte le fonti di energia rinnovabile, il vento è una fonte intermittente a bassa densità e quindi deve essere integrata da altre fonti d'energia. Al di là di questo aspetto, l'impatto visivo è solitamente uno dei principali ostacoli allo sviluppo dell'energia eolica. Nei siti rilevanti dal punto di vista ambientale e paesaggistico sarebbe opportuno evitare l'installazione di sistemi eolici. Se consideriamo però un contesto "normale", potremo verificare che i sistemi eolici non apporteranno ulteriori danni ad aree urbane e rurali solitamente già intaccate da costruzioni industriali e civili di ridotte qualità estetiche e bassa compatibilità ambientale. Si consideri inoltre che la produzione di energia elettrica eolica non rilascia alcuna emissione nociva o climalterante e riduce di fatto le emissioni in atmosfera degli impianti termoelettrici convenzionali e i danni nel lungo periodo per la salute dei cittadini. Il problema estetico, legato anche all'impatto visivo di strutture non ancora usuali, potrà essere ridotto con wind farms off-shore e con l'adozione di componentistica che presenta colori neutri e geometrie regolari in modo tale che le strutture eoliche si integrino nel territorio. Questo problema è naturalmente di minor rilievo per il mini eolico che per dimensioni è meno "visibile".

Un altro aspetto è costituito dal rumore generato durante l'operatività dai componenti elettromeccanici e dalla rotazione delle pale. In realtà spesso il rumore di fondo causato dal vento copre la rumorosità dei generatori stessi e negli impianti di elevata potenzialità il disturbo percepibile a relativamente breve distanza è paragonabile a condizioni di normale rumorosità urbana.

I disturbi elettromagnetici possono essere causati dalle pale in movimento quando realizzate con materiali metallici. Una corretta ubicazione dell'impianto, lontano da ripetitori per telecomunicazioni, insieme al ricorso di componenti non metallici nella realizzazione delle turbine, è in ogni caso sufficiente per evitare questi disagi.

Un problema è costituito dall'impatto degli impianti eolici con la fauna avicola. I volatili possono essere uccisi nella collisione con le pale in movimento. Diversi studi su questo tema hanno evidenziato che questo fenomeno, di fatto non trascurabile, è meno importante di altri come causa di mortalità per i volatili. Ai primi posti come causa di morte sono stati individuati i normali edifici e le finestre, i gatti domestici, gli elettrodotti, i veicoli, i pesticidi e, non ultimi, i cacciatori.

Uno studio recente ha quotato la causa di morte degli impianti eolici allo 0,3% (P. Erickson). Si sta comunque rilevando in uno studio spagnolo, condotto nei pressi di un importante sito eolico, che i volatili presentano una capacità di adattamento ai nuovi ostacoli, dal momento che è stata riscontrata nel tempo una importante riduzione della mortalità nel sito.

4.6. Sistemi ad energia eolica e collegamento alla rete

Gli impianti eolici possono essere suddivisi in tre categorie in funzione del loro collegamento con la rete elettrica nazionale: gli impianti collegati alla rete, gli impianti collegati alla rete con batterie di accumulo e gli impianti non connessi.

I sistemi connessi direttamente alla rete elettrica cedono il surplus di energia rispetto alla domanda dell'utente. Quando il sistema non è in esercizio, la rete fornisce all'utente l'energia elettrica necessaria. Il dimensionamento del generatore per una determinata installazione dipende naturalmente dall'energia necessaria e dalle condizioni di ventosità del sito. In genere si dimensiona il sistema eolico per approvvigionare fra il 25% ed il 75% delle esigenze dell'utente.

In alcuni di questi sistemi il generatore eolico produce energia elettrica in corrente alternata con frequenza e tensione che variano con la velocità del vento (wild AC). Più aumenta la velocità delle pale più crescono tensione e frequenza. In una connessione con

la rete queste due grandezze devono essere convertite in valori standard con un controller ed un inverter. Esistono anche generatori eolici ad induzione che producono corrente AC già compatibile con la rete e quindi non necessitano di ulteriori “regolazioni”.

I sistemi connessi alla rete senza batteria rappresentano la soluzione più adottata anche perché più semplice, con minore necessità di manutenzione e costi ridotti. Inoltre possono accumulare virtualmente nella rete tutta l’energia prodotta in eccesso, senza risentire delle dispersioni e delle perdite dovute a conversioni di energia (da elettrica a chimica e viceversa) tipiche delle batterie. Le batterie inoltre contengono componenti potenzialmente tossici che se non smaltiti correttamente, una volta esaurito l’impiego, possono danneggiare e contaminare l’ambiente. Per contro i sistemi senza batteria possono risentire delle eventuali situazioni di malfunzionamento della rete.

Nelle aree in cui la rete presenta frequenti interruzioni, un sistema dotato di un backup a batterie può garantire una disponibilità continua di energia elettrica. In questo caso il banco di batterie deve supplire alle fasi critiche e quindi può avere dimensioni contenute. Naturalmente parte dell’energia prodotta dal generatore eolico (intorno al 10%) sarà dedicata a mantenere in carica il banco delle batterie. Sarà necessario al sistema anche un controller di carica.

Gli aspetti negativi di questa soluzione rispetto alla connessione diretta in rete sono il maggior costo, un minore rendimento del sistema, una minore compatibilità ambientale dovuta ai componenti delle batterie, da smaltire una volta esaurite, e maggiori esigenze di manutenzione.

Tutti queste criticità vengono amplificate nel caso di un sistema off-grid completamente autonomo, giustificabile solo nel caso di una installazione isolata, lontana dalla rete.

4.7. Normativa italiana ed agevolazioni all’impiego dell’energia eolica

Il Decreto del 18/12/2008 del Ministero dello Sviluppo Economico, pubblicato in data 2/01/2009 sulla Gazzetta Ufficiale, ha introdotto importanti incentivazioni all’impiego di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In particolare dispone che per gli impianti eolici entrati in funzione in data successiva al 3 dicembre 2007, con potenza nominale fino a 200 kW, l'energia immessa in rete può essere incentivata, in alternativa ai certificati verdi ed allo scambio sul posto, con una tariffa fissa onnicomprensiva di 0,30 €/kWh per la durata di 15 anni.

La tariffa onnicomprensiva potrà essere variata ogni 3 anni con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione delle fonti energetiche rinnovabili.

Al termine dei 15 anni l'energia prodotta potrà essere venduta al GSE secondo la procedura del "ritiro dedicato" (Art.13 Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003) o beneficiare dello "scambio sul posto". Quest'ultimo meccanismo determina costi e benefici economici per l'immissione ed il prelievo dell'energia elettrica in rete ed è regolato dal "Testo Integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul Posto" (TISP), delibera dell'Autorità dell'Energia Elettrica e Gas (AEEG) n°74/2008. L'energia prodotta dall'impianto e non utilizzata direttamente viene contabilizzata ed immessa in rete. Con cadenza trimestrale il GSE, in caso di saldo positivo dell'energia immessa in rete rispetto a quella prelevata, corrisponde all'utente il corrispettivo economico previsto.

Viene semplificato anche l'iter autorizzativo con il Decreto Ministeriale del 10/09/2010 del Ministero dello Sviluppo Economico, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 18/09/2010, contenente le "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili". L'installazione di impianti eolici fino a 60 kW, in assenza di vincoli territoriali, può essere autorizzata a fronte di una Denuncia di Inizio Attività (D.I.A.) presentata al Comune di appartenenza.

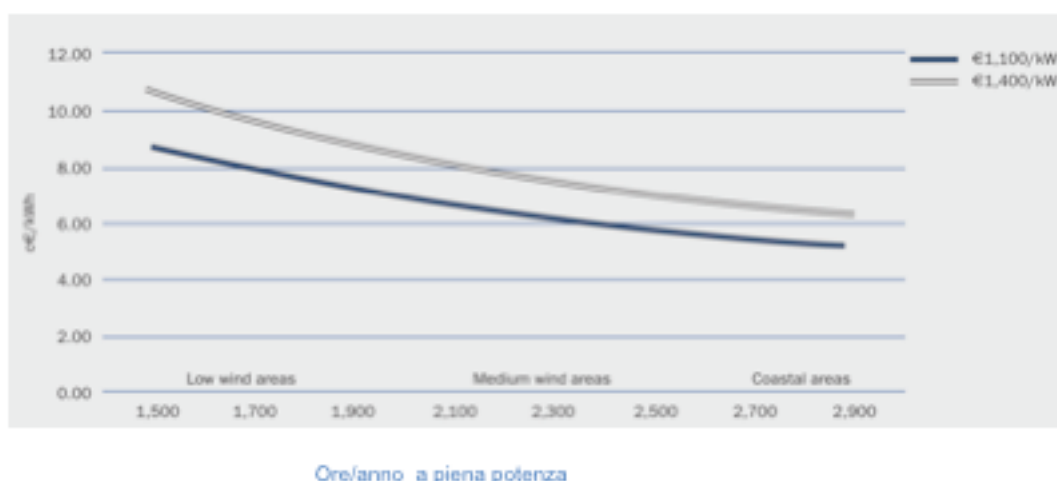
4.8. Costi di produzione dell'energia elettrica da fonte eolica

La produzione di energia elettrica da fonte eolica ha conseguito in questi ultimi anni, insieme alla maturità tecnologica, prima fra le fonti rinnovabili, una validità economica e competitività con le fonti fossili. Naturalmente questo risultato è conseguibile in funzione di diversi fattori come la ventosità e l'ubicazione del sito, la dimensione e l'utilizzo

dell'impianto, la tipologia di utenza, e non si possono trascurare tutte le caratteristiche di compatibilità ambientale destinate a favorirne la scelta rispetto a fonti climalteranti.

Il costo di produzione dell'energia elettrica è correlato, oltre agli elementi già citati, ai costi di realizzazione e di gestione dell'impianto oltre naturalmente alla durata dello stesso, che nei diversi studi analizzati è valutata intorno ai 20 anni, ma in realtà potrebbe rivelarsi molto superiore. Il grafico di figura 4 estratto da un recente documento EWEA (The economics of wind energy 2009) presenta il costo dell'energia elettrica da fonte eolica in funzione del sito di installazione (ore equivalenti di funzionamento a piena potenza durante l'anno). Si può rilevare che per valori delle ascisse intermedi fra zone a ridotta ventosità e a ventosità media (circa 2000 ore, corrispondenti circa ad una ventosità media annua di 5-6 m/s), il costo del kWh prodotto si posiziona fra 6 e 8 c€/kWh, valori confrontabili con i costi attuali di produzione di una centrale termoelettrica convenzionale. Le due curve presentano i costi di installazione dell'impianto per kw installato, valori inversamente proporzionali alla dimensione dell'impianto.

Figura 4 - Costo dell'energia elettrica (c€/kWh) da fonte eolica in funzione del sito e del costo di investimento



The economics of wind energy –EWEA 2009

Per una valutazione di fattibilità economica è inizialmente opportuno stimare la velocità media annua del vento nel sito di interesse e la sua distribuzione attorno a tale valore. Per il territorio italiano si può fare riferimento ai dati statistici disponibili (Atlante eolico dell'Italia - <http://atlanteeolico.erse-web.it>) piuttosto che basarsi su misure sperimentali in sito, che richiedono lunghi periodi di rilievi e strumenti di misura economicamente non alla portata dell'utente. Facendo riferimento alla figura 1 che presenta la ventosità sul territorio nazionale, si possono già discriminare, in prima battuta, le aree in cui non è economicamente giustificabile una realizzazione, con velocità media annua del vento inferiore a 5 m/s. Come già riferito, possono essere considerate principalmente le isole, le aree costiere del sud Italia, la costa nord del Tirreno e particolari zone del crinale appenninico favorite da particolare ventosità.

Criteri di valutazione per la verifica della fattibilità di un mini impianto eolico in Italia, che considerano anche gli incentivi economici precedentemente descritti, sono rilevabili nella "Guida al Mini eolico" predisposta da Enel Green Power, importante operatore nazionale nel settore delle fonti rinnovabili (figura 5). Consideriamo l'installazione di un impianto mini eolico in un sito con velocità media annua compresa fra 5 e 6 m/s con l'aspettativa di una produzione di energia elettrica compresa fra 1000 e 1800 kWh all'anno per ogni kW di potenza installata. In questo caso l'aerogeneratore avrà un funzionamento annuo equivalente all'esercizio a pieno regime (alla potenza nominale) della durata di 1000-1800 ore. Consideriamo una vita utile dell'impianto stimata circa 20 anni, tre diversi valori di ventosità del sito, un costo di installazione cautelativo per un impianto da 20 kW, l'incentivazione a tariffa fissa omnicomprensiva per i primi 15 anni e lo scambio sul posto per gli anni successivi. Otteniamo tempi di ritorno dell'investimento intorno ai 7 -9 anni.

Se consideriamo poi condizioni più favorevoli di ventosità del sito, costo di installazione e durata dell'impianto, possiamo giungere facilmente a valutazioni economiche già da ora molto favorevoli per l'utilizzo di un mini impianto eolico.

4.9. Potenza eolica globale installata a fine 2010

La realizzazione di impianti eolici a livello mondiale ha avuto nell'ultimo decennio una espansione che potremmo definire esplosiva. La figura 6 estratta dal "Global wind report 2010" del Global Wind Energy Council (GWEC) evidenzia questa evoluzione, con un momentaneo rallentamento nel 2010 a causa della crisi economica. Nella lista dei dieci paesi che hanno installato il maggior numero di impianti eolici (figura 6) riscontriamo che la Cina ha avuto nel 2010 un ruolo predominante con l'installazione nel corso dell'anno di circa la metà della potenza totale.

Figura 5 - Costi ed incentivi per un impianto minieolico in Italia

Il D.M. del 18/12/2008 prevede un incentivo per gli impianti mini eolici connessi alla rete elettrica con potenza compresa tra 1 e 200 kW. L'incentivo, di € 0,30 per ogni kWh immesso in rete ha la durata di 15 anni ed è erogato dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Un sistema mini eolico, con potenza fino a 20 kW, ha un costo di massima (rif.ENEL) compreso fra 5.000 e 3.000 Euro per kW installato, IVA esclusa

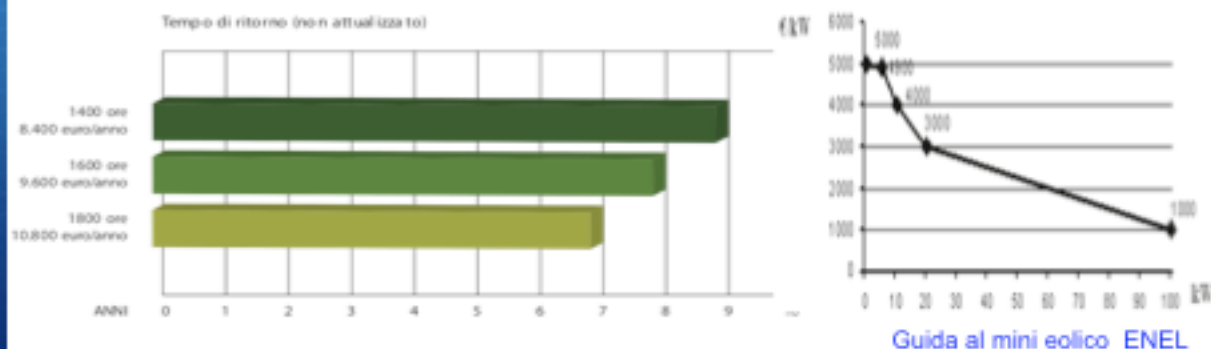
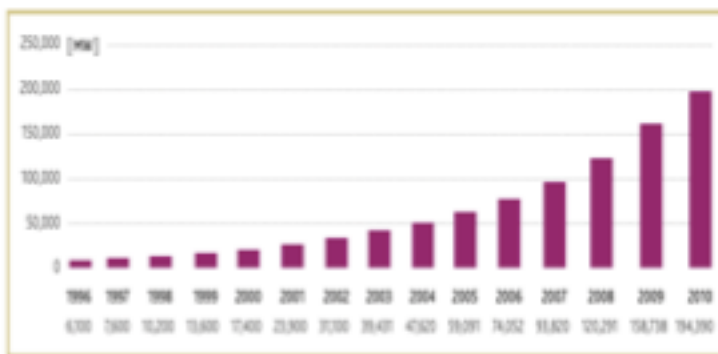


Figura 6 - Potenza eolica globale installata (MW) a fine 2010

GLOBAL CUMULATIVE INSTALLED WIND CAPACITY 1996-2010



TOP 10 NEW INSTALLED CAPACITY JAN-DEC 2010



Global Wind report 2010 GWEC

Bibliografia

Fonti: ANEV, AWEA, IEA, CESI, ENEA, ENEL, EWEA, GWEC, Greenpeace, Iowa Energy Center, Università di Parma (A. Gambarotta), US Department of Energy

5. Il solare termodinamico

di Francesco Strassoldo

5.1. Introduzione

Il Sole può essere assimilato, in una semplificazione concettuale, a un reattore a fusione nucleare che trasforma idrogeno in elio.

Il Sole è visibile da un osservatore terrestre con un angolo di 32' e possiede una temperatura superficiale equivalente ad un corpo nero, secondo la legge di Stephan-Boltzmann, di circa 5760 °K.

Posizionando al di fuori dell'atmosfera un corpo nero piano di superficie unitaria orientato perpendicolarmente alla radiazione incidente, si ottiene, in riferimento alla legge di Stephan-Boltzmann, una temperatura di equilibrio pari a circa 120 °C. Questo valore deve essere considerato un riferimento limite teorico, al di fuori dell'atmosfera. A livello del suolo, oltre all'assorbimento atmosferico che riduce sensibilmente la radiazione solare disponibile (da circa 1,4 kW/m² a valori inferiori a 1 kW/m²), diventano importanti per la presenza dell'aria le perdite conduttive e convettive. Si raggiungono quindi valori di temperatura così limitati da rendere molto difficile qualsiasi utilizzazione pratica. Per gli impieghi a bassa temperatura (collettori piani) occorre ricorrere a particolari accorgimenti in grado di ridurre l'energia riemessa dall'assorbitore. Per le applicazioni termodinamiche, a temperatura più elevata, è indispensabile aumentare l'angolo solido dell'energia incidente adottando soluzioni tecnologiche che possano concentrare la radiazione solare sull'assorbitore.

I diversi sistemi che convertono la radiazione solare in energia elettrica attraverso un processo termodinamico costituiscono la tecnologia del "solare termodinamico".

La radiazione solare diretta, opportunamente concentrata su un elemento ricevitore, consente di riscaldare un fluido di lavoro ad elevate temperature da cui produrre energia meccanica attraverso un ciclo termodinamico e successivamente convertirla in energia elettrica.

Un sistema a tecnologia solare termodinamica dispone di una sezione che concentra la radiazione solare mediante superfici riflettenti. Questi “specchi” inseguono il moto apparente del sole mantenendo indirizzata la radiazione incidente sull’area focale. Una seconda sezione trasforma l’energia termica in meccanica ed elettrica e si basa solitamente su tecnologie simili a quelle normalmente adottate nelle centrali termoelettriche convenzionali.

Esistono alcune differenze di significato nelle definizioni adottate nei testi inglesi ed in quelli italiani. Nei riferimenti inglesi il solare termodinamico è definito “solar thermal” mentre nella definizione italiana “solare termico” indica gli impieghi del solare a bassa temperatura (in inglese definiti come “solar heating”).

Una definizione più appropriata è “Concentrated Solar Power” o CSP e si riferisce alle tecnologie che trasformano l’energia solare in elettrica mediante sistemi riflettenti a concentrazione, includendo in questo settore anche gli impianti fotovoltaici dotati di sistemi concentratori.

Se si trascurano le esperienze pionieristiche che risalgono ai primi decenni del secolo scorso, le realizzazioni cui ci riferiamo vedono le prime sperimentazioni negli anni ’70 in Europa e negli Stati Uniti. Fra queste presentano particolare rilevanza le esperienze di Giovanni Francia, che ha realizzato a S. Ilario di Nervi (Genova) la prima centrale solare a specchi ed ha sviluppato diverse tecnologie allora all’avanguardia ed ancora oggi di riferimento per le nuove realizzazioni (il sistema di controllo e funzionamento del cinematismo degli specchi solari, le strutture a nido d’ape anti-irraggianti, il concentratore con caratteristiche di corpo nero) (Figura 1).

Negli anni ’80 le sperimentazioni si sono sviluppate seguendo 3 filiere di progetti: i sistemi a parabole lineari (parabolic trough), i sistemi a torre centrale (solar tower power), i paraboloidi a disco (dish-Stirling) cui negli ultimi anni si è aggiunta una quarta, ripresa dalle prime esperienze degli anni ’70, con collettori lineari a lenti Fresnel (Compact Linear Fresnel Reflector) .

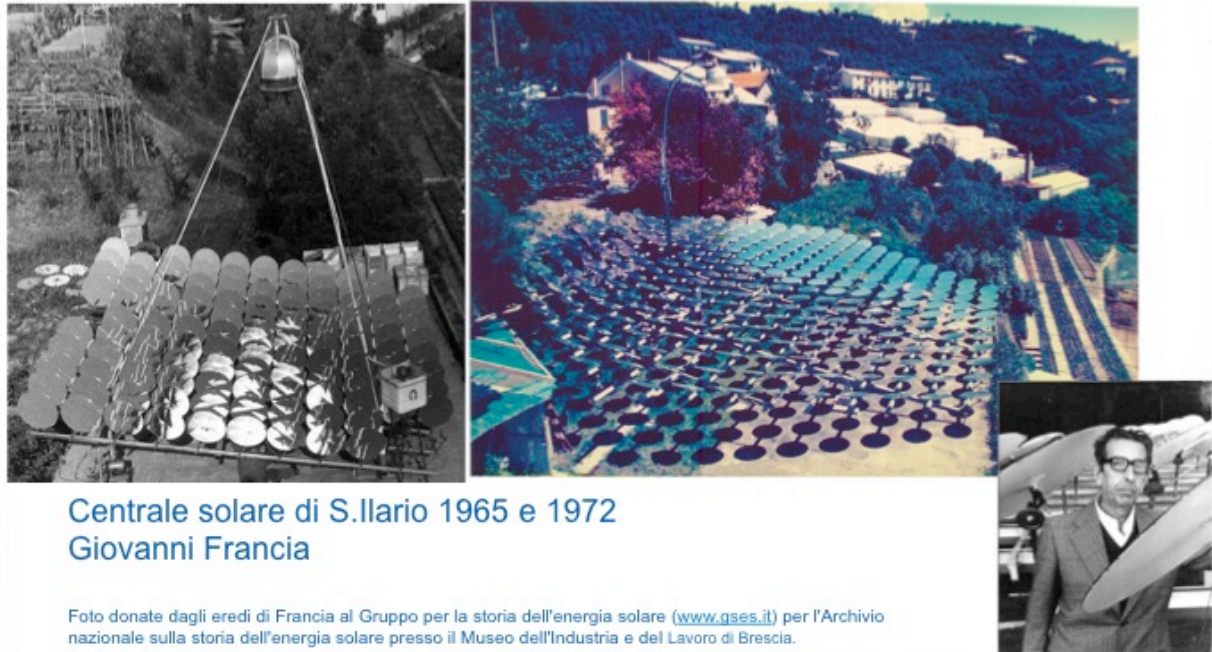
La tipologia delle parabole lineari è stata la prima a superare la fase di prototipo ed entrare nelle realizzazioni industriali per usi commerciali, con la installazione ed esercizio in California, nel corso degli anni '80, di 9 impianti attualmente funzionanti della potenza nominale complessiva di 354 MW elettrici.

I sistemi a torre solare hanno portato allo sviluppo di soluzioni di accumulo a sali fusi, con uno stoccaggio ad elevata temperatura, che consente di immettere in rete energia elettrica di provenienza solare anche nei periodi di scarso irraggiamento e durante le ore notturne. I dish-Stirling hanno mostrato in seguito la possibilità di conseguire i più elevati rendimenti globali nell'ambito degli impianti CSP anche per sistemi di potenzialità limitata inferiori a 30 kW elettrici.

Dopo una prima fase di rapido sviluppo, derivata principalmente dalla crisi energetica del 1973, si è transitati, con il collasso dei prezzi dei prodotti petroliferi del 1986, ad un periodo di stagnazione durato circa 15 anni. La mancanza di adeguati sostegni normativi ed economici, gli elevati costi di investimento richiesti per la ricerca e la realizzazione di impianti dimostrativi, oltre alla non competitività economica con le fonti convenzionali di energia, sembravano aver fatto tramontare definitivamente la soluzione solare.

La progressiva ripresa dei costi del greggio, le rinnovate esigenze di autonomia energetica insieme alle tematiche ambientali sensibili al contenimento dei gas serra hanno risvegliato l'interesse per queste applicazioni.

Figura 1 - Le prime esperienze del solare a concentrazione in Italia



La recente politica spagnola di forte incentivazione del solare ha creato nuove possibilità per la realizzazione di impianti termodinamici a partire dal 2004, con l'introduzione di un contributo economico per kW prodotto da fonte rinnovabile. Allo stesso modo, grazie ad analoghe forme di incentivazione che favoriscono il ricorso alle fonti rinnovabili, gli Stati dell'area sud-occidentale USA hanno visto una ripartenza delle realizzazioni di impianti a concentrazione. L'impiego di impianti solari termodinamici si è dimostrato particolarmente efficace in queste aree perché la massima produzione di energia elettrica da fonte solare avviene nei periodi con le punte di carico generate da esigenze di condizionamento estivo. Le aree più indicate per la realizzazione di questi impianti CSP sono inoltre quelle che dispongono statisticamente di un'elevata radiazione solare diretta al suolo nel corso di tutto l'anno. Il sud-ovest degli Stati Uniti, le zone desertiche nordafricane e del sud Mediterraneo, il deserto australiano dispongono delle caratteristiche ideali per tali realizzazioni (elevata insolazione diretta, aree pianeggianti disponibili, ridotta umidità).

L'ultimo triennio ha visto letteralmente un'esplosione di iniziative e realizzazioni nel solare termodinamico. Si è quindi giunti ad una fase cruciale che definirà sulla base delle diverse variabili (costo dell'energia di origine fossile, affidabilità dei nuovi impianti realizzati, possibilità di riprodurre su scala industriale le soluzioni adottate rendendole economicamente interessanti, competizione con altre fonti rinnovabili quali l'eolico e lo stesso solare fotovoltaico e molte altre) le reali potenzialità di sviluppo su larga scala dell'utilizzo di energia solare per la produzione di energia elettrica.

La possibilità di produrre energia elettrica con impianti CSP in forma distribuita e con dimensioni limitate vede i sistemi Dish-Stirling particolarmente promettenti per le potenzialità di sviluppo (elevati rendimenti, ridotta occupazione del territorio, compatibilità ambientale). Restano tuttavia da conseguire importanti obiettivi come l'ottimizzazione delle attività di manutenzione e sostituzione periodica dei componenti di tenuta nel motore Stirling. Quando il solar dish presenterà caratteristiche di elevata affidabilità nel tempo e operatività autonoma, sarà agevole il passaggio ad una produzione di serie. Saranno comunque necessari incentivi per superare la prima fase di avvio del mercato e consentire la produzione su larga scala industriale.

Nell'ultimo decennio si è visto un notevole interesse verso le applicazioni termodinamiche dell'energia solare, con un recente importante sviluppo delle realizzazioni impiantistiche. L'attuale scenario vede una rapida evoluzione degli impianti in esercizio, delle realizzazioni in corso e dei progetti in fase di definizione. Si cercherà quindi di presentare una panoramica per quanto possibile aggiornata della situazione, descrivendo le diverse tipologie di impianto con le soluzioni tecnologiche più interessanti.

Si concentrerà l'attenzione poi sugli impianti solari Dish-Stirling, gli attuali candidati ad una produzione di energia elettrica su piccola scala e definibili appropriatamente "mini" solari termodinamici.

5.2. Impianti a specchi parabolici lineari (parabolic trough)

Fra le tecnologie CSP la più sperimentata ed affidabile per un reale esercizio su campo è quella dei concentratori a specchi parabolici lineari (figura 2), che ha visto negli ultimi anni la realizzazione di diversi impianti, principalmente in Spagna e negli Stati Uniti. Questa tipologia di impianti presenta attualmente il maggior numero di realizzazioni commerciali che forniscono energia elettrica alla rete cui sono collegati.

In questi sistemi la radiazione solare incidente viene concentrata per mezzo di parabole lineari riflettenti su un tubo ricevitore posto nel fuoco della parabola.

I concentratori lineari parabolici vengono disposti in file parallele con l'asse solitamente orientato in direzione nord-sud. In questo modo gli specchi possono seguire il moto apparente del sole dall'alba al tramonto. Un altro possibile orientamento è quello in direzione est-ovest ma normalmente non viene utilizzato per il seguente motivo: pur raccogliendo di fatto la stessa energia rispetto all'altra configurazione, ha una distribuzione temporale più disomogenea con un picco molto marcato nelle ore centrali della giornata. Inoltre le ombre portate richiedono una occupazione maggiore di terreno per la disposizione delle parabole lineari.

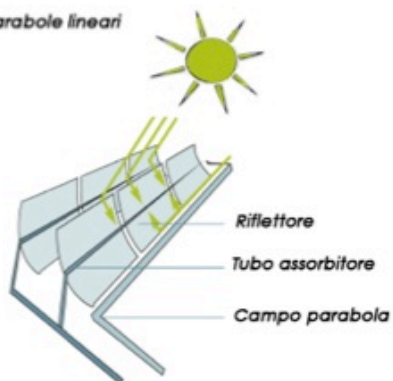
I collettori sono composti dal concentratore a forma di parabola lineare che riflette la radiazione solare nel fuoco, dal ricevitore costituito da un componente tubolare in cui scorre il fluido di scambio termico, da una struttura di sostegno e dal motore per l'inseguimento del sole, con relativi sensori e sistemi di controllo.

I riflettori sono solitamente costituiti da vetro dello spessore di alcuni millimetri (4-5) a basso contenuto di ferro e elevata trasmittanza, argentati a specchio sulla parte posteriore e coperti da uno strato protettivo. I vetri sono curvati nella forma richiesta in forni ad alta temperatura.

I tubi ricevitori sono l'elemento tecnologicamente più sofisticato del sistema perché devono consentire la circolazione di fluido (oli diatermici sintetici, sali fusi) a temperatura superiore ai 350 °C e mantenere inalterate le proprie caratteristiche di assorbimento. Sono composti da un tubo metallico (solitamente acciaio) in cui circola il fluido termovettore, su cui è depositato uno strato di materiale selettivo, che presenta un elevato coefficiente di assorbimento della radiazione solare nello spettro visibile ed una ridotta emissività nell'infrarosso alla temperatura di esercizio (rispettivamente superiore al 94% ed inferiore al 15%).

Figura 2 - Tipologie dei sistemi a concentrazione solare: sistemi a collettori parabolici lineari

Impianto a parabole lineari



- Rapporto di concentrazione 70-100
- Temperature di esercizio 350-550°C
- Rendimento medio di conversione 11-15%
- Tracking con rotazione su un asse
- 1-80 MWe (impianti in esercizio)
- Tecnologia consolidata –sviluppi sui fluidi termovettori e sui costi dei componenti

I collettori lineari sono formati da una superficie riflettente con curvatura che approssima una parabola. Un tubo di metallo nero contenuto in un tubo coassiale trasparente che riduce le dispersioni termiche si trova sulla linea focale della parabola. Il fluido termovettore circolante (oli diatermici, sali fusi) trasferisce l'energia termica alla turbina.

Global Concentrating Solar Power. Outlook 09
SES –Tessera Overview & strategy 09,
Solar Thermal Electricity 2025 Estela, altri

In questi sistemi il fattore di concentrazione è di circa 70-100 soli sui tubi di assorbimento, che possono operare a temperature comprese fra 350 e 550°C, e sono isolati da una camera a vuoto d'aria creata da un secondo tubo coassiale solitamente in vetro

borosilicato, trasparente alla radiazione solare visibile ma assorbente nell'infrarosso. Il vuoto d'aria ha la funzione di inibire le perdite termiche convettive e proteggere dal degrado lo strato selettivo applicato sul tubo metallico.

E' critico mantenere nell'intercapedine il vuoto d'aria: le condizioni di esercizio e le differenti dilatazioni termiche fra vetro e metallo richiedono raccordi in grado di sopportare questi stress adattandosi alle continue variazioni generate dalle diverse condizioni di esercizio.

Il fluido termovettore (solitamente olio diatermico) trasferisce l'energia termica raccolta ad uno scambiatore che produce vapore surriscaldato ad alta pressione. Il vapore alimenta una turbina connessa ad un generatore che produce elettricità. L'olio diatermico, per evitare fenomeni di cracking termico, lavora a temperature non superiori ai 400°C e questa condizione limita il rendimento termodinamico.

Sono allo studio soluzioni con fluidi di trasferimento che consentano l'esercizio a temperature più elevate. Sono stati realizzati recentemente prototipi di impianti che utilizzano nel circuito sali fusi ed altri che prevedono l'eliminazione del circuito di scambio ed una produzione diretta del vapore negli assorbitori lineari.

L'inseguimento del sole da parte della parabola lineare viene pilotato da sensori che rilevano la posizione del sole e ne orientano la posizione per un allineamento con la linea focale. Il movimento può essere anche gestito con un software opportuno che valuta in funzione di ora, giorno e località, l'esatta posizione del sole, indipendentemente dalla "visibilità" dello stesso.

La schiera (array) delle parabole solari è configurata in file parallele con collettori orientati lungo l'asse nord-sud, e le parabole che seguono il sole da est ad ovest dall'alba al tramonto concentrano la radiazione solare sul ricevitore in cui scorre il fluido termovettore. Il fluido di scambio passa attraverso scambiatori di calore e genera vapore surriscaldato ad alta pressione. Il vapore alimenta un ciclo Rankine dove una turbina collegata ad un generatore produce elettricità. Il vapore in uscita dalla turbina viene fatto condensare e nuovamente inviato al circuito di ricevitori solari.

Sono solitamente previsti sistemi di integrazione con combustibili fossili per la produzione di vapore e eventuale preriscaldamento del fluido termovettore, allo scopo di prevenire interruzioni di esercizio dovute ad una riduzione della radiazione solare diretta disponibile.

L'impianto così descritto impiega l'energia solare come fonte principale per la produzione di energia elettrica. Un'altra soluzione consiste nell'abbinare la sezione solare ad un impianto termoelettrico convenzionale, integrando la produzione del vapore di un sistema dotato di turbina di maggiori dimensioni e rendimenti più elevati.

5.3. Gli impianti solari a torre centrale

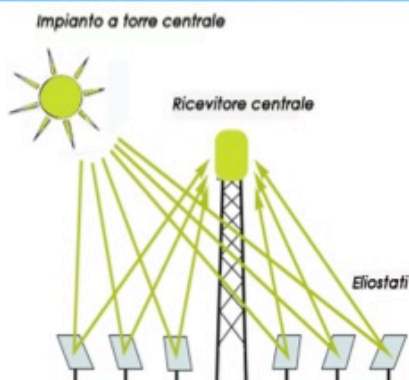
Gli impianti a torre centrale sono costituiti da un campo di specchi leggermente concavi che indirizzano la radiazione solare su un ricevitore posto alla sommità di una torre (figura 3). Gli specchi, definiti eliostati, inseguono il movimento apparente del sole con rotazione su due assi in modo che la radiazione riflessa incida sempre sul ricevitore. Il fluido di lavoro, scorrendo all'interno del ricevitore, si riscalda a temperature elevate (superiori ai 500°C nelle nuove realizzazioni) e cede successivamente l'energia termica al generatore di vapore che alimenta un impianto a ciclo Rankine. Vengono conseguiti solitamente rapporti di concentrazione superiori a 400 soli.

Le prime esperienze sono state condotte con l'impianto pilota Solar One realizzato nel deserto del Mojave in California negli anni '80. La centrale, operativa dal 1982 al 1986, aveva un campo costituito da più di 1800 eliostati, ciascuno della superficie di 40 m², una torre alta 75 metri e la produzione di vapore veniva effettuata direttamente nel ricevitore. L'esercizio dell'impianto ha evidenziato che la produzione diretta del vapore da parte di una fonte di calore non costante generava continui stress termici, discontinuità di funzionamento ed un rapido degrado dei materiali impiegati. Queste difficoltà hanno portato a rinnovare profondamente l'impianto nei primi anni '90. La centrale, ribattezzata Solar Two, è stata ripristinata con alcune importanti modifiche ed integrazioni: è stato aggiunto un ulteriore anello di un centinaio di eliostati di maggiori dimensioni, è stato impiegato un circuito primario con una miscela di sali fusi (una combinazione di nitrato di sodio al 60% e nitrato di potassio al 40%) e l'impianto solare è stato integrato da un sistema di accumulo. L'accumulo, composto di due serbatoi, uno di carica ed uno di scarica, ha consentito di superare la criticità dei transitori termici ed anche di continuare a produrre energia elettrica per alcune ore in assenza di sole.

Con gli adeguamenti sopra descritti l'impianto è riuscito a conseguire la potenza di picco di 10 MWe ed ha consentito di consolidare con lunghi periodi di esercizio l'esperienza nel settore dei concentratori a torre. L'impianto è stato dismesso nel 1999 e convertito in un telescopio per il rilevamento dei raggi gamma che attraversano l'atmosfera.

I sali fusi consentono temperature di esercizio superiori ai 500°C ma devono operare entro ben definiti limiti di temperatura: al di sopra dei 570°C la miscela diventa fortemente corrosiva per gli acciai, mentre al di sotto dei 220°C si solidifica. Per questo motivo sono allo studio nuovi ricevitori di materiale ceramico in grado di riscaldare l'aria a 700°C circa per generare vapore surriscaldato a 550°C per un ciclo Rankine standard.

Figura 3 - Tipologie dei sistemi a concentrazione solare: centrali solari a torre con eliostati



Rapporto di concentrazione 400-600

Temperature di esercizio 300-550 °C
(in futuro 800°C)

Rendimento medio di conversione 12-22%

Inseguimento con rotazione su due assi

1-20 MWe (impianti in esercizio)

Tecnologia matura con prospettive di evoluzione

La centrale solare utilizza un campo di specchi (eliostati) che seguono il sole e riflettono l'energia solare su un ricevitore collocato in cima alla torre. L'energia solare, convertita in energia termica, viene ceduta ad un fluido di lavoro che genera vapore destinato ad una turbina convenzionale.

L'impianto è composto da: eliostati e relativo sistema di tracking, circuito con fluido di lavoro (sali fusi, vapore, aria), accumulo termico e sistema di controllo

Global Concentrating Solar Power. Outlook 09
SES - Tessera Overview & strategy 09,
Solar Thermal Electricity 2025 Estela, altri

5.4. Sistemi a concentrazione Fresnel

I sistemi lineari Fresnel rappresentano una soluzione semplificata, con costi potenzialmente ridotti, che sintetizza alcune tecnologie dei sistemi a parabole lineari e dei sistemi a torre (figura 4).

I riflettori lineari Fresnel operano come segmenti piani di una parabola lineare. Vengono posizionati all'altezza del terreno, con costi ridotti di installazione, ed indirizzano la radiazione solare su un ricevitore lineare fisso in posizione sopraelevata.

Il ricevitore è dotato di un secondo sistema di concentrazione che converge con riflettori la radiazione solare sulle tubazioni nelle quali scorre il fluido termovettore.

Nel concentratore le tubazioni dello scambiatore sono isolate termicamente dall'ambiente esterno, mediante la coibentazione del ricevitore e una lastra di vetro trasparente alla radiazione incidente, che separa dall'esterno il volume cavo.

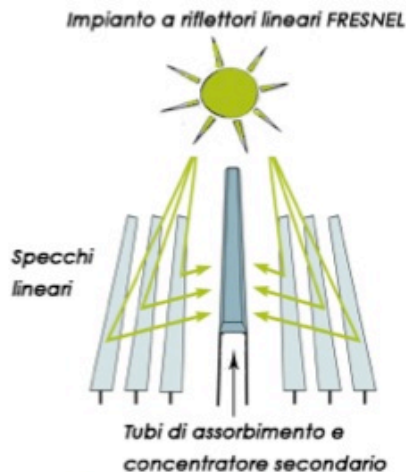
Il vapore prodotto viene convogliato ad una turbina per la trasformazione in energia meccanica e quindi in energia elettrica.

Con questa configurazione si riducono i costi di produzione degli specchi con superficie piana e del sistema di inseguimento. Inoltre si evita un circuito primario di scambio perché la generazione di vapore avviene direttamente nel ricevitore.

A fronte di questi vantaggi si ottiene una ridotta efficienza del sistema con una produzione di vapore a temperatura relativamente bassa.

I costi di realizzazione sono limitati e la fase attuale di sperimentazione con componenti prodotti "su misura" per l'impianto specifico inducono a sperare in una economia di scala industriale che renda competitiva questa applicazione, già sperimentata negli anni '60 dal pioniere dell'energia solare Giovanni Francia.

Figura 4 - Tipologie dei sistemi a concentrazione solare:
sistemi a riflettori lineari Fresnel



Rapporto di concentrazione 25-100

Temperature esercizio 250-320°C

Rendimento medio 9-11%

Tracking con rotazione su un asse

1-5 MWe (impianti in esercizio)

Impianti pilota, tecnologia "nuova"

Il sistema è composto da riflettori lineari che focalizzano la radiazione solare su un ricevitore stazionario in posizione sopraelevata, dotato di un concentratore secondario. Le prestazioni ottiche e termiche sono ridotte rispetto ai sistemi a parabole lineari.

Global Concentrating Solar Power. Outlook 09,
SES – Tessera Overview & strategy 09,
Solar Thermal Electricity 2025 Estela, altri

5.5. Concentratori solari Dish-Stirling

I Sistemi Dish-Stirling convertono l'energia termica, ottenuta dall'energia solare prima in energia meccanica e in seguito in energia elettrica.

Questi Sistemi utilizzano un insieme di specchi per riflettere la radiazione solare diretta e indirizzarla, concentrandola, su un ricevitore allo scopo di ottenere le temperature necessarie per una conversione efficiente da energia termica in lavoro meccanico.

Tali Sistemi sono composti da un concentratore solare concavo a struttura parabolica (disco), un ricevitore a forma cava, un motore Stirling ed un generatore elettrico (figura 5).

Per indirizzare costantemente la radiazione solare incidente sul ricevitore, il disco riflettente deve inseguire il movimento del Sole muovendosi su due assi di rotazione. A

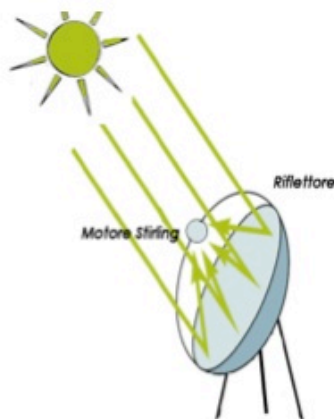
tale scopo viene adottato un sistema di puntamento che mantiene l'asse ottico del concentratore puntato direttamente sul Sole. Il concentratore con la sua curvatura converge la radiazione solare sul ricevitore cavo, posizionato in corrispondenza del fuoco del concentratore stesso.

Il ricevitore cavo, progettato per operare come un ideale corpo nero, assorbe l'energia solare incidente e la trasforma in energia termica che riscalda il fluido di lavoro del motore Stirling.

Il motore Stirling opera con un fluido di lavoro (solitamente idrogeno o elio) contenuto in un circuito sigillato, alternativamente riscaldato e raffreddato. Il motore comprime il gas di lavoro quando è freddo e lo espande quando è caldo. L'energia meccanica prodotta con l'espansione del gas ad elevata temperatura è superiore a quella richiesta per la compressione del gas freddo. Il movimento dei pistoni produce quindi energia meccanica che viene convertita in energia elettrica mediante un alternatore o un generatore elettrico separato.

I sistemi Dish-Stirling sono caratterizzati da elevata efficienza, sono modulari, automatizzati ed in grado di operare abbinati ad un impianto convenzionale che garantisca la necessaria integrazione energetica. Confrontati con le diverse tecnologie del solare termodinamico, presentano le più interessanti caratteristiche per un impiego distribuito e consentono di prevedere una economicità di scala quando la tecnologia sarà matura. Fra tutte le tecnologie impiegate i sistemi Dish-Stirling hanno consentito di ottenere la più elevata efficienza di conversione della radiazione solare in energia elettrica (massimo valore sperimentalmente conseguito 31%) ed hanno la potenzialità di divenire una delle soluzioni più vantaggiose di impiego dell'energia solare. Sono già disponibili commercialmente sistemi con potenza nominale di 3 e 25 kW, mentre nuovi prototipi vengono utilizzati per una sperimentazione sui componenti critici del sistema. La realizzazione di nuovi motori Stirling progettati specificamente per l'impiego nel solare termodinamico, insieme all'adozione di componenti con elevata resistenza a stress termici potrà consentire il passaggio ad una fase di espansione dell'impiego dei dish-Stirling.

Figura 5 - Tipologie dei sistemi a concentrazione solare: sistemi a disco parabolico e motore Stirling (mini solare termodinamico)



Rapporto di concentrazione 600-2500

Temperature di esercizio 500-900 °C

Rendimenti medi 20-27% (massimo conseguito 31%)

Tracking su due assi

Primi prodotti commerciali

1-25 kWe (impianti in esercizio e sperimentali)

Buone potenzialità di riduzione dei costi su larga scala

Il riflettore a disco parabolico segue il sole muovendosi su due assi e concentra la radiazione sul suo punto focale. Nel ricevitore è collocato un motore Stirling che, accoppiato ad un generatore, trasforma l'energia termica in meccanica e successivamente in elettrica

Global Concentrating Solar Power. Outlook 09
SES – Tessera Overview & strategy 09,
Solar Thermal Electricity 2025 Estela, altri

5.5.1. Il concentratore

I sistemi di concentrazione generalmente impiegati nei sistemi Dish-Stirling sono concentratori parabolici a disco che riflettono la radiazione solare diretta incidente in un'area corrispondente al fuoco. La forma ideale della superficie del disco è quella generata dalla rotazione di una parabola intorno al suo asse. Il disco può essere costituito da una struttura unica o da un gruppo di specchi che approssimano il disegno della struttura ideale. La forma del paraboloide di rotazione è particolarmente efficace perché in grado di concentrare la radiazione solare in una zona ben delimitata in prossimità del fuoco.

Particolarmente importante nella progettazione del disco è il rapporto di concentrazione, definito come il rapporto fra l'energia solare che attraversa l'apertura del disco e l'energia solare che incide su una superficie equivalente alla bocca del ricevitore. Questo valore di progetto è particolarmente sensibile alla precisione realizzativa del concentratore e negli impianti in esercizio è intorno a una concentrazione di 1500-2000 soli.

La dimensione del disco è rapportata alla potenza di progetto dell'energia solare nella località, ovvero al valore di riferimento del massimo livello di insolazione incidente sul concentratore. Riferendoci ad un valore indicativo di 1000 W/m^2 , possiamo approssimativamente considerare per un motore Stirling da 3-5 kWe un disco del diametro di 5-6 m e per un motore da 25 kWe un disco di 10-12 m.

L'inseguimento del sole lungo il suo percorso apparente è indispensabile per mantenere concentrata la radiazione solare incidente nello spazio focale del concentratore. Per consentire tale puntamento, il disco si deve muovere ruotando su due assi.

5.5.2. Il ricevitore

Il ricevitore ha la funzione di raccogliere e trasformare l'energia della radiazione solare in energia termica, trasferendola al fluido di lavoro del motore. La radiazione solare non si concentra in un solo punto ma il fuoco si distribuisce in un ristretto volume tridimensionale non solo per le imprecisioni costruttive della parabola ma anche per il fatto che il sole non è una sorgente puntuale. La cavità del ricevitore presenta una ridotta apertura e l'elemento di assorbimento e scambio è collocato sul fondo del volume interno, allo scopo di ridurre le dispersioni termiche convettive e radiative e distribuire su una superficie più ampia l'intensità della radiazione solare intrappolata.

Per trasferire l'energia raccolta al gas di scambio del motore vengono usate due diverse modalità. La prima, più convenzionale, consiste nel far incidere la radiazione direttamente sullo scambiatore caldo del motore Stirling, piazzato opportunamente sul fondo della cavità. Il ricevitore, con la superficie di scambio illuminata direttamente dalla radiazione solare concentrata, trasferisce molto velocemente l'energia termica all'elio o all'idrogeno nel circuito ad alta pressione, rendendo così particolarmente critica la gestione delle

temperature sui cilindri del motore Stirling. Per questo motivo è stata sperimentata una seconda soluzione, ancora in fase di sviluppo, che prevede l'impiego di un fluido intermedio per il trasferimento del calore tra la superficie di assorbimento e lo scambiatore Stirling. Si impiega un metallo in fase liquida (ad es. sodio) che viene vaporizzato sulla superficie di assorbimento del ricevitore e condensata sulle tubazioni dello scambiatore Stirling. Lo scambio nella heat pipe avviene con una continua circolazione del sodio che vaporizza a contatto dell'assorbitore e condensa sullo scambiatore, dopo di che ritorna per gravità all'assorbitore. In questo modo si garantisce una cessione di energia più uniforme allo scambiatore, con una più elevata temperatura di esercizio del motore ed un rendimento superiore.

5.5.3. Il motore

Il motore Stirling, brevettato nel 1816 dal Reverendo Robert Stirling, ha visto la sua prima applicazione nel campo solare nel 1872 da parte dell'inventore John Ericsson. Dalle origini ad ora sono stati sviluppati diversi prototipi, testati su veicoli ed imbarcazioni. Recenti sperimentazioni hanno verificato la possibilità di impiego di questo motore per la propulsione dei sommergibili o come generatore elettrico in satelliti artificiali extra-atmosferici. Lo Stirling si presenta sulla carta come il più efficiente motore nella conversione di energia termica in energia meccanica, quando vengano utilizzate temperature di esercizio particolarmente elevate.

La fonte di energia termica esterna al motore e la richiesta di alte temperature rendono il motore Stirling un ottimo abbinamento ad un sistema solare a concentrazione.

Il motore Stirling opera con efficienze progressivamente più elevate all'aumentare della temperatura di esercizio. Dal momento che tali temperature sono facilmente ottenibili con un disco solare a concentrazione, le condizioni di esercizio ottimali sono limitate solo dalle caratteristiche dei materiali impiegati per la sua costruzione.

Il motore di un sistema dish-engine converte l'energia termica in meccanica secondo modalità simili agli altri motori convenzionali, comprimendo un fluido di lavoro quando è freddo, riscaldando il fluido compresso ed espandendolo attraverso una turbina o con un

pistone per produrre lavoro. Il lavoro meccanico viene poi convertito in energia elettrica mediante un generatore elettrico o un alternatore.

Per i sistemi dish-engine sono stati presi anche in considerazione diversi cicli termodinamici e fluidi di lavoro, come il ciclo Rankine, che usa acqua o fluido organico di lavoro e Brayton che utilizza gas in ciclo aperto e chiuso. I motori convenzionali a ciclo Otto e Diesel sono difficilmente impiegabili perchè la fonte di energia termica è esterna e quindi nelle applicazioni reali non è possibile adattarli alla fonte solare concentrata. Il motore Stirling risulta fra tutti ideale per questo impiego, in quanto i cicli sono ad elevata temperatura e la sorgente di calore è esterna al motore.

Il range di temperature ottimale, supportato dai materiali impiegati, varia da 600 a 800 °C, e la pressione fra 40 e 200 bar. L'elevata pressione consente di massimizzare la potenza del motore ma rende critica la sigillatura del circuito del gas di lavoro rispetto alle parti del motore che operano a pressione atmosferica.

Il motore presenta una efficienza di conversione compresa fra il 30 ed il 40%. Per queste temperature di esercizio l'idrogeno risulta essere il gas di lavoro ottimale. Tuttavia spesso si preferisce l'elio perché dotato di caratteristiche di maggiore compatibilità con i materiali e condizioni di maggiore sicurezza durante il funzionamento.

Il motore incorpora un efficace sistema di scambio termico che riceve il calore quando il fluido viene raffreddato a volume costante e lo reintegra quando il gas viene riscaldato a volume costante.

L'esigenza di competitività economica rispetto alle fonti tradizionali rende necessaria la progettazione di motori in grado di operare per lunghi periodi con ridotte manutenzioni. Un tempo di vita ottimale può essere considerato intorno alle 50.000 ore di esercizio, approssimativamente 10 volte la normale durata di un motore a combustione interna per autotrazione.

Ci sono diverse configurazioni meccaniche che consentono questo ciclo termodinamico. La maggior parte di queste prevedono l'impiego di pistoni e cilindri ed alcuni particolari usano un pistone flottante, che sposta il gas di lavoro fra le regioni calde e fredde mantenendo il processo a volume costante.

La maggior parte dei motori Stirling realizzati utilizza un albero a gomiti. Esiste anche una configurazione a pistoni liberi, in cui il pistone non si trova collegato ad alberi motore o altri

meccanismi ma viene mosso alternativamente da molle e dalla pressione del gas. L'energia viene estratta da un pistone di potenza attraverso un alternatore lineare.

Il ciclo ideale Stirling è costituito da quattro trasformazioni, due a temperatura costante (isoterme) e due a volume costante (isocore).

Producendo più lavoro nel processo di espansione ad alta temperatura rispetto a quello richiesto per comprimere il gas a bassa temperatura, il ciclo Stirling produce un lavoro netto positivo che può alimentare un alternatore.

Una modalità innovativa di applicazione del ciclo Stirling, a livello ancora sperimentale, è costituita dal motore a pistone libero. Le fasi termodinamiche del motore free-piston Stirling sono identiche a quelle del motore cinematico Stirling. Il motore free-piston opera però senza connessioni meccaniche ed il gas e le molle vengono impiegati per il corretto movimento dei pistoni che interagiscono.

Il rendimento termodinamico del motore è costituito, come ben noto, dal rapporto fra l'energia termica convertita in lavoro meccanico e l'energia termica fornita al motore. L'efficienza è limitata dal valore che si ottiene in un ciclo di Carnot che rappresenta la massima efficienza di un ciclo ideale che opera fra due livelli fissati di temperatura.

L'efficienza del ciclo di Carnot dipende infatti esclusivamente dalle temperature alle quali il calore viene trasferito: essa è data dalla seguente espressione

$$\eta_{\text{Carnot}} = (1 - T_L/T_H)$$

L'efficienza di un motore reale, scritta nei termini dell'efficienza del ciclo di Carnot è:

$$\eta_{\text{eng}} = \beta_{\text{carnot}} (1 - T_L/T_H)$$

dove

β_{carnot} = rapporto fra l'efficienza del motore reale e quella teorica di Carnot

T_H = temperatura di ingresso (°K)

T_L = temperatura di rilascio (°K)

Il termine della formula fra parentesi rappresenta l'efficienza del ciclo di Carnot.

L'equazione evidenzia che l'efficienza cresce all'aumentare della temperatura massima del ciclo T_H e con l'abbassamento della temperatura minima T_L .

Quindi la progettazione dei sistemi Dish-Stirling deve tenere in considerazione l'esigenza di conseguire la più elevata temperatura possibile (compatibile con i materiali utilizzati) da parte del concentratore solare e la più bassa temperatura di rilascio con un opportuno sistema di raffreddamento. Quest'ultima dovrebbe essere il più possibile vicina alla temperatura ambiente.

L'efficienza di conversione da energia solare ad elettrica viene determinata dalla catena di rendimenti del sistema:

$$\eta_{\text{conv}} = \eta_{\text{conc}} \eta_{\text{ric}} \eta_{\text{eng}} \eta_{\text{alt}}$$

dove

η_{conc} è il rendimento del sistema di concentrazione

η_{ric} è il rendimento di trasformazione in energia termica

η_{eng} è il rendimento di conversione del motore Stirling

η_{alt} è il rendimento dell'alternatore

Naturalmente occorre considerare anche i consumi di energia elettrica per mantenere nelle condizioni di esercizio il sistema dish-Stirling (motori e pompe di raffreddamento, sistemi di controllo, sistemi di tracciamento) e quindi detraendo tali consumi dal numeratore del rendimento lordo si otterrà un rendimento η_{conv} effettivo.

5.5.4. Il sistema concentratore-ricevitore

Il concentratore, come già accennato, intercetta la radiazione solare proveniente dal sole su un'ampia area con un'apertura a forma di disco e lo concentra in un'area limitata. Il ricevitore assorbe questa energia e la trasferisce al motore Stirling. La quantità di calore effettivamente trasferita può essere definita calore utile Q_u .

Allo scopo di massimizzare l'energia utile Q_u è importante ottenere un elevato valore di concentrazione: ad una elevata area di "raccolta" della radiazione solare A_{ap} deve corrispondere un'area di concentrazione A_{rec} più piccola possibile.

Il rapporto fra queste due grandezze viene definito come rapporto geometrico di concentrazione e viene espresso dalla seguente relazione

$$C_{RS} = A_{ap} / A_{rec}$$

L'incremento del rapporto di concentrazione si scontra con il costo della realizzazione del collettore che deve essere a tal fine sempre più accurata.

Il rapporto di concentrazione si riferisce ad una situazione ideale, nella quale il flusso solare è distribuito in modo omogeneo sull'apertura del ricevitore. In realtà questa distribuzione non è uniforme ma presenta solitamente un picco verso il centro dell'area e decresce verso i bordi in modo più o meno disuniforme. Si possono riscontrare picchi di concentrazione da 3 a 5 volte superiori rispetto alla concentrazione geometrica sopra definita.

Il paraboloide è costituito da una superficie generata da una parabola che ruota intorno al suo asse. La superficie è disegnata in modo che tutti i raggi paralleli all'asse si riflettano su un solo punto focale.

I concentratori reali nell'approssimare la forma del paraboloide presentano diversi difetti ottici che portano a disperdere la radiazione solare rispetto al punto di concentrazione. Anche piccole variazioni rispetto alla curva di progettazione possono causare importanti dispersioni della radiazione concentrata. Errori ottici possono essere anche generati dalla superficie riflettente stessa che può diffondere la radiazione diretta incidente, con riflessioni non speculari.

Inoltre due tipi di errori legati all'allineamento ottico possono spostare il fuoco dalla posizione nella quale dovrebbe trovarsi. Il primo consiste nel potenziale errore dell'allineamento meccanico del ricevitore rispetto al concentratore. Il secondo, definito come errore di inseguimento, si ha quando l'asse del concentratore non si trova puntato direttamente verso il sole.

Un'ulteriore causa di dispersione della radiazione rispetto al fuoco viene generata da una situazione che, contrariamente alle precedenti, non può essere migliorata da una più accurata qualità costruttiva. Il sole non è una sorgente puntuale che emette raggi paralleli, ma presenta un diametro apparente la cui immagine riflessa si disperde su un cono approssimativo di 9,3 milliradiani (angolo di 0,533°). Questa dispersione viene ulteriormente incrementata dalla presenza del particolato in atmosfera.

Un altro aspetto da considerare con attenzione è la "qualità" riflettiva della superficie del concentratore che condiziona la capacità di riflettere la radiazione solare su di un'area limitata.

Le superfici sono ricoperte solitamente di un sottile strato di alluminio o argento lucido posizionato sul retro di un vetro o davanti ad una superficie di supporto. La qualità della superficie riflettente si determina attraverso le caratteristiche di riflettanza e specularità. La riflettanza è la percentuale di luce riflessa dalla superficie rispetto alla luce incidente mentre la specularità indica la capacità della superficie di riflettere la luce senza dispersioni rispetto all'angolo di incidenza, ma su di un angolo corrispondente a questo.

La superficie con lo strato argentato presenta una maggiore riflettanza rispetto all'alluminio ed alle altre superfici metalliche su tutto lo spettro solare. A questa viene applicata, come per gli specchi tradizionali, una pittura ed una superficie protettiva sul retro.

I vetri attualmente usati hanno uno spessore limitato ed un ridottissimo contenuto di ferro portando a valori di riflettanza del 95%.

I concentratori richiedono una struttura rigida di supporto che possa mantenere la curvatura di progetto e possa resistere ad azioni dannose del vento. Gli elementi ottici possono essere integrati ed incorporati nelle strutture di supporto oppure fisicamente separati da esse.

Le prestazioni dei concentratori possono essere misurate, come già riferito, come il rapporto fra l'energia che attraversa la bocca del ricevitore e quella giunta all'apertura del concentratore. Questa grandezza viene chiamata efficienza ottica del concentratore e può essere definita dalla seguente relazione:

$$\eta_{\text{conc}} = E (\cos \theta_i) \rho \varphi$$

con E frazione dell'area di apertura non coperta da ombre.

Il termine tra parentesi assume il valore 1 in quanto l'angolo di incidenza θ_i deve essere uguale a 0.

I due termini residui, sono la riflettanza ρ e la frazione di assorbimento φ .

Quest'ultimo rappresenta la frazione dell'energia riflessa dal concentratore che entra nel ricevitore, e può essere condizionata dagli errori di inseguimento, dai difetti ottici della superficie del concentratore e dall'allineamento fra specchi e ricevitore.

Questi errori possono essere in parte bilanciati da una maggiore apertura del ricevitore che consente l'ingresso di una maggiore quota di energia incidente, ma allo stesso tempo genera maggiori dispersioni termiche.

Esiste una precisa relazione di proporzionalità fra la frazione di energia catturata e l'apertura del ricevitore, ma i benefici conseguibili sono ridotti dalle dispersioni termiche e quindi è necessaria una accorta progettazione per bilanciare questi due termini.

Il ricevitore assorbe il flusso solare concentrato e lo converte in energia termica che trasferisce al gas di lavoro del motore Stirling. Le superfici interne della cavità fra l'apertura e la superficie di assorbimento sono riflettenti. La superficie di assorbimento è solitamente collocata in una posizione arretrata rispetto al punto focale del concentratore, in modo che la densità del flusso incidente sulla superficie venga ridotta.

Esistono due tipologie di ricevitori nei sistemi di concentrazione a disco parabolico: ricevitori cavi ed esterni. La più usata è quella a forma cava già descritta, che consente l'assorbimento della maggior parte della radiazione incidente all'interno della struttura cava. I ricevitori esterni hanno le superfici assorbenti visibili direttamente dal concentratore e presentano solitamente una forma sferica, in modo che la dimensione apparente risulti uguale indipendentemente dalla direzione da cui proviene la radiazione riflessa. Questi ricevitori presentano però maggiori dispersioni termiche e temperature operative più basse.

I ricevitori cavi presentano per contro il vantaggio che la superficie di assorbimento è maggiore dell'apertura dell'assorbitore e quindi l'asportazione del calore può avvenire con minori stress termici per i materiali impiegati. La cavità inoltre riduce le perdite termiche per convezione naturale grazie al disegno ed all'angolazione del componente, proteggendo inoltre la superficie assorbente dal raffreddamento da parte del vento.

Le temperature di esercizio particolarmente elevate favoriscono l'efficienza di trasformazione dell'energia termica in meccanica ed elettrica ma incrementano le dispersioni termiche dell'assorbitore.

Le perdite convettive della cavità possono essere eliminate chiudendo l'apertura con un vetro trasparente, ma questa soluzione riduce l'energia incidente perché inserisce un coefficiente di trasmittanza nella equazione di equilibrio del sistema. Si può invece inserire nella cavità una struttura Francia a nido d'ape in grado di limitare i movimenti convettivi in piccole porzioni della cavità stessa.

Per incrementare l'assorbanza della superficie di scambio possono essere applicati strati di materiali ad elevato coefficiente di assorbimento della radiazione luminosa nello spettro solare. Tali rivestimenti devono presentare un'assorbanza superiore al 90% e mantenere le proprie caratteristiche a temperature intorno ai 600°C.

Allo scopo di ridurre le perdite termiche radiative è importante che la superficie assorbente presenti una ridotta emittanza. A tale scopo il rivestimento che incrementa l'assorbanza dovrebbe operare in modo selettivo presentando una ridotta emittanza nelle lunghezze d'onda tipiche della radiazione termica. Questi rivestimenti presentano solitamente un degrado delle caratteristiche piuttosto veloce nel tempo.

5.6. Impianti CSP in esercizio

Gli impianti CSP commerciali in esercizio ad aprile 2011 (potenza superiore a 1 MW) erano 38, per una potenza nominale installata di circa 1320 MWe. Se suddividiamo gli impianti per tipologia (figura 6) osserviamo che la maggior parte di questi sono stati realizzati secondo la filosofia progettuale delle parabole lineari (solar trough) . Sono ubicati principalmente nell'area sud occidentale degli Stati Uniti e nel sud della Spagna e sono quasi tutti entrati in esercizio a partire dal 2007.

I sistemi di concentrazione a parabola lineare presentano una potenza di picco installata fra 1 e 80 MWe con una potenza totale di più di 1250 MWe.

Come già riferito i due paesi all'avanguardia nella realizzazione di questi impianti sono gli Stati Uniti e la Spagna, anche in virtù della disponibilità di aree territoriali a bassa densità abitativa ed elevata insolazione.

Nel deserto del Mojave, nel sud della California, in una zona che presenta la maggiore insolazione negli Stati Uniti, un complesso di nove impianti con collettori parabolici lineari è in esercizio dagli anni '80. Il complesso SEGS (Solar Electricity Generating Systems) dispone di una potenza totale di oltre 350 MWe di picco, con circa 900.000 specchi che concentrano la radiazione solare incidente ed una superficie pari a 2 milioni di m². Il complesso è distribuito su un'area superiore a 6 km².

Gli impianti lavorano con un olio diatermico sintetico che consente temperature di esercizio intorno ai 390°C, e producono vapore che viene trasferito ad un sistema turbina-generatore che produce energia elettrica, immessa in rete.

Nelle giornate nuvolose l'impianto ha una caldaia convenzionale di integrazione a gas naturale che fornisce mediamente il 25% dei fabbisogni termici.

Gli impianti sono stati progettati per fornire energia nelle fasi di picco del carico energetico, principalmente nei pomeriggi estivi, quando il generatore è in grado di lavorare alla potenza massima. L'ormai lungo periodo di funzionamento degli impianti ha consentito di ottimizzare gli interventi e ridurre i costi di manutenzione di almeno un terzo rispetto ai primi anni di esercizio. Sono stati inoltre apportati importanti miglioramenti agli assorbitori ed alla logica di interazione con il sistema convenzionale integrativo. In più di 20 anni di esercizio le prestazioni medie sono calate solamente del 3% e l'impianto è operativo per il 99% del periodo utile annuo.

Il Martin Next Generation Solar Energy Center è per dimensioni il secondo impianto a concentrazione mondiale a parabole lineari ed è connesso ad un impianto preesistente di cogenerazione, il Martin County Power Plant, che è attualmente il più grande impianto termoelettrico negli USA, alimentato con combustibili fossili (3.705 MW). L'impianto solare, con una potenza di 75 MW, ha una schiera di parabole lineari con 180.000 specchi su un'area di 200 ettari ed è entrato in esercizio nel corso del 2010.

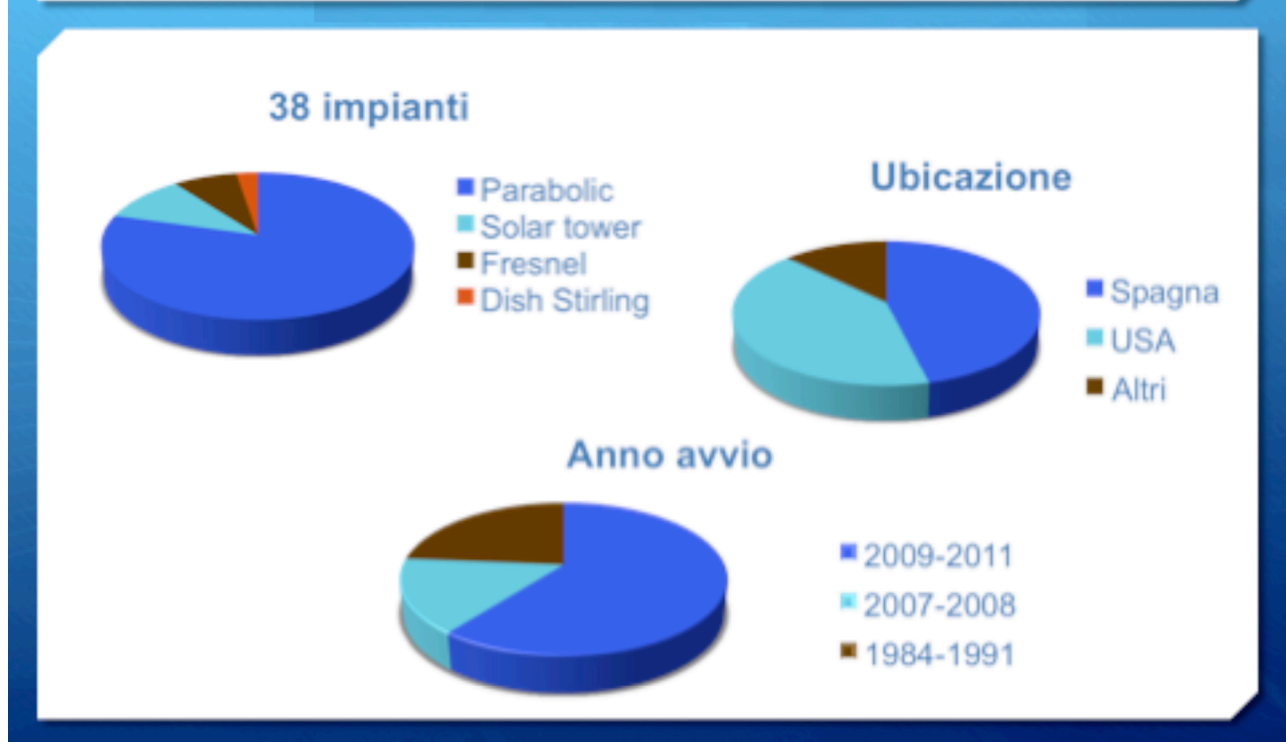
Nevada Solar One realizzato da Acciona Solar Power, nei pressi di Boulder City in Nevada, è la prima centrale solare termodinamica costruita in USA dopo SEGS ed è stato collegata in rete nel 2007. Con una potenza nominale di 74 MWe dispone di 760 parabole

lineari composte da più di 180.000 specchi con un'area totale di 357.000 m². Le parabole concentrano la radiazione solare sull'assorbitore tubolare, in cui circola olio diatermico riscaldato fino a 390°C che produce allo scambiatore vapore a più di 370 °C. L'impianto non dispone di una fonte integrativa convenzionale né di uno storage termico perché è progettato per soddisfare i carichi di picco estivi legati alle maggiori esigenze degli impianti di condizionamento nel periodo.

Il numero degli impianti in fase di realizzazione o in progetto in USA è veramente importante e suscettibile di continue modifiche ed aggiornamenti. E' disponibile un elenco sempre aggiornato sul sito nrel.gov/csp/solarpaces/.

L'altro Paese che vede molte iniziative nel campo del solare termodinamico con impianti in esercizio e molti altri in fase realizzativa o di progetto è la Spagna.

Figura 6 - Impianti solari termodinamici commerciali in esercizio
(ad aprile 2011, potenza superiore a 1 MW)



In prossimità di Siviglia sono stati realizzati da Abengoa Solar ed entrati in funzione nel corso del 2010 tre dei 5 impianti gemelli a concentrazione previsti (Solnova 1, 3 e 4) con parabole lineari aventi una superficie totale riflettente, per singolo impianto, di 300.000 m².

Ogni impianto ha una potenza di 50 MW ed occupa un'area di 115 ettari. Il sistema di assorbimento è costituito da due tubi concentrici disposti lungo il punto focale del concentratore lineare. Il tubo esterno in vetro è separato dal tubo interno di metallo da una zona a vuoto d'aria. Il fluido termovettore è costituito da olio diatermico sintetico che allo scambiatore genera vapore ad alta pressione ed alimenta la turbina come precedentemente descritto. Gli impianti sono inoltre dotati di un sistema convenzionale alimentato a gas.

In Andalusia nelle vicinanze di Granada sono stati realizzati ed entrati in esercizio tra il 2009 ed il 2011 tre impianti (Andasol 1,2 e 3) ognuno della potenza di 50 MW. Andasol 1 è il primo impianto a parabole lineari entrato in funzione in Europa e presenta, come i suoi "omonimi" una caratteristica fondamentale che lo distingue da altri impianti precedentemente realizzati. E' dotato infatti di un accumulatore di energia termica a sali fusi, composti da una miscela di nitrato di sodio al 60% e nitrato di potassio al 40%. Il sistema di accumulo ha una capacità complessiva di 28.500 tonnellate ed è distribuito su due serbatoi aventi 14 metri di altezza e 36 di diametro. L'accumulo termico consente un'autonomia di esercizio superiore alle 7 ore in assenza di sole. E' prevista anche la produzione di energia termica con un'integrazione da fonte convenzionale.

Nel biennio 2009 -2010 sono entrati in esercizio in Spagna altri 9 impianti della potenza di picco di 50 MWe con caratteristiche progettuali simili agli Andasol sopra descritti.

Nel 2010 è stata ultimata la realizzazione dell'impianto Archimede da parte di ENEA in Sicilia. Archimede è il primo impianto a concentrazione a collettori parabolici lineari che utilizza direttamente come fluido termovettore sali fusi ed il primo impianto ad essere stato integrato in una centrale termoelettrica a ciclo combinato. Il campo delle parabole lineari occupa un'area di circa 80.000 m² con una superficie totale riflettente superiore a 30.500 m². I sali fusi, impiegati nel circuito di trasferimento dell'energia termica alla turbina e nell'accumulo termico, sono una miscela di nitrato di sodio (NaNO₃) al 60% e nitrato di potassio (KNO₃) al 40%. Diventano liquidi ad una temperatura di circa 240°C e restano stabili fino alla temperatura di esercizio prevista intorno ai 550°C, di molto superiore rispetto alle temperature conseguibili con gli oli diatermici. Questi sali, impiegati nei comuni fertilizzanti, non sono infiammabili né tossici ed hanno un costo ridotto. Il sistema di accumulo è costituito da due serbatoi mantenuti a due diversi livelli termici e a regime

dovrebbe consentire un'autonomia operativa di circa 8 ore. La potenza elettrica di progetto è pari a 5 MW, ed il rendimento medio annuo globale previsto è intorno al 15%. Nel circuito che collega i concentratori lineari agli accumuli i sali fusi vengono movimentati da pompe di circolazione. I due serbatoi di accumulo si differenziano per la temperatura media dei sali contenuti. Il serbatoio a temperatura più elevata viene mantenuto in esercizio a circa 550°C e l'altro alla temperatura inferiore di 290°C. Quando la radiazione solare supera un valore di soglia la miscela di sali viene mossa dal serbatoio a "bassa" temperatura al campo dei collettori solari dove si riscalda fino a 550°C e viene trasferita al serbatoio più caldo.

Il sale ad elevata temperatura attraversa lo scambiatore del generatore di vapore producendo vapore surriscaldato e ritorna al serbatoio "freddo". Questa soluzione consente di utilizzare l'energia da fonte solare fornendo l'energia termica di processo ad elevata temperatura come integrazione agli impianti industriali che impiegano combustibili fossili.

L'integrazione dell'impianto solare ENEA ad un impianto convenzionale a ciclo combinato che produce energia elettrica è una soluzione tecnologicamente ottimale. Il vapore fornito dall'impianto solare ha le stesse caratteristiche di temperatura e pressione del vapore proveniente dal generatore a recupero di calore dei fumi di scarico della turbina a gas.

Passando alla descrizione degli impianti della tipologia a torre, l'impianto Solar Power Tower PS10 (Planta Solar 10) realizzato in Andalusia nelle vicinanze di Siviglia è il primo impianto commerciale europeo a eliostati e torre. Entrato in esercizio nel 2007, dispone di una potenza di 11 MW ed ha un campo di 624 eliostati, ciascuno con una superficie di 120 m². La radiazione solare viene concentrata su una torre alta 115 metri dove sono collocati il ricevitore solare e la turbina. L'impianto prevedeva inizialmente l'impiego dell'aria come fluido termovettore con un ricevitore solare in grado di prelevare l'aria ambiente e riscaldarla fino a 700°C. L'aria calda avrebbe dovuto generare vapore a 550°C attraversando uno scambiatore aria-acqua/vapore. Le difficoltà incontrate nella realizzazione di un ricevitore solare con queste caratteristiche ha portato a riconvertire il sistema per una produzione di vapore, con un progetto concettualmente simile a quello di Solar One.

Rispetto alle realizzazioni californiane degli anni '80 è stato realizzato un campo eliostati numericamente inferiore, aumentando la superficie di ognuno di essi. Inoltre l'impianto lavora a condizioni di temperatura (intorno a 300°C) meno severe (non c'è surriscaldamento del vapore) da cui consegue un minore stress per il ricevitore e conseguentemente una vita più lunga del sistema. Anche lo storage costituito da 4 serbatoi è di più semplice utilizzo, non essendoci fluidi per uno scambio termico intermedio. Per contro ne deriva un minore rendimento energetico.

Nel 2009 è entrata in esercizio in Spagna, affiancata logisticamente a PS 10, la centrale a torre PS 20 (Planta Solar 20) con ricevitore a vapore. E' attualmente l'impianto di maggiori dimensioni di questa tipologia. La torre è alta 165 metri; gli eliostati, con una superficie di 120 m² ciascuno, sono 1255 ed occupano un'area di 80 ettari. Riflettono la radiazione incidente sul ricevitore, collocato in cima alla torre, che produce vapore convertito in energia meccanica ed elettrica per una potenza di picco di 20 MWe.

Il sistema non è supportato da un impianto convenzionale alimentato da fonti fossili; dispone esclusivamente di un modesto storage termico ad equilibrio acqua-vapore equivalente a circa 30 minuti di esercizio a piena potenza.

Anche in California, nel deserto del Mojave, sempre nel 2009, è entrata in funzione una nuova centrale a torre: la Sierra Sun Tower con una potenza di 5 MWe. Attualmente l'impianto è l'unico CPS a torre in esercizio negli Stati Uniti. Anche in questo caso la tecnologia si basa su una produzione diretta del vapore nel ricevitore ubicato sulla torre. Il campo solare composto da 24.000 eliostati occupa 8 ettari, ed è diviso in 4 sottosistemi che concentrano la radiazione su due torri. Da queste parte il vapore surriscaldato che alimenta le turbine.

Fra i diversi progetti di centrali a torre in fase di realizzazione si segnala Solar Tres, il cui progetto si basa sulle esperienze di Solar Two, impianto a sali fusi, ed avrà una potenza nominale maggiore (17 MWe al posto di 10 MWe). Disporrà di un campo solare costituito da 2500 eliostati da 120 m², di un accumulo composto da due grandi serbatoi a sali fusi, in grado di garantire una autonomia di 15 ore.

Per gli impianti a tipologia Fresnel è importante segnalare che nel 2008 è entrato in esercizio Kimberlina Solar Thermal Power Plant, il primo impianto commerciale con questa tecnologia. L'impianto ubicato in California ha una potenza di 5MW e la Azienda

costruttrice ha in programma la realizzazione nella stessa area di un impianto Fresnel di 177 MW.

Per i dish-Stirling è operativo dal gennaio 2010 un impianto commerciale da 1,5 MW composto da 60 unità SunCatcher Stirling Energy Systems nella Contea di Maricopa in Arizona.

5.7. Modelli dish-Stirling commerciali

I diversi prototipi realizzati (principalmente da aziende US) attualmente in esercizio sono in fase di ottimizzazione e collaudo su campo.

Alcuni di questi hanno conseguito affidabilità e maturità tecnologica e sono quindi disponibili per una distribuzione commerciale.

Il generatore SunCatcher realizzato da SES (Stirling Energy Systems) è stato prodotto in un significativo numero di esemplari e, come riferito in precedenza, 60 unità aggregate fra loro compongono Maricopa Solar Plant, un impianto commerciale da 1,5 MW ubicato in Arizona e funzionante dal gennaio 2010.

Il SunCatcher dispone di un disco del diametro di circa 12 m, è dotato di un sistema automatico di inseguimento del Sole e raccoglie la radiazione solare incidente indirizzandola sul ricevitore posto nel fuoco. E' dotato di un motore Stirling da 25 kW a quattro cilindri che opera a ciclo chiuso. Il ricevitore irradiato dall'energia solare costituisce lo scambiatore caldo del circuito sigillato, nel quale circola idrogeno. Il gas surriscaldato alimenta il motore Stirling al quale è connesso un generatore che produce energia elettrica compatibile con la rete. Lo scambiatore "freddo" restituisce l'energia termica all'ambiente con radiatori simili a quelli impiegati nei veicoli. Il gas raffreddato viene nuovamente inviato allo scambiatore caldo. In questo modo il sistema non consuma acqua se non quando è richiesta la pulizia degli specchi.

Un altro interessante modello, più piccolo per dimensione, è l'Infinia 3.0 ISS della Infinia Corporation. Dotato di un disco del diametro di circa 5 m, possiede un motore Stirling da 3 kW con caratteristiche particolarmente interessanti: si tratta del primo modello commerciale di motore Stirling monocilindrico a pistone libero.

In Italia viene prodotto da INNOVA un sistema dish-Stirling cogenerativo della potenza di 1 kWe e 3 kW termici. Il concentratore presenta un diametro di 3,75 m ed installa un motore Microgen.

Il sistema Euro-dish di progettazione europea è in fase avanzata di sperimentazione e verrà descritto nel prossimo paragrafo.

5.8. Il generatore Euro-Dish

Il generatore solare Euro-Dish è un sistema Dish-Stirling di progettazione europea che converte l'energia solare in energia elettrica per via termodinamica.

Il sistema è prodotto da un consorzio di aziende tedesche coordinate da SBP (Schlaich Bergemann e Partner) di Stoccarda. La ricerca europea sui Dish-Stirling è stata avviata negli anni '80 dai costruttori con il supporto del Dipartimento dell'Energia Solare del DLR (Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt) ed il sistema è stato testato per un lungo periodo ad Almeria in Spagna, presso la PSA (Plataforma Solar de Almeria).

Un prototipo del generatore è stato installato nel 2002 a Milano presso l'area sperimentale attualmente RSE dove si sono svolte per alcuni anni (periodo 2002-2008) attività di monitoraggio ed ottimizzazione del sistema, portando il prototipo a condizioni di esercizio affidabili e ad una elevata efficienza.

Il concentratore, costituito da un paraboloide dotato di una superficie riflettente di m² 56 e di un diametro di m 8,5 , indirizza su un ricevitore la radiazione solare diretta incidente.

L'energia solare viene quindi trasformata in energia termica ad elevata temperatura, e dal ricevitore viene trasferita ad un motore Stirling della potenza nominale di 10 kWe, che muove un generatore asincrono con una conseguente produzione di energia elettrica.

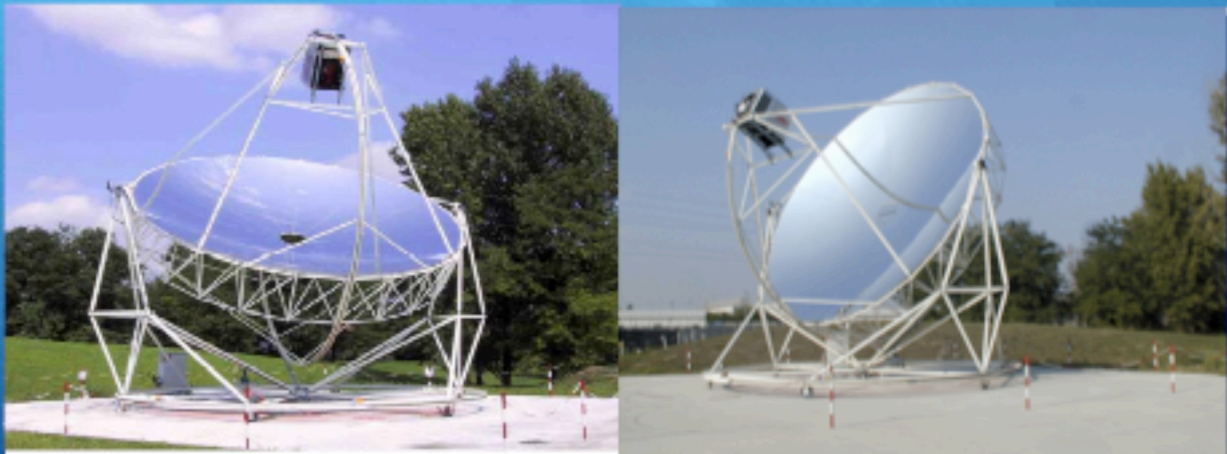
Un sistema di puntamento muove la parabola mantenendola orientata verso il sole. Il sistema di controllo elabora la posizione del sole ed aziona i motori ausiliari che spostano la parabola.

Il generatore Stirling è un motore a pistoncini con un circuito sigillato contenente gas che compie un ciclo termodinamico, già descritto, che trasforma l'energia termica in energia

meccanica. Il motore fa ruotare un alternatore trifase collegato alla rete elettrica a bassa tensione.

Descriviamo una giornata tipica di esercizio dell'EuroDish (figura 7)

Figura 7 - Prototipo del generatore EuroDish



Il generatore, con un paraboloide del diametro di 8,5 m., è incorporato in una struttura che consente la rotazione su due assi. Il motore Stirling SOLO 161, potenza nominale di 10 kW, è installato al vertice, con lo scambiatore caldo sul piano focale del concentratore. E' ubicato a Milano presso i laboratori RSE (Ricerca sul Sistema Energetico) del gruppo GSE (Gestore Servizi Energetici)

Foto RSE

Il sistema di controllo e gestione verifica con fotocellule il superamento di un valore di soglia della radiazione solare (circa 300 W/m^2). Vengono quindi avviati i motori ausiliari che indirizzano l'orientamento della parabola in una posizione prossima al puntamento del sole. L'asse della parabola si allinea con i raggi solari ed il motore Stirling viene avviato dall'alternatore che nelle prime fasi opera da motore di lancio.

Quando la temperatura del gas raggiunge e supera valori intorno a 500°C circa, il motore inizia a produrre energia meccanica. Con la velocità di rotazione superiore a 1500 giri al minuto, anche l'alternatore inizia a produrre energia elettrica.

La parabola continua a muoversi lentamente mantenendo la radiazione solare puntata sullo scambiatore del motore Stirling, ubicato all'interno della cavità. Se le nuvole coprono il sole o diffondono la radiazione solare, il concentratore assume la posizione di stand-by ed il motore si disattiva. Allo scopo di garantire la ripartenza quando la radiazione solare si rende nuovamente disponibile, il sistema continua a seguire il moto apparente del sole. Al tramonto il concentratore si porta nelle condizioni di sicurezza e riassume la posizione di inizio giornata pronto per la ripartenza del giorno successivo.

Durante l'operatività giornaliera il generatore viene continuamente controllato, sia nelle fasi stazionarie che in quelle di movimento del disco. In questo caso viene effettuata dal sistema di gestione la verifica che i motori si siano azionati come richiesto e la posizione corrisponda a quella impostata. La funzionalità del motore viene controllata monitorando i parametri fondamentali quali la temperatura del ricevitore, la pressione dell'elio nel motore e nella bombola, la velocità di rotazione, la temperatura del pistone caldo e del circuito di raffreddamento. La logica di controllo è stata ottimizzata presso i laboratori di ricerca sulla base delle esperienze sperimentali ed è finalizzata alla protezione dei componenti e del ricevitore solare allo scopo di evitare eventuali rischi di fusione.

Il sistema di sostegno della parabola per l'inseguimento del sole è costituito da due strutture circolari. La prima è una piattaforma girevole con due strutture di sostegno e consente di seguire i movimenti azimutali del sole. La seconda è costituita da una struttura anulare di sostegno del concentratore ed è in grado di variare l'inclinazione della parabola rispetto al terreno. Una struttura a cremagliera regola l'inclinazione del disco.

La struttura sostiene anche la gabbia di fissaggio del motore Stirling, con lo scambiatore solare posizionato in prossimità del piano focale del paraboloide.

Il concentratore riflettente è composto da 12 settori in fibra di vetro opportunamente sagomati coperti da piastre di vetro incollate in modo da costituire una superficie omogenea.

Il sistema è in grado di operare autonomamente assistito da un software che gestisce non solo le normali condizioni di esercizio ma consente di assumere le posizioni di stand-by e sicurezza necessarie per evitare situazioni di stress termico per i componenti. Le principali configurazioni del sistema che vengono adottate sono la posizione di sicurezza, con la parabola rovesciata verso il basso, lo stato di inseguimento del moto del sole in

condizioni di standby, lo stato di esercizio in cui il generatore è operativo e produce energia elettrica ed infine la condizione di inattività e riposo notturno.

Il software di gestione e controllo viene configurato con una serie di dati che riguardano l'ubicazione geografica dell'installazione (coordinate) e parametri generali (orari di accensione e spegnimento, soglie di radiazione solare per l'accensione mattutina e per il funzionamento in standby, valori limite per le temperature di esercizio e per il vento ed altre condizioni di sicurezza).

L'avviamento del generatore viene attivato automaticamente, dopo aver verificato che non sussistano condizioni che richiedano la messa in sicurezza dell'impianto.

Il software effettua alcune verifiche preliminari sul movimento della parabola per verificare la corrispondenza fra i comandi e gli attuatori. Per attivare l'inseguimento del sole, soddisfatte le condizioni autorizzative relative ad orario di funzionamento, valore di soglia della radiazione solare, velocità del vento, il sistema assume la posizione di standby. Dopo alcuni minuti di verifica sul mantenimento delle condizioni di soglia prefigurate, il generatore passa alle condizioni operative, orientandosi verso il sole e fermandosi quando il ricevitore del motore Stirling si trova ubicato nel fuoco del concentratore.

Al raggiungimento della posizione prevista viene avviato il motore Stirling. Il generatore asincrono trascina in rotazione il motore SOLO 161 alla velocità di circa 1500 giri al minuto. Vengono attivate anche la pompa di circolazione dell'acqua di raffreddamento e la ventola. Quando la temperatura del ricevitore si porta ad un livello prefissato (solitamente dopo pochi secondi) , si apre la valvola dell'elio che viene trasferito dalla bombola principale al circuito del motore, che si trova ad una pressione iniziale di circa 25 bar. Con il continuo incremento della temperatura del ricevitore viene progressivamente inserito il gas, con fasi di apertura della valvola della durata di frazioni di secondo. La temperatura del concentratore viene mantenuta costante, una volta conseguito il valore prefissato. Si ottiene questo risultato regolando la massa di elio all'interno del motore, con flussi di gas da e verso la bombola di servizio.

Con l'ingresso dell'elio nei cilindri aumenta la coppia del motore Stirling che da una fase iniziale passiva frenante inizia a generare una coppia attiva immettendo potenza in rete. Questa fase richiede alcuni minuti e porta il generatore alla fase di regime. In questa fase

il sistema insegue il movimento del sole ed adegua la pressione del gas alla radiazione solare incidente, producendo energia elettrica.

Quando la radiazione solare ritorna inferiore al valore di soglia il sistema riassume le condizioni di standby. Se la radiazione solare globale è al di sopra del valore di soglia, ma la radiazione incidente è inferiore a quanto previsto per il funzionamento minimo del motore, il sistema rimane in condizioni operative, ma il motore viene spento. Questa condizione è tipica di un cielo con un leggera nuvolosità o foschia.

All'orario del tramonto la parabola effettua una rotazione in senso antiorario e si riporta alla posizione di partenza per il giorno successivo.

Quando uno dei parametri impostati giunge a valori inferiori alla soglia, il sistema di controllo riporta il disco nelle condizioni di sicurezza a parabola rovesciata.

Il ricevitore deve essere posizionato correttamente rispetto al piano focale del paraboloide allo scopo di ottimizzare la resa ed allo stesso tempo evitare danni da esposizione ad una temperatura eccessiva. La temperatura del ricevitore aumenta con il diminuire della distanza rispetto al piano focale. Per evitare la fusione del ricevitore occorre incrementare l'asportazione dell'energia termica da parte dell'elio che circola nello scambiatore, aumentandone la densità e di conseguenza la pressione nei cilindri. Un avvicinamento del ricevitore al piano focale comporta un incremento della pressione dell'elio che si traduce in un aumento della potenza meccanica resa ed in un migliore rendimento del sistema.

La distribuzione della radiazione solare sulla superficie del radiatore non è uniforme ma presenta una distribuzione gaussiana più intensa al centro del piano focale che si riduce progressivamente verso l'esterno, con gradienti di temperatura anche irregolari, in dipendenza di eventuali imprecisioni costruttive del paraboloide. Nel corso delle verifiche sperimentali effettuate sui prototipi installati ad Almeria, si sono riscontrati fattori di concentrazione su piccole aree del ricevitore fino a 5000 soli al posto del valore di progetto di 2000 soli. Questi valori possono portare a fusione l'assorbitore e di conseguenza il suo posizionamento sul piano focale deve essere effettuato correttamente per evitare gravi stress termici.

L'efficienza del ciclo termodinamico risulta ovviamente superiore con una distribuzione di temperature più uniforme.

Il rendimento energetico è il rapporto fra la potenza netta prodotta dal generatore e l'energia solare raccolta dal concentratore. La potenza netta viene calcolata sottraendo alla potenza lorda generata i consumi ausiliari (ventola e pompa del circuito di raffreddamento, motori di tracking del disco, elettronica del motore Stirling).

Il generatore infatti dispone di una serie di servizi ausiliari che restano in funzione non solo durante lo stato di generazione dell'energia elettrica ma anche negli altri stati intermedi. I consumi generati da questi non sono funzione dell'energia prodotta, ma si mantengono quasi costanti se non si considera la movimentazione del disco che ha il più elevato assorbimento di energia elettrica.

La potenza lorda dipende da una sequenza di parametri fondamentali, quali: la posizione del ricevitore solare rispetto al piano focale, la temperatura massima impostata per il ricevitore e la pressione massima per il motore, la regolazione della pressione dell'elio nel motore in funzione della radiazione incidente, la temperatura dell'acqua di raffreddamento, la pulizia dello specchio, la stabilità del sistema e ovviamente, primo fra tutti, l'intensità della radiazione solare diretta incidente sul disco.

Se consideriamo costante la radiazione solare, il rendimento del generatore Stirling è funzione della temperatura ambiente ed al crescere di quest'ultima il rendimento scende di alcuni punti percentuali.

5.9. Sviluppo delle tecnologie CSP

Le prospettive di sviluppo degli impianti CSP sono legate, oltre alla evoluzione dei costi delle fonti fossili e dei "competitors" nel settore rinnovabile (principalmente fotovoltaico), al miglioramento delle tecnologie ed all'incremento di affidabilità ed efficienza.

I principali obiettivi sono:

- un incremento dell'efficienza complessiva del sistema nella produzione di energia elettrica, conseguibile con più elevate temperature di esercizio, rendimenti migliorati delle turbine e dei motori, maggiore efficienza dei concentratori e dei ricevitori
- una ottimizzazione dei diversi componenti con l'adozione di nuove soluzioni progettuali e nuovi materiali

-una maggiore affidabilità dei sistemi con una contemporanea riduzione dei costi di produzione, di assemblaggio e della frequenza degli interventi manutentivi programmati

-una riduzione dei consumi energetici ed idrici necessari per la gestione dell'impianto

Per gli impianti a parabole lineari si studiano nuove strutture di supporto delle parabole, con maggiore resistenza agli elementi atmosferici, maggiore precisione nella concentrazione della radiazione e naturalmente costi ridotti. Sono allo studio anche nuovi materiali per gli specchi, con superfici riflettenti di vetro sottile e superfici polimeriche con riflettori di alluminio. Si ricercano inoltre nuove soluzioni per i ricevitori, con superfici selettive più resistenti, migliore tenuta del vuoto fra i tubi coassiali, maggiore resistenza dei collegamenti flessibili e maggiore affidabilità di tutti i componenti.

Un aumento della temperatura di esercizio porterebbe a più elevate efficienze di conversione del ciclo termodinamico: a questo scopo si valuta la possibilità di impiegare nuovi fluidi termovettori. L'olio sintetico, in diverse formulazioni, è il fluido attualmente più impiegato, ma comporta problemi di sicurezza, di degradazione e decomposizione termochimica con la necessità di una sostituzione periodica parziale ed una lenta ma progressiva riduzione del vuoto nell'intercapedine del tubo dovuta a permeazione di idrogeno. Per questi motivi l'uso dell'olio sintetico richiede di non superare il limite della temperatura di lavoro a 400°C.

La generazione diretta del vapore (DSG, direct steam generation) senza fluidi intermedi di scambio termico consentirebbe l'innalzamento della temperatura di esercizio intorno ai 500°C evitando anche il differenziale termico dovuto allo scambiatore. Si dovrebbero però risolvere criticità legate ai maggiori stress termici e dinamici nelle condizioni di esercizio con elevate pressioni nel circuito, alla corrosione dei materiali ed al degrado dei rivestimenti (coatings) selettivi dei tubi ricevitori.

Allo studio è anche la possibilità di impiego, come fluido di scambio, di una miscela di sali fusi fino ad ora utilizzati esclusivamente in alcuni impianti a torre. ENEA ha adottato per prima questa soluzione nell'impianto Archimede, a parabole lineari, in esercizio da metà del 2010.

Un'altra attività della ricerca consiste nella realizzazione di coatings resistenti a temperature di esercizio superiori ai 400°C, evitando l'abbattimento delle caratteristiche di ridotta emissività, per queste più elevate temperature.

Per gli accumuli termici la soluzione attualmente più utilizzata è quella dei serbatoi a sali fusi. Sono allo studio altre soluzioni con materiali ad elevata capacità termica come oli sintetici, sistemi misti olio-sabbia-roccia, blocchi di cemento con serpentini di scambio annegati all'interno. Altri sistemi allo studio si basano sul calore latente di passaggio di stato, transizioni di fasi, reazioni termochimiche.

Per gli impianti a torre gli studi si stanno indirizzando sul miglioramento delle caratteristiche degli eliostati, con dimensioni ottimizzate dei singoli elementi e nuove geometrie. Un'attenzione particolare è rivolta ai dispositivi di inseguimento e ad un più efficace posizionamento degli eliostati con l'ipotesi di creare campi meno estesi con più di una torre solare. Si studiano inoltre soluzioni ottimizzate per i fluidi di lavoro (sali fusi, vapore surriscaldato, aria) e per gli accumuli termici.

Nei sistemi lineari Fresnel si deve giungere ad un miglioramento di strutture e componenti, con l'avvio di una produzione di scala. Si devono inoltre ottenere temperature di esercizio più elevate per incrementare l'efficienza del processo termodinamico.

Per gli impianti dish-Stirling gli studi sono finalizzati a realizzare nuove strutture di supporto dell'elemento mobile, con una riduzione dei costi ottenibili grazie ad un minore impiego di materiali ed un processo di produzione industriale. Deve essere migliorata la precisione degli specchi e semplificato l'assemblaggio degli stessi. Devono essere sviluppati sistemi intelligenti in grado di gestire il sistema e controllare e correggere eventuali errori durante il funzionamento, allo scopo di rendere il generatore autonomo e "indipendente". I motori Stirling devono essere progettati, come nelle esperienze statunitensi, per un impiego specifico con la fonte solare, aumentando in questo modo affidabilità e prestazioni. Infine è importante pervenire ad una produzione industriale di serie che consenta di abbattere i costi e rendere competitiva questa tipologia di impianti che presenta caratteristiche particolarmente promettenti.

5.10. Prospettive per la produzione di energia elettrica con il mini solare termodinamico

Come evidenziato nel corso della presentazione degli sviluppi del solare termodinamico la reale opportunità di portare questa applicazione ad una produzione di energia elettrica distribuita su piccola scala risiede nei solar dish.

La prospettiva di sviluppo di questa tipologia di impianti CSP è strettamente correlata alle opportunità di miglioramento descritte in precedenza ed al passaggio effettivo da una dimensione sperimentale ad una industriale.

Nelle aree favorevoli per insolazione, con una riduzione dei costi, i solar dish potrebbero essere competitivi anche rispetto al solare fotovoltaico, consentendo una più contenuta occupazione di spazi necessari per l'installazione.

Una valutazione sui costi di generazione dell'energia elettrica e sul conseguimento della competitività economica rispetto alla produzione con fonti convenzionali è particolarmente critica e non può prescindere dalle premesse e dalle condizioni al contorno impostate. I diversi studi esaminati si differenziano nei valori assoluti ma presentano una confortante omogeneità nella valutazione delle tendenze e dei confronti relativi fra le diverse fonti e tecnologie di produzione.

A questo proposito risulta particolarmente interessante la recente elaborazione presentata nel "Solar Energy Report 2011" predisposto dal Dipartimento di Ingegneria Gestionale del Politecnico di Milano. Il conseguimento della grid parity, indicata nello studio intorno a 6 c€/kWh, viene ottenuto verso fine decennio dagli impianti solar tower, che attuano un sorpasso sulla competitività economica nei confronti delle parabole lineari. L'andamento dei solar dish non è riportato in grafico in quanto rimane sotto osservazione l'auspicato sviluppo della produzione in serie industriale. Se questa condizione si verificasse, i solar dish si troverebbero a seguire un trend confrontabile a quello degli impianti solar tower.

Un altro aspetto che potrebbe favorire lo sviluppo del solare termodinamico è legato alle normative contenenti incentivi economici.

In Italia il Decreto Ministeriale 11/04/2008 del Ministero per lo Sviluppo Economico indica "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici". Si riportano di seguito gli aspetti più qualificanti:

- sono riconosciuti incentivi fra 0,22 e 0,28 € per kWh prodotto in relazione alla percentuale di componente solare dell'impianto
- viene ammessa l'ibridizzazione dell'impianto senza limiti percentuali minimi per il contributo solare
- l'impianto deve essere collegato alla rete elettrica
- gli impianti con olio diatermico sono consentiti solo in aree industriali
- l'incentivo è limitato fino ad un massimo totale di 2 milioni di metri quadri installati
- è obbligatorio un accumulo termico per ogni tipologia di impianto a concentrazione nella misura di 1,5 kWh termici/m²
- la dimensione minima dei riflettori per impianto è pari a 2500 mq.

Le ultime due voci riportate rendono di fatto non fruibile questa incentivazione per gli impianti dish-Stirling. Probabilmente tale lacuna è dovuta al fatto che alla data di stesura del Decreto Ministeriale in oggetto non si potevano prevedere queste nuove potenzialità e non esistevano ancora Aziende italiane attive nel settore dei solar dish. Sarebbe quindi auspicabile un adeguamento che possa includere tale tipologia di applicazione e crei nuove opportunità di mercato alla filiera italiana CSP che sta crescendo rapidamente (V. sito web ANEST), ma si troverà ad affrontare competitors spagnoli e statunitensi con know-how già acquistato nel corso delle esperienze di almeno un decennio.

Bibliografia

Fonti: Abengoa, Acciona, CESI e ERSE (V. Brignoli), ENEA, ESTELA, Florida University, Greenpeace, IEA, Infinia, Politecnico di Milano, NREL, SANDIA Laboratories, Solarpaces, Solarmillennium, Stirling Energy Systems, US Department of Energy, Tessera

6. Il ruolo strategico dell'efficienza energetica nella Green Economy Italiana

di Massimo Beccarello²

Dipartimento di Scienze Economico e Aziendali

Facoltà di Economia – Università Milano Bicocca

6.1. Premessa

L'unione europea ha decisamente avviato un percorso irreversibile assumendo la leadership globale nella lotta al cambiamento climatico. Con gli ultimi provvedimenti del meglio noto "Pacchetto Clima Energia" e, in particolare la Decisione 406/2009/EC, l'Unione europea ha sottoscritto un obiettivo unilaterale di riduzione delle emissioni di gas serra del 20% rispetto ai valori del 1990 (-14% rispetto al 2005). Recentemente, lo stesso parlamento Europeo aveva valutato l'ipotesi di estendere dal 20% al 30% la riduzione di emissioni al 2020³, ma la decisione è stata respinta.

L'Europa si è impegnata peraltro ad arrivare fino ad una riduzione del 30% delle emissioni in caso di ratifica di un nuovo accordo internazionale per il periodo post 2012, purché

² Il presente contributo è riporta l'intervento dell'Autore al Convegno organizzato dalla Fondazione MaSilvio Tronchetti Provera del 20 luglio 2011 "Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica: Scenari ed opportunità. Il contributo aggiorna un precedente paper dell'Autore pubblicato su L'Industria nel 2011. I dati riportati sono tratti dal lavoro di ricerca coordinato dall'Autore per conto di Confindustria dal titolo "Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di Efficienza Energetica 2020". Si ringrazia per il supporto alle elaborazioni numeriche di sintesi la Dott.ssa Sara Rosati ed il Dott. Massimo Rodà.

³ Cfr rapporto Eickhout respinto dal Parlamento Europeo il 5 luglio 2011.

anche gli altri Paesi industrializzati assumano obiettivi comparabili a quelli dell'Unione europea e che i Paesi in via di sviluppo diano un contributo adeguato alla riduzione delle emissioni. Gli strumenti per raggiungere tali obiettivi sono individuabili nella promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica. Con riferimento all'efficienza energetica bisogna considerare che nonostante il Consiglio europeo del marzo 2007 avesse considerato nella strategia di sostenibilità ambientale anche un obiettivo di riduzione del 20% degli usi finali di energia al 2020, tuttavia questo target non è stato declinato in una direttiva vincolante. In mancanza di una strategia di politica europea di lungo periodo sull'efficienza energetica rimangono validi gli obiettivi di risparmio energetico, di medio termine, fissati dalla *Direttiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 5 aprile 2006 concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio*, che stabilisce per ogni stato membro un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico al 2016 pari al 9% della media dei consumi 2000-2005, da ottenere tramite servizi energetici e altre misure di miglioramento del risparmio energetico. Questa direttiva è stata attuata in Italia con il Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica del 2007 che stabiliva un obiettivo al 2016 di risparmio del 9,6 % rispetto al 2005 (10,8 Mtep).

Sul fronte delle iniziative nazionali il Governo è intervenuto a rafforzare l'azione sull'efficienza energetica con il Decreto del 30 maggio 2008 n. 115 che attua la Direttiva 2006/32/CE individuando all'art. 5 con il quale si stabilisce che il Ministero dello Sviluppo Economico emani entro il 30 giugno 2011 il secondo PAEE e successivamente, entro il 30 giugno 2014 un terzo PAEE. Subito dopo con la legge 99/2009 all'art 27 co 10 si stabilisce che entro il 2009 il Ministero dello Sviluppo Economico dovuto deve emanare il Nuovo Piano per l'Efficienza Energetica aggiornando i dati rispetto agli obiettivi al 2016. Sul fronte Europeo è importante ricordare due recenti interventi. L'8 marzo 2011 sono stati presentati due importanti documenti per la strategia europea in materia di Clima-Energia: il Piano Efficienza Energetica 2011 e la Low Carbon Economy Roadmap 2050.

Il Piano Efficienza Energetica 2011 non definisce obiettivi vincolanti di risparmio energetico ma stabilisce un rafforzamento delle misure attuali attraverso un monitoraggio più stringente dei Piani di Efficienza Nazionali e la loro revisione al 2012. Solo nel caso in cui i Piani Nazionali risultino insufficienti la Commissione valuterà l'opzione di obiettivi

nazionali vincolanti, misurati sulla base di condizioni di partenza, popolazione, performance economica.

Secondo la Roadmap se si raggiunge l'obiettivo del 20% di efficienza energetica al 2020, questo consentirà all'UE di ridurre le emissioni di un 5% in più rispetto al 20% entro il 2020 e quindi di stabilire un nuovo obiettivo virtuoso del 25% sui cambiamenti climatici.

Il documento della Commissione del marzo del 2011 ha ipotizzato riduzioni programmatiche molto elevate delle emissioni di CO₂ per arrivare ad un taglio di quasi l'80% rispetto ai livelli del 1990.

Riduzione gas serra per settore secondo Roadmap 2050 (%)			
GHG riduzioni rispetto al 1990	2005	2030	2050
Totale	-7	-40 a -44	-79 a -82
Settori			
Energia (CO ₂)	-7	-54 a -68	-93 a -99
Industria (CO ₂)	-20	-34 a -40	-83 a -87
Trasporti (incluso CO ₂ per aviazione escluso marittimo)	+30	+20 a -9	-54 a -67
Residenziali e servizi (CO ₂)	-12	.37 a -53	-88 a -91
Agricoltura (non CO ₂)	-20	-36 a -37	-42 a -49
Altri (non CO ₂)	-30	-72 a -73	-70 a -78
Fonte: Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050 – Comunicazione Commissione Europea			

La Commissione europea, è certa che per realizzare questo programma, nei prossimi 40 anni, l'Unione dovrà fare ulteriori investimenti ma una buona parte di questi sarà compensata da una bolletta energetica per gas e petrolio meno onerosa e da un impatto socio-economico che porterà le industrie europee a raggiungere una leadership tecnologica nei settori legati alla sostenibilità.

Gli investimenti ridurranno anche la dipendenza dell'Europa dalle importazioni energetiche e di conseguenza la nostra vulnerabilità di fronte a possibili fluttuazioni dei prezzi del

petrolio, stimoleranno nuove fonti di crescita e creeranno nuovi posti di lavoro. I dati di riduzione per settore tuttavia sono preoccupanti: se si vede la voce “power”, nella tabella sopra riportata, si noterà come le percentuali di riduzioni sono elevatissime sia al 2030 (fino a – 68%), sia al 2050 (fino a –99%).

Questo intervento intende valutare le potenzialità delle politiche di sostenibilità legate all'efficienza energetica attraverso un'analisi costi benefici nel tentativo di valutare l'efficacia delle politiche di incentivazione non solo in termini ambientali anche sotto il profilo socio-economico.

6.2. La relazione tra efficienza energetica e obiettivi di sostenibilità

Per comprendere il ruolo centrale dell'efficienza energetica è necessario considerare il forte nesso di complementarità al rispetto del raggiungimento degli obiettivi vincolanti per le fonti rinnovabili assegnati all'Italia dalle direttive europee. La relazione tra i due strumenti , deve essere considerata con riferimento alle ipotesi sullo scenario evolutivo sui consumi finali di energia. La tabella 1, di seguito riportata, ci consente di analizzare come, dal 2007 al 2010, si sia profondamente modificato il peso ed il ruolo strategico dell'efficienza energetica rispetto agli impegni comunitari assunti dal nostro paese in materia di sostenibilità: nella tabella sono riportati lungo le righe l'evoluzione temporale dello “scenario energia” previsto per l'Italia; lungo le colonne rispettivamente i consumi finali al 2020 (col. 1), l'evoluzione dell'obiettivo del 17% sui consumi finali di fonti rinnovabili (col. 2) e infine le dimensioni dell'obiettivo di efficienza energetica per ottemperare gli obiettivi vincolanti.

Nella prima riga della tabella è riportato lo scenario previsto per il nostro paese ad inizio del 2007 nel quale, sulla base dei dati raccolti tra gli stati membri la commissione europea stimava per il nostro paese un consumo tendenziale al 2020 pari a circa 166,5 Milioni di

tonnellate di petrolio equivalente⁴ (di seguito Mtep, prima riga). Nello stesso anno la Commissione Europea anticipava gli accordi di burden sharing, che sarebbero stato ratificati con la direttiva 28/2009/CE, i quali assegnavano all'Italia un obiettivo del 17% di energia prodotta da fonti rinnovabili nei consumi energetici finali, da raggiungere nel settore elettrico, termico e dei trasporti. Osservando i dati lungo la seconda colonna, che riportano in Mtep l'obiettivo del 17% di fonti rinnovabili assegnato all'Italia emerge, che se l'evoluzione dei consumi finali tendenziali fossero stati di 166 Mtep, l'obiettivo del 17% sarebbe corrisposto a 28 Mtep di energia da fonti rinnovabili: si trattava di un obiettivo impossibile da raggiungere, per ammissione dello stesso Governo Italiano che aveva stimato nel 2007 il potenziale massimo teorico di rinnovabili per il nostro paese in 20,97 Mtep⁵.

Nel 2009 lo scenario tendenziale nazionale al 2020 è stato rivisto (seconda riga della tabella 1) a 145,6 Mtep. La revisione si era resa necessaria per effetto della grave crisi economica che ha colpito i principali paesi europei determinando un forte shock nei consumi energetici. La crisi economica ha determinato una riduzione dei consumi tendenziale di 10,1 Mtep. A questa riduzione nel 2009 era stato inoltre aggiunto un ulteriore correttivo perché nel frattempo era stato presentato il piano per l'efficienza energetica attraverso il PAEE⁶ (Piano di Azione di Efficienza Energetica) in attuazione degli obblighi introdotti da regolamenti comunitari nel periodo 2007-2009⁷. L'obiettivo previsto dal Piano prevedeva di raggiungere entro il 2016 una diminuzione del consumo tendenziale di 10,8 Mtep (seconda riga terza colonna). Il combinato disposto di questi due effetti determinava una riduzione dei consumi finali lordi pari a 20,9 Mtep rispetto alla previsione dello scenario di 2 anni prima. Tuttavia, nonostante questa forte riduzione del

⁴ La stima è stata effettuata dalla Direzione Generale Energia e Trasporti e riportata in "European Energy and Transport- trends to 2030" del 2008.

⁵ Position Paper del Governo Italiano del 10 settembre 2007.

⁶ Ministero dello Sviluppo Economico "Piano d'azione Italiano per l'efficienza energetica 2007" luglio 2007.

⁷ Direttiva 2006/32/CE concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.

consumo al 2020 l'obiettivo vincolante per le fonti rinnovabili risulterebbe pari a 24,8 Mtep ancora superiore al valore teorico potenziale massimo per il nostro paese.

Tabella 1 – Consumi tendenziali, obiettivi efficienza e rinnovabili al 2020

Mtep	Previsioni consumo finale di energia al 2020	Previsione obiettivi Rinnovabili/Efficienza	
		Obiettivo RES 17%	Obiettivo efficienza energetica
Tendenziale stimato 2007	166,5	28,3	0
Tendenziale 2009 post crisi e PAEE	145,6	24,8	10,8
Tendenziale 2010 secondo PAN	133	22,6	12,6
Totale obiettivo efficienza			23,4

Il terzo aggiornamento dello scenario è quello che il Governo Italiano ha presentato nel 2010 contestualmente alla predisposizione del Piano d'Azione per le Energie Rinnovabili⁸ (terza riga tabella 1).

In tale scenario viene stabilito un nuovo livello tendenziale dei consumi di energia di 133 Mtep al 2020 e, contestualmente, si prevede che l'obiettivo del 17% di rinnovabili sui consumi finali sarà raggiunto con 22,6 Mtep. Dall'evoluzione degli scenari emersa e, sulla base dell'obiettivo vincolante definito dal nostro Governo per le fonti rinnovabili, è possibile definire l'obiettivo implicito di efficienza energetica pari a 23,4 Mtep sul tendenziale. Si

⁸ Il Piano d'Azione per le Energie Rinnovabile al 2020 deve essere presentato e aggiornato in via biennale secondo le disposizioni della Direttiva 28/2009/CE.

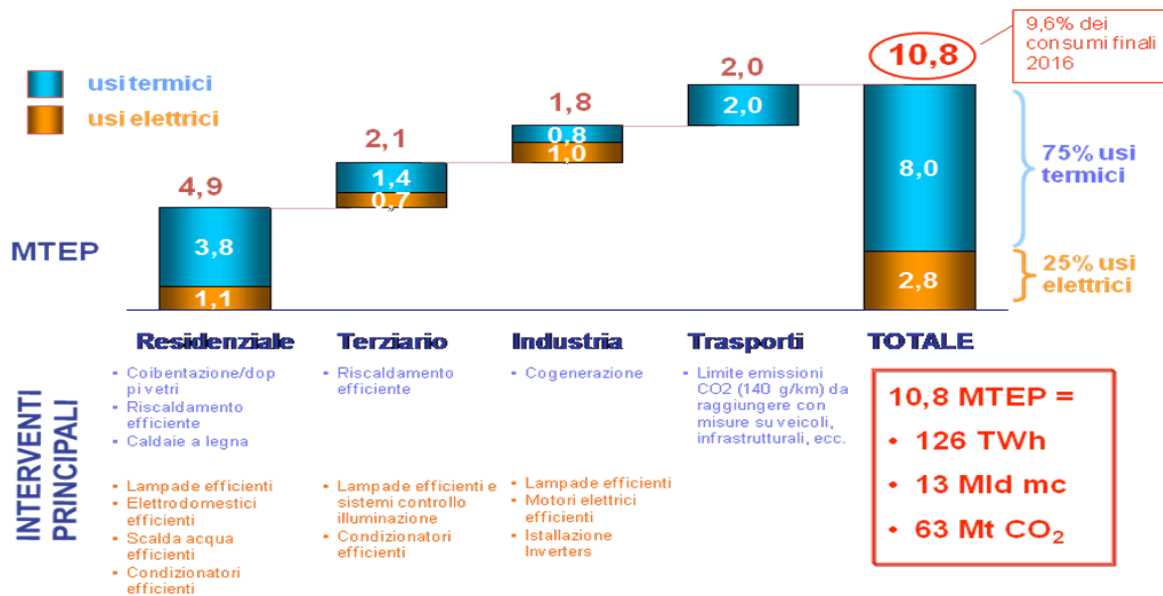
tratti di un obiettivo ambizioso, indispensabile da conseguire per raggiungere gli obiettivi italiani di sostenibilità.

6.3. Efficienza energetica e opportunità di sviluppo per l'industria italiana

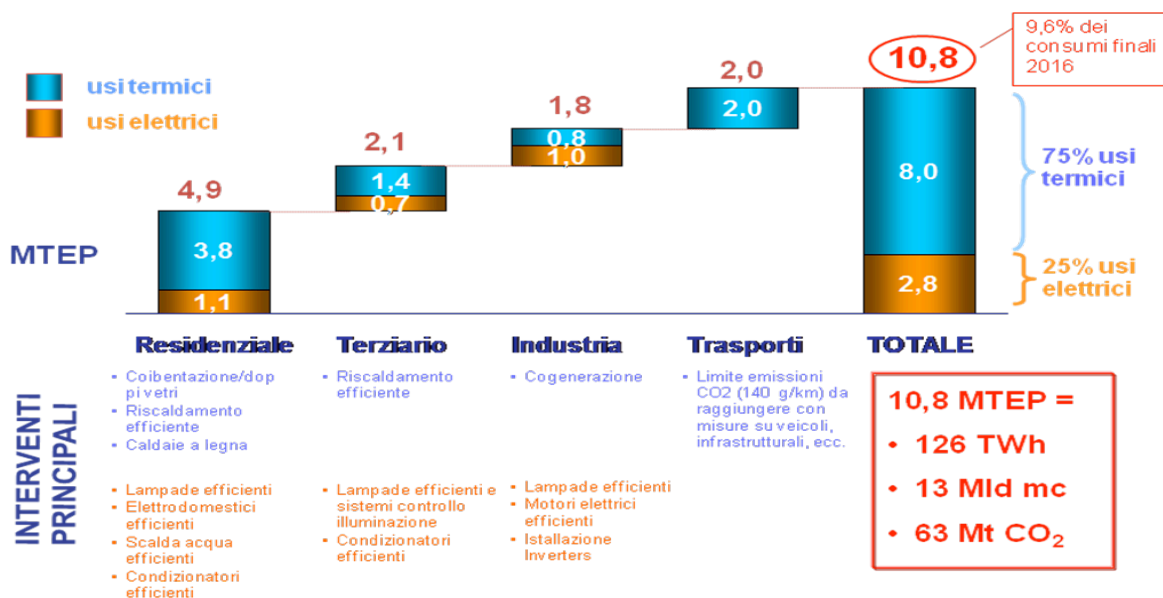
Una volta identificati gli obiettivi di sostenibilità sul piano programmatico, assume rilevanza strategica la capacità di trasformare la sfida della green economy nazionale in una opportunità di sviluppo tecnologico e di crescita economica. Per questa ragione è molto importante coordinare le misure di politica ambientale con obiettivi di sviluppo industriale ovvero individuare le misure di policy a partire da un'analisi del posizionamento strategico dell'industria italiana nelle tecnologie per la sostenibilità. Punto di partenza della nostra analisi è il PAEE del Governo presentato nel 2007.

Con il Piano d'Azione per l'Efficienza si sono definite le linee di intervento che riguardano prevalentemente (~75%) gli usi termici, in particolare sistemi di riscaldamento più efficienti e coibentazione di edifici e per il 25% gli usi elettrici, consentirebbero una riduzione di 34 Mt di CO₂. Con riferimento ai settori di intervento l'obiettivo del piano al 2016 è inoltre suddiviso tra il settore residenziale (4,9 Mtep), industriale 1,8 (Mtep), terziario (2,1 Mtep) e dei trasporti (2,0 Mtep). Il grafico 1 riassume le principali aree di intervento del PAEE e i principali settori industriali coinvolti.

Grafico 1 – Obiettivi PAEE 2007 e settori industriali coinvolti



5



5

Considerando i principali settori tecnologici coinvolti nel raggiungimento degli obiettivi di efficienza energetica è facile identificare un riscontro diretto con molti settori manifatturieri che sono già presenti nell'assetto industriale italiano.

Avvalendosi dei dati Istat sui comparti manifatturieri è possibile ricondurre alle macro categorie i settori dell'economia italiana coinvolti direttamente o indirettamente in queste tecnologie. La tabella 2 riporta un prima elaborazione di questi dati.

Settori	N. imprese	N. occupati ULA	Produzione mln €	VA mln €
Fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici	41.497	619.900	124.309	36.700
Fabbricazione di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche ed ottiche	47.513	467.500	75.714	25.105
Fabbricazione di mezzi di trasporto	7.648	266.300	73.373	14.170
Produzione e distribuzione di energia elettrica, gas e acqua	3.016	129.700	84.995	31.251
Costruzioni	615.862	1.970.900	204.802	86.975
TOTALE	715.536	3.454.300	563.194	194.199
Elaborazione su dati Istat 2008				

Tabella 2 – Dimensione industriale macrosettori coinvolti nelle politiche per l'efficienza energetica

Dalla tabella precedente emerge che i macrosettori collegati all'efficienza energetica rappresentano un parte consistente del settore industriale italiano con oltre 600.000 imprese e oltre 3 milioni di occupati. Si tratta di un risultato rilevante sul piano potenziale che potrebbe essere ulteriormente rafforzato dalle crescente domanda di tecnologie per la sostenibilità nel contesto italiano ed europeo.

Diventa a questo punto importante individuare le linee di una corretta azione di *policy* in grado di coniugare l'indirizzo sulle scelte di politica dell'efficienza energetica con una politica industriale che sia di stimolo all'innovazione e alla crescita dei comparti manifatturieri italiani. Per disegnare una corretta politica a favore dell'efficienza energetica, è necessario effettuare una preliminare analisi strategica volta a:

- individuare i settori che per dimensione e per potenziali risparmi risultino più interessanti potenzialmente più efficaci nel raggiungere gli obiettivi al 2020;
- individuare le tecnologie che risultano più promettenti sul piano potenziale e favorirne gli investimenti in ricerca e sviluppo;

- evidenziare le tecnologie attualmente disponibili per implementare programmi di efficienza energetica sulla base di analisi di costi/benefici.

Diventa quindi rilevante individuare delle linee di politica ambientale strategica sul piano industriale, basate su scenari tecnologici dai quali trarre utili indicazioni di politica energetica in grado di identificare gli ambiti rilevanti nei quali appare più efficace incentivare un miglioramento dell'efficienza energetica.

Potenzialmente, come riportato nella tabella precedente, lo sviluppo dell'industria dell'efficienza energetica può coinvolgere molteplici comparti manifatturieri, le cui applicazioni tecnologiche sono riferibili al settore dei trasporti, residenziale e degli azionamenti elettrici.

Tuttavia, non va dimenticato che essendo le misure per l'efficienza energetica prevalentemente ricondotte alla fiscalità generale è necessario valutarne gli effetti sull'intero sistema economico, verificando i vantaggi per la collettività e le ripercussioni sul bilancio dello Stato ed approfondire l'analisi di ritorno dell'investimento di tecnologie efficienti.

6.4. La stima dell'impatto economico dell'efficienza energetica: aspetto metodologici generali

Per analizzare gli effetti delle politiche dell'efficienza energetica sia sotto il profilo dell'efficacia (rispetto agli obiettivi di sostenibilità) sia rispetto agli obiettivi della crescita economica è stata condotta un'analisi economica ipotizzando un intervento strutturale finalizzato al raggiungimento degli obiettivi previsti nel piano di azione per le rinnovabili al 2020.

La valutazione degli effetti è stata condotta considerando separatamente gli obiettivi di efficacia sia sul piano ambientale (energia primaria risparmiata e riduzione delle emissioni di CO₂), sia in termini di efficienza delle politiche di incentivo sul piano socio economico, crescita della produzione interna tra i diversi settori coinvolti e impatto sull'occupazione e relativi costi a carico della fiscalità generale. Sulla base di questa ipotesi è stato tracciato

dal PAEE l'analisi di impatto che si è concentrata sui seguenti settori industriali e tecnologie per l'efficienza:

1. Trasporti su gomma (automobili e veicoli commerciali leggeri)
2. Motori elettrici ed inverter
3. Illuminazione nell'industria, nel terziario e illuminazione pubblica
4. Riquilibratura edilizia nel settore residenziale e terziario
5. Impianti di climatizzazione (caldaie a condensazione e pompe di calore)
6. Elettrodomestici (apparecchi domestici di refrigerazione, lavaggio e cottura: frigoriferi, congelatori, lavatrici, lavastoviglie, forni, pompe di calore per acqua calda sanitaria, caminetti e stufe a biomassa, condizionatori portatili)
7. Sistemi UPS (gruppi statici di continuità)
8. Cogenerazione
9. Rifasamento

Per facilitare l'analisi di impatto è stato ipotizzato uno scenario basato su un approccio strutturalmente stabile di politica per l'efficienza energetica, ovvero sul piano metodologico tutte le simulazioni sono state condotte adottando l'ipotesi che le misure per l'efficienza energetica esistenti nel 2010 siano mantenute stabilmente in vigore fino al 2020⁹.

Nella simulazione è stato ipotizzato il mantenimento al 2020, quindi per 10 anni, dell'attuale sistema di incentivo e specificatamente: trasporti (nessun incentivo diretto, supporti strutturali R&D), illuminazione (detrazione 20% prezzo vendita), edilizia residenziale (detrazioni imposta 55%), caldaie a condensazione (detrazione di imposta 55%), cogenerazione (incentivo di circa 10 euro per MWh senza impatto per lo Stato), elettrodomestici (detrazione 20% prezzo vendita), pompe di calore (detrazione 55%), Gruppi statici di continuità (detrazione 20% prezzo vendita), motori ed inverter (detrazione 20% prezzo vendita).

⁹ Sin dalla fine degli anni 90 tutti i principali studi sull'efficienza energetica hanno focalizzato l'attenzione su questi settori industriali, si veda ad esempio Jaffe et al (1999).

Tabella 3 – Ipotesi di incentivazione per le diverse tecnologie per l'efficienza energetica

Settori	Incentivo necessario
TRASPORTI	nessun incentivo diretto, supporti strutturali R&D
MOTORI ED INVERTER	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
ILLUMINAZIONE	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
EDILIZIA RESIDENZIALE	detrazione di imposta 55% per 10 anni
CALDAIE A CONDENSAZIONE	detrazione di imposta 55%, per 10 anni
COGENERAZIONE ¹⁰	incentivo di circa 10 euro per MWh, senza impatto per lo Stato, per 10 anni
ELETTRODOMESTICI	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni
POMPE DI CALORE	detrazione di imposta 55% per 10 anni
GRUPPI STATICI DI CONTINUITÀ UPS	detrazione di imposta 20% prezzo vendita per 10 anni

Tali settori, se correttamente ed adeguatamente sostenuti attraverso una seria e concreta politica a favore della diffusione di prodotti ad alta efficienza energetica, possono fornire

¹⁰ E' opportuno precisare che gli incentivi alla cogenerazione non impattano sulla fiscalità generale ma sulle componenti parafiscali della componente A3 attraverso le esenzioni dall'obbligo dei certificati verdi. Il valore ipotizzato è stato determinato con riferimento ad un livello di incentivazione in linea con le linee attuative del decreto legislativo 20/2007 che recepisce la Direttiva Europea sulla Cogenerazione ad Alta Efficienza.

un sostanziale contributo al rilancio, anche sul piano internazionale, dell'industria manifatturiera italiana.

Con riferimento alle valutazioni relative ai vantaggi derivanti dall'introduzione di incentivi per l'acquisto di beni ad alta efficienza energetica, l'analisi di impatto sul consumo energetico al 2020 è stata condotta attraverso una metodologia suddivisa in tre fasi di analisi. Nella prima fase si sono considerati gli effetti potenziali sul consumo finale di energia. Sono stati elaborati con il supporto delle associazioni di categoria¹¹ che hanno fornito le stime relative all'aumento del fatturato (al netto dell'IVA) a seguito dell'introduzione di incentivi nel settore di produzione cui fanno riferimento¹². In particolare, i dati forniti coprono il periodo 2009-2020 e indicano due scenari alternativi:

- BAU (*Business As Usual*) che indica la tendenza "naturale" della domanda nel mercato dei beni di riferimento a condizioni tecnologiche già definite ad oggi ed in implementazione;
- BAT (*Best Available Technology*) che si riferisce, invece, all'aumento dei consumi di un bene favorito da un miglioramento dell'efficienza energetica (e quindi della tecnologia) e dagli incentivi connessi a tale progresso¹³.

Successivamente, nella seconda fase si sono valutati gli effetti sulle finanze pubbliche delle politiche di incentivazione. Un aumento della domanda di beni ad alta efficienza energetica produce effetti sul bilancio dello Stato, in particolare sui flussi delle entrate tributarie (imposte dirette e indirette). Relativamente alle imposte dirette (IRES, IRAP, IRPEF), a fronte di una diminuzione delle imposte pagate dalle compagnie del settore energetico (che vedono ridursi i propri ricavi) si registra un aumento del gettito fiscale delle società manifatturiere che producono tecnologie efficienti e dei soggetti (forza lavoro e fornitori) che lavorano per queste. Per quanto riguarda le imposte indirette (IVA e accise), a fronte di un maggior gettito dell'IVA per la vendita di tecnologia efficiente, si registra una

¹¹ I dati sono stati raccolti attraverso le associazioni aderenti alle Federazioni ANIE e ANIMA.

¹² Ciascun settore ha elaborato le proprie stime di aumento di domanda nell'ipotesi di politiche continuative di sostegno ed incentivazione per tutto il periodo considerato (2010-2010).

¹³ Per approfondimenti metodologici si veda lo studio "Proposte di Confindustria per il Piano Straordinario di Efficienza Energetica 2010."

significativa riduzione del gettito dell'IVA e delle accise pagate sull'energia risparmiata (e nel settore benzina/gasolio per trazione e gas per riscaldamento le accise sono pari ad oltre il 60% del prezzo finale).

Infine, nella terza fase, è stato valutato l'impatto socio economico complessivo. E' stato imputato¹⁴ l'aumento della domanda nel settore di produzione del bene oggetto di incentivi nel vettore della domanda finale delle tavole input-output. Si è ottenuto così uno schema sugli effetti di tale aumento dei consumi nell'intero sistema economico e, più in dettaglio, nel settore di produzione dei beni oggetto di incentivi. L'impatto è stato valutato su alcune significative variabili riferite sia all'intera economia che alla singola branca di produzione¹⁵:

1. valore della produzione;

¹⁴ Grazie alle stime fornite dalle associazioni interessate.

¹⁵ L'analisi di impatto è stata condotta attraverso l'utilizzo di una matrice dei settori industriali a trenta settori delle tavole input-output, riferite all'anno 2005, l'ultimo disponibile.

Queste forniscono una descrizione sistematica delle relazioni interindustriali e della struttura economica italiana e consentono di valutare, attraverso parametri che esprimono il grado di interdipendenza settoriale, come una variazione della domanda di qualsiasi bene in un determinato settore si diffonda e si propaghi all'intero sistema economico (cfr. Miller 1985).

I vantaggi dell'utilizzo delle tavole input-output sono evidenti. Esse, tuttavia, contengono dei limiti che ne vincolano l'utilizzo o quantomeno che rischiano di distorcere in minima misura le stime nel medio-lungo periodo. Nel caso specifico, sono rilevabili tre ordini di limiti:

1. L'impiego dei modelli input-output va inteso, infatti, in termini di analisi statica comparata, nel senso che si valutano gli impatti differenziali di variazioni della domanda finale sui livelli di produzione o d'impiego dei fattori primari, *a parità di ogni altra considerazione*.

2. Inoltre, i parametri relativi all'interdipendenza settoriale sono riferiti ad un singolo anno, al 2005. L'ipotesi sottostante alle analisi di impatto è che tale grado di integrazione sia costante in tutto il periodo di riferimento (2009-2020). In altre parole non si tiene conto dei cambiamenti tecnologici e strutturali che si potrebbero verificare nel sistema produttivo italiano. La mancata (obbligata) considerazione di tali cambiamenti si tradurrebbe in una sovrastima dell'impatto occupazionale che è riferito, nelle nostre valutazioni, a tecnologia invariata. Cambiamenti tecnologici, infatti, portano ad una redistribuzione a favore del capitale dell'intensità di utilizzo del fattore lavoro. C'è da sottolineare, tuttavia, che cambiamenti tecnologici e strutturali si verificano molto lentamente nei sistemi industriali maturi quale quello italiano. Gli effetti finali sulle stime al 2020 potrebbero dunque anche essere piuttosto ridotti.

2. occupazione, misurata in migliaia di ULA (unità di lavoro standard) totali;
3. valore aggiunto totale e distinto nelle sue componenti (salari e stipendi, oneri sociali, altri redditi e ammortamenti).

6.4.1. Efficacia delle misure per l'efficienza energetica sulla sostenibilità ambientale e la riduzione dei consumi energetici

La prima valutazione è stata condotta con riferimento al potenziale di risparmio tendenziale in termini di efficienza energetica. In altri termini la valutazione riporta gli effetti di riduzione del consumo di energia tendenziale e di riduzione di gas climalteranti (CO₂) per effetto di una politica di incentivazione in grado di promuovere strutturalmente le *best available technology* nel campo dell'efficienza energetica. Nella valutazione sono stati considerati separatamente gli effetti quantitativi di riduzione sul consumo finale tendenziale di energia (tabella 4), dagli effetti cumulati, ovvero il risparmio di energia complessivo nel periodo 2010-2020 (tabella 5).

La tabella 4 riporta una stima degli effetti sul consumo energetico tendenziale al 2020 confrontando i valori previsti dal PAEE del 2007 (colonna 1) ed il relativo aggiornamento biennale al 2011¹⁶ (colonna 2), con i possibili valori incrementali potenziali (colonna 4) che si potrebbero ottenere nell'ipotesi di mantenimento strutturale delle ipotesi di incentivazione previste per i diversi comparti tecnologici nella tabella 3. Lungo le righe della tabella 4 gli effetti di riduzione dei consumi sono suddivisi per settore (Residenziale, Terziario, Industriale e Trasporti) separando il risparmio negli usi finali termici ed elettrici. Nella colonna 3 è riportato anche il potenziale stimato al 2020 stimato dal Governo al 2011.

¹⁶ Dati tratti dal Piano Nazionale di Azione per l'Efficienza Energetica al 30 giugno 2011.

Tabella 4 – Stime del potenziale incrementale di efficienza energetica rispetto PAEE 2007

		Piano d'Azione Efficienza Energetica MSE 2007 Scenario al 2016	PAEE 2011 - Risparmi addizionali non previsti	Piano d'Azione Efficienza Energetica MSE 2011 Scenario al 2020	Proposte Potenziale Stimato Efficienza Energetica Scenario al 2020
		Risparmi potenziali (MTEP)			
Residenziale	Usi Termici	3,8	0,02	6,63	3,2
	Usi Elettrici	1,1	0,51		1,9
Terziario	Usi Termici	1,4	0,03	2,55	0,6
	Usi Elettrici	0,7	0,34		0,7
Industriale	Usi Termici	0,8	0,21	2,47	0,4
	Usi Elettrici	1	0,21		0,5
Trasporti	Usi Termici	2		4,23	2,5
	Usi Elettrici				
TOTALE	Usi Termici	8	0,26		6,7
	Usi Elettrici	2,8	1,06		3,1
TOTALE COMPLESSIVO		10,8	1,32	15,88	9,8

I risultati della tabella 4 devono essere confrontati con l'obiettivo di 23,4 Mtep necessario a rendere compatibili i consumi finali tendenziali con l'obiettivo vincolante delle rinnovabili (cfr. tabella 1). Emergono due dati sui quali è opportuno soffermarsi: l'aggiornamento del piano per l'efficienza energetica evidenzia (somma totale colonna 1 e colonna 2) che al 2016 con le misure in atto la riduzione tendenziale dei consumi finali è pari 12,12 Mtep, ovvero mancano ancora 11,28 Mtep di risparmio energetico per rendere compatibili gli obiettivi al 2020. In secondo luogo anche le proiezioni di risparmio potenziale stimato dal Governo al 2020 (colonna 3) pari a 15,88 Mtep evidenziano comunque una distanza pari a 7,52 Mtep. In altri termini sarebbe necessario aumentare il target rinnovabili a quasi 23,9 Mtep rispetto al 22,6 Mtep indicato come potenziale massimo per il nostro paese. E' del tutto evidente che se non si interviene strutturalmente con nuove misure il nostro paese non conseguirebbe del 17% e più in generale vedrebbe compromessi gli obiettivi generali di sostenibilità.

Si tratta a questo punto di valutare i possibili risultati incrementali che il nostro paese può raggiungere per l'effetto una politica che punti sull'efficienza energetica. La colonna 4

presenta la stima dei risultati effettuata con il modello di simulazione secondo le ipotesi precedentemente illustrate. Il potenziale totale stimato nell'analisi è pari a 9,8 Mtep. Se aggiungiamo al totale previsto dal Governo al 2016 (colonne 1 e 2) pari a 12,12 Mtep otteniamo un potenziale complessivo pari a 21,92 Mtep comunque inferiore all'obiettivo potenziale necessario pari a 23,4 Mtep..

La tabella 5 riporta invece il risparmio cumulato in termini di energia (prima colonna) nel periodo 2010-2020 con riferimento alle diverse tecnologie ed il relativo risparmio, nello stesso periodo, in termini di CO₂ (seconda colonna).

Dalla tabella 5 emerge che attraverso una corretta politica di incentivazione dell'efficienza energetica in Italia si potrebbe arrivare a conseguire un risparmio di consumi finali di energia di oltre 51,2 Mtep¹⁷ nel periodo 2010-2020, con una conseguente riduzione di emissioni di CO₂ pari ad oltre 207,6 milioni di tonnellate¹⁸.

¹⁷ I potenziali risparmi, pari a 51,2 Mtep come valore integrale 2010-2020, sono calcolati in termini di energia consumata finale, secondo la metodologia prevista dalla normativa europea (Direttiva 2006/32/CE allegato 1):

“Per calcolare l'ammontare medio annuo del consumo gli Stati membri si avvalgono del consumo energetico interno annuo finale di tutti gli utenti finali rientranti nell'ambito di applicazione della presente direttiva relativo all'ultimo periodo di cinque anni precedente l'attuazione della presente direttiva per il quale essi dispongono di dati ufficiali. Il suddetto consumo finale di energia è rappresentato dalla quantità di energia distribuita o venduta ai clienti finali durante il periodo di cinque anni, non adattata ai gradi/giorno né ai cambiamenti strutturali o della produzione.”

¹⁸ Per rendere più semplice la comparazione tra i vari settori presi in esame si è assunto che il combustibile fossile risparmiato sia sempre il gas naturale (coeff. di emissione: 2,32 tCO₂/tep), ad eccezione del settore trasporti dove è un mix tra benzina, gasolio e gpl (coeff. di emissione: 3 tCO₂/tep). Il rendimento di conversione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica è stato ipotizzato pari al 48%.

Tabella 5 – Efficacia misure efficienza energetica sulla sostenibilità

SETTORI	Energia risparmiata (Consumo Finale Lordo)	CO ₂ risparmiata	Energia risparmiata ⁽¹⁾	CO ₂ risparmiata ⁽²⁾
	<i>Mtep</i>	<i>Mt</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>
Trasporti	12	36	4.926	900
Motori e inverter	2,7	12,6	1.108	315
Illuminazione	8,9	42,2	3.653	1.055
Edilizia	8,8	20,4	3.612	510
Caldaie a cond.ne	4,9	11,4	2.011	285
Pompe di calore	5,1	27,2	4.802	680
Elettrodomestici	5,3	25,1	2.175	628
UPS	0,7	3,5	304	88
Cogenerazione	2,8	29,2	3.025	730
Rifasamento	-	-		
TOTALE	51,2	207,6	25.616	5.190

(1) Calcolata considerando il valore di 75 dollari al barile di petrolio e un cambio Dollaro-Euro pari a 1,25.
(2) Calcolata considerando il valore di 25 €/tonnellata di CO₂.

A questo punto assume rilevanza effettuare un prima valutazione dei benefici economici che possono derivare in termini di risparmio sulla bolletta energetica ed in termini di valore di CO₂ evitata. Una prima stima dei benefici economici dovrà essere successivamente confrontata con il relativo costo degli incentivi strutturali nel periodo, al fine di determinare il beneficio netto per la collettività. Per effettuare questa stima è stato ipotizzando un valore di riferimento standard di lungo periodo del costo del petrolio stimato in 75 US\$/Barrel e un costo prospettico della CO₂ di 25 €/T¹⁹. Sulla base di questi valori è stato possibile pervenire ad una valutazione del beneficio cumulato nel periodo 2010-2020 sulla bolletta energetica per un risparmio complessivo per 25,6 miliardi di euro, e di un costo evitato per effetto delle riduzioni delle emissioni di CO₂ nel periodo pari a 5,19 miliardi di euro. I benefici stimati saranno confrontati con i costi di incentivazione stimati nel paragrafo successivo.

¹⁹ I valori di lungo periodo di oil e CO₂ sono stati determinati sulla base dei valori utilizzati dai principali istituti di ricerca internazionali. I valori di riferimento sono da intendersi valori prudenziali nel periodo 2010-2020.

6.5. L'impatto socio-economico delle politiche per l'efficienza energetica

L'analisi dell'impatto socio economico è stata effettuata considerando separatamente gli effetti sulla fiscalità generale dei meccanismi di incentivo strutturale dagli effetti sul piano della crescita dei settori industriali ed occupazionali. L'impatto sulla fiscalità generale è sicuramente un degli aspetti di valutazione più delicati in una fase congiunturale dove la maggior parte degli stati membri dell'Unione Europea ha dovuto affrontare situazioni di crisi che hanno avuto un forte impatto sul debito pubblico. Come abbiamo visto nei paragrafi precedenti i meccanismi di incentivo dell'efficienza energetica sono in misura prevalente riconducibili a strumenti fiscali. Per questa ragione diventa estremamente importante effettuare un'analisi di impatto sui conti pubblici in relazione agli obiettivi di sostenibilità.

Nella tabella 6, sono riportati i possibili effetti stimati sulla finanza pubblica. La tipologia degli incentivi ipotizzata dalla tabella 3 è prevalentemente di natura fiscale. Anche in questo caso l'analisi di impatto si riferisce a due scenari alternativi (BAU e BAT). Quello evolutivo (BAT) si basa sull'ipotesi di un aumento della domanda di beni ad alta efficienza energetica dovuto ad un framework regolamentare e normativo stabile ed a lungo termine a favore della diffusione di prodotti ad alta efficienza energetica. Pertanto gli effetti complessivi stimati sono gli impatti sulle diverse componenti della fiscalità generale attivate da una maggiore domanda di tecnologie per l'efficienza energetica. Nello specifico è stato considerato: il contributo pubblico sotto forma di incentivo al consumo di beni ad alta efficienza energetica, la maggiore IVA derivante dall'aumento delle vendite di beni, l'aumento dell'IRPEF per una maggiore occupazione dovuta ad uno sviluppo dei settori industriali, l'IRES e l'IRAP per i maggiori redditi dell'industria legata all'efficienza

energetica, la riduzione di accise e IVA a causa di minori consumi di energia elettrica e gas²⁰.

Lungo le righe della tabella 6 sono riportate gli effetti cumulati nel periodo 2010-2020 associati alle diverse tecnologie. Lungo le colonne sono riportati le voci di impatto sulla fiscalità generale. Gli impatti di “aggravio” di costo per la fiscalità generale sono rappresentati dagli oneri di incentivazione ipotizzati “Contributi statali” (colonna 3) e quelli associati alla riduzione delle “Accise ed IVA” per effetto del minor consumo di energia (colonna 4). Gli impatti di “riduzione” di costo per la fiscalità generale sono rappresentati dall’aumento delle entrate “IRPEF” per effetto dell’incremento occupazionale (colonna 1, sulla base dei dati valutati nella successiva tabella 7), il maggiore gettito IVA (colonna 2), e l’incremento stimato di IRES+IRAP per effetto della maggiore crescita industriale (colonna 5).

²⁰ Le aliquote di riferimento che sono state applicate nell’analisi si riferiscono a valori medi di riferimento così determinati: IRES 27,5%; IRAP 3,9%; IRPEF 20,15% (calcolato sulla retribuzione lorda al netto dei contributi a carico dei lavoratori).

Tabella 6 – Effetti delle politiche per l’efficienza energetica sul bilancio dello stato

SETTORI	EFFETTI					TOTALE
	imposte dirette	imposte indirette				
	IRPEF (+occupazione)	IVA	Contributi statali	Accise e IVA (-consumi)	IRES + IRAP	
	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	<i>milioni di €</i>	
Trasporti	1.364	4.309	(1)	-8.759	471	-2.615
Motori e inverter	132	511	-346	-116	62	243
Illuminazione	141	570	-388	-383	67	7
Edilizia	1.395	6.501	-14.931	-1.601	968	-7.668
Caldaie a cond.ne	99	409	-2.036	-1.197	47	-2.678
Pompe di calore	12	49	-1.146	-4.479	6	-5.558
Elettrodomestici	866	3.860	-3.860	-917	450	399
UPS	22	110	-110	-220	13	-185
Cogenerazione	517	1.947	(2)	-103	224	2.585
Rifasamento	7	36	-	-6	4	41
TOTALE	4.555	18.302	-22.817	-17.781	2.312	-15.429

La colonna 6 della tabella riporta l’effetto netto complessivo sulla fiscalità generale delle misure di incentivazione.. Nel dettaglio si osserva un aumento del gettito IRPEF, tra il 2010 e il 2020, di 4,55 miliardi di Euro, dovuto all’aumento dell’occupazione.

Il maggiore gettito IVA, stimato pari a 18,3 miliardi di Euro (sempre per il periodo 2010-2020), viene compensato dai contributi statali che sono pari a 22,8 miliardi di Euro. In termini di accise e IVA, la riduzione dei consumi energetici nei settori considerati genera, invece, tra il 2010 e il 2020, minori entrate per 17,8 miliardi di Euro. L’onere netto per il bilancio dello Stato è pari a 15.429 milioni di Euro. L’onere cumulato complessivo nel periodo 2010-2020 sarà successivamente confrontato con gli effetti positivi stimati con riferimento alla bolletta energetica e al costo della CO2 evitata

Successivamente siamo passati ad analizzare gli effetti di impatto sui settori industriali sia in termini di crescita della produzione che sul piano occupazionale. Dall’analisi effettuata emerge la presenza in Italia di una serie di settori, che già rappresentavano storicamente e tradizionalmente comparti di punta dell’industria manifatturiera nazionale, attualmente dotati di tecnologie innovative ed all’avanguardia in termini di prestazioni energetiche.

Gli effetti di impatto economico sui settori industriali e sul piano occupazionale sono stati stimati utilizzando le tavole ISTAT intersettoriali come illustrato nel paragrafo precedente. L'effetto cumulato nel periodo 2010-2020 è stato stimato ipotizzando che i settori industriali siano interessati dalla domanda incrementale di tecnologie per l'efficienza energetica dovuta alle ipotesi di incentivazione strutturale considerate nella tabella 3. La tabella 7 riporta la sintesi dei risultati. Nella prima colonna sono riportate le stime di incremento di domanda complessiva a prezzi correnti nel periodo 2010-2020 che impatta sui diversi settori industriali e che risulta pari complessivamente a circa 130 miliardi di euro. E' opportuno considerare che l'incremento ipotizzato è quello della domanda interna nazionale. Pertanto l'effetto complessivo potrebbe essere sottostimato in quanto non si considera l'effetto della domanda esterna che ragionevolmente potrebbe verificarsi per effetto dell'attivazione delle politiche di efficienza energetica in tutti i principali paesi europei.

Tabella 7 – Effetti socio economici cumulati delle politiche per l'efficienza energetica

SETTORI	Aumento domanda	Impatto sui singoli settori		Impatto sull'intera economia	
		Produzione	Occupazione	Produzione	Occupazione
	<i>milioni €</i>	<i>milioni €</i>	<i>migliaia di ULA</i>	<i>milioni €</i>	<i>migliaia di ULA</i>
Trasporti	55.305	42.712	196	106.567	625
Motori e inverter	3.659	2.697	14	6.723	43
Illuminazione	3.333	2.519	18	886	38
Edilizia	32.507	26.210	407	61.674	556
Caldaie a cond.ne	2.448	2.383	12	3.927	27
Pompe di calore	383	262	2	660	5
Elettrodomestici	19.518	15.798	98	31.998	220
UPS	1.498	1.106	7	2.462	17
Cogenerazione	10.924	8.511	42	22.646	131
Rifasamento	543	399	2	886	6
TOTALE	130.118	102.597	798	238.427	1.667

Nella tabella 7 sono considerati separatamente gli effetti "diretti" dell'incremento della domanda (colonne 2 e 3) da quelli "indiretti" (colonne 4 e 5) sull'intera economia a causa delle interdipendenze settoriali. Gli effetti diretti sono rilevanti e comportano un incremento

del valore della produzione cumulata nel periodo di oltre 102 miliardi di euro con un incremento potenziale di quasi 800.000 unità di lavoro standard. Gli effetti complessivi sull'intera economia sono stimati in quasi 240 miliardi di euro e oltre 1,6 milioni di unità di lavoro standard. Dal punto di vista settoriale, l'impatto in termini di produzione sarebbe più favorevole per il comparto dei trasporti (+ 43 miliardi di euro); il settore dell'edilizia, caratterizzato da un'elevata intensità di utilizzo del fattore lavoro, sarebbe invece più avvantaggiato sotto il profilo occupazionale (+407 mila ULA aggiuntivi).

L'effetto complessivo sull'intera economia è particolarmente significativo in quanto potrebbe dare un importante contributo alla crescita del PIL a valori 2010 nel periodo considerato mediamente di 0,3 punti percentuali. Un risultato importante che conferma quanto un approccio strutturale alla *green economy* possa portare un concreto vantaggio in termini di crescita economica ed occupazionale.

6.6. Effetti complessivi delle politiche per l'efficienza energetica

Nei paragrafi precedenti gli effetti dell'efficienza energetica sono stati stimati separatamente con riferimento all'impatto sulla bolletta energetica, la fiscalità generale e l'impatto socio economico. A questo punto è necessario ricondurre tutti gli elementi ad una sintesi unitaria per una valutazione complessiva dell'efficacia e dell'efficienza delle politiche di incentivo dell'efficienza energetica. La tabella 8 riporta la sintesi dei risultati precedentemente analizzati nelle tabelle 5-6-7 e ci consente di valutare il risultato complessivo il confronto combinato di tre effetti:

- Effetto netto sul bilancio pubblico, calcolato considerando le imposte dirette ed indirette. Nello specifico è stato considerato: il contributo pubblico sotto forma di incentivo al consumo di beni ad alta efficienza energetica, la maggiore IVA derivante dall'aumento delle vendite di beni, l'aumento dell'IRPEF per una maggiore occupazione dovuta ad uno sviluppo dei settori industriali, l'IRES e l'IRAP per i maggiori redditi dell'industria legata all'efficienza energetica, la riduzione di

accise e IVA a causa di minori consumi di energia elettrica e gas. L'onere netto per il bilancio dello Stato è pari a 15.429 milioni di Euro.

- Benefici dovuti alla riduzione della bolletta energetica e dei costi ambientali, calcolati come valorizzazione economica dell'energia risparmiata e della CO₂ non emessa. Tale valore rappresenta un impatto positivo pari a 30.806 milioni di Euro.
- Benefici dovuti alla crescita economica ed occupazionale. Il complesso delle misure di efficienza energetica nei vari settori industriali porterebbe ad un risparmio potenziale del nostro paese nel periodo 2010-2020, pari a oltre 86 Mtep di energia fossile, per raggiungere il quale si attiverebbe un impatto socio-economico pari a circa 130 miliardi di Euro di investimenti, un aumento della produzione industriale di 238,4 miliardi di Euro ed un crescita occupazionale di circa 1,6 milioni di unità di lavoro standard.

Tabella 8 - Effetti complessivi delle misure per l'efficienza energetica effetti cumulati 2010-2020

Effetti su bilancio statale	
Irpef su maggiore occupazione	4.555
Ires e Irap per maggiori redditi industria	2.312
IVA per maggiori consumi	18.302
Contributi statali per incentivi	-22.817
Accise e IVA per minori consumi energetici	-17.781
TOTALE IMPATTO ENTRATE DELLO STATO	-15429
Impatto economico sul sistema energetico	
Valorizzazione economica energia risparmiata*	25.616
Valorizzazione economica CO ₂ risparmiata**	5.190
Effetti sullo sviluppo industriale	
Aumento di domanda	130.118
Aumento produzione	238.427
Aumento occupazione (migliaia di ULA)	1.635
Impatto complessivo sul sistema paese	15.377
*Calcolato considerando il valore di 75 dollari al barile di petrolio e un cambio Dollaro-Euro pari a 1,25. **Calcolata considerando il valore di 25 €/tonnellata di CO ₂ .	

Nel dettaglio si osserva un aumento del gettito IRPEF, tra il 2010 e il 2020, di 4,55 miliardi di Euro, dovuto all'aumento dell'occupazione. Il maggiore gettito IVA, stimato pari a 18,3 miliardi di Euro (sempre per il periodo 2010-2020), viene compensato dai contributi statali

che sono pari a 22,8 miliardi di Euro. In termini di accise e IVA, la riduzione dei consumi energetici nei settori considerati genera, invece, tra il 2010 e il 2020, minori entrate per 17,8 miliardi di Euro. Tuttavia, è opportuno considerare anche l'effetto positivo dell'impatto economico delle misure di efficienza energetica sul sistema energetico nazionale in termini di energia primaria risparmiata ed emissioni di CO₂ evitate. Se attribuiamo un valore medio di 75 dollari al barile di petrolio per l'intero periodo 2010-2020, è possibile valorizzare economicamente il totale dell'energia primaria risparmiata nel periodo di riferimento, considerando un cambio Dollaro-Euro di 1,25. Il valore di questo risparmio è pari a 25,6 miliardi di Euro. Attribuendo un valore medio di 25 Euro per tonnellata di CO₂, è possibile quantificare economicamente il valore complessivo delle emissioni evitate, pari a 207,8 milioni di tonnellate. Il valore di tale risparmio è pari a 5,19 miliardi di Euro.

Complessivamente quindi, tenuto conto sia dell'impatto sul bilancio statale sia dell'impatto economico sul sistema energetico nazionale, l'effetto delle misure di efficienza energetica nel periodo 2010-2020 sul sistema paese è altamente positivo, con un valore economico pari a 15,4 miliardi di Euro.

Questo risultato evidenzia in modo chiaro le misure di politica ambientale non sono un costo ma rappresentano un vantaggio ed una opportunità di crescita per il paese.

6.7. Conclusioni

I paragrafi precedenti evidenziano che l'efficienza energetica è uno strumento molto efficace per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale. L'efficienza energetica sembra soddisfare tutti i principali obiettivi comunitari previsti dal pacchetto clima-energia: riduzione dei gas clima-alteranti, sicurezza degli approvvigionamenti, opportunità tecnologica di sviluppo per l'industria europea

Dai risultati emerge che l'efficienza energetica fornisce un indiscusso supporto ai primi due obiettivi. Con riferimento al primo obiettivo la riduzione della CO₂ evitata per oltre 200 milioni di tonnellate fornisce un contributo significativo agli obiettivi 2020 nell'ambito dei nuovi obiettivi previsti a livello comunitario con un risparmio complessivo che supera i 5 miliardi di euro. Con riferimento alla riduzione della bolletta energetica italiana il risultato è

parimenti significativo in quanto la possibilità di ridurre i consumi di 51,2 Mtep con un risparmio di 25 miliardi diventa essenziale per un paese che ormai importa oltre il 90% dell'energia primaria consumata dall'estero.

Per quanto riguarda le opportunità di sviluppo industriale abbiamo visto che l'incremento degli obiettivi di efficienza energetica sono in grado di attivare un consistente incremento di domanda di tecnologie ad alta efficienza che coinvolgono in modo significativo il settore manifatturiero italiano. Questo è dovuto principalmente al fatto che il posizionamento strategico dei settori manifatturieri italiani presenta un forte potenziale di crescita su queste tecnologie. Sicuramente un fase di ampio dibattito sulle politiche per lo sviluppo e la crescita sarebbe estremamente importante trasformare la tutela degli interessi generali di tutela ambientale in una opportunità di crescita. Come abbiamo visto nelle simulazioni gli effetti diretti ed indiretti sono significativi con un potenziale di contributo medio annuo di crescita del PIL superiore a 0,3 punti percentuali. Inoltre, per quanto non sia stato oggetto della nostra stima, devono essere considerati gli effetti positivi che la riduzione dei consumi energetici determina in termini di maggiore efficienza economico-produttiva sul sistema industriale (riduzione dei costi del processo produttivo e aumento della competitività sui mercati internazionali).

Le ipotesi formulate sui meccanismi di incentivo ha riguardato in misura prevalente la fiscalità generale. In un paese dall'elevato debito pubblico come l'Italia desta comprensibile preoccupazione il livello del debito pubblico particolarmente elevato.

Per questa ragione non sono state formulate ipotesi su meccanismi addizionali bensì tutte le valutazioni sono state condotte sulla base di regimi esistenti ma stabili nel periodo 2010-2020.

Quello che le nostre conclusioni ritengono evidenziano è che il vero punto di forza delle politiche per l'efficienza energetica è un *framework* normativo certo e la definizione di una strategia di incentivazione con un orizzonte temporale nel medio-lungo periodo, che consenta agli operatori di pianificare gli investimenti e la strategia di crescita industriale in un contesto di stabilità. Tale approccio non può prescindere da una forte azione di semplificazione amministrativa e di armonizzazione degli standard di efficienza energetica, a livello non solo europeo ma anche internazionale, che permetta alle imprese di avere un approccio competitivo uniforme in grado di sfruttare forti competenze già presenti nei

settori industriali Italiani. Il costo dell'incentivazione stimato a carico della fiscalità generale è superiore ai 15 miliardi di euro in 10 anni ma risulta ampiamente superato in termini di benefici quasi doppi per 30 miliardi di Euro dovuti alla riduzione della bolletta energetica e il costo evitato della CO2.

Se l'obiettivo della *green economy* è diventare un volano di sviluppo e *leadership* tecnologica le politiche per l'efficienza energetica possono portare il nostro paese a vincere la sfida con un profitto sociale netto per l'intero paese.

7. Strumenti strategici per lo sviluppo del settore dell'efficienza energetica

di Claudio G. Ferrari

L'energia è un sistema complesso, non lineare. Analizzare e affrontare le crescenti problematiche insite nel settore energetico, significa dover prendere in considerazione molteplici aspetti, alcuni dei quali solo apparentemente non collegati allo stesso.

Troviamo, infatti, assolutamente calzante l'affermazione di Albert Einstein – *“I problemi non possono essere risolti dallo stesso atteggiamento mentale che li ha creati”* – nel definire l'approccio che bisognerebbe avere per cercare di migliorare e di far evolvere il sistema energetico.

In Italia, invece, le problematiche energetiche vengono affrontate e gestite dagli stessi gruppi societari da cinquant'anni a questa parte.

La scarsità delle riserve e la loro ristretta dislocazione geografica portano al sorgere di crisi diplomatiche e, spesso, di lunghe e aspre guerre per cercare di controllarne la produzione e la distribuzione.

Proprio l'utilizzo, sempre più crescente, delle fonti fossili per produrre energia sarebbe causa (gli scienziati lo stimano come *molto probabile*, ovvero almeno al 90% di certezza) del riscaldamento globale e del correlato cambiamento climatico in atto.

L'energia, quindi, non è solo una questione prettamente economica. Tutte le considerazioni che vengono fatte in merito, infatti, devono riguardare una sfera più ampia di interessi quali appunto la questione climatica, ma anche il nostro rapporto con gli altri, il modo di consumare le risorse, e così via. Fare qualcosa (e pure tanto) è possibile. Basta che ci sia la volontà (singola e collettiva) di farlo.

7.1. Un nuovo paradigma energetico

L'attuale e predominante sistema energetico (qualunque esso sia: energia termica, elettrica, meccanica, da fonti basate su combustibili fossili) è contraddistinto da almeno 2 fattori negativi: l'elevatissima inefficienza di tutta la filiera (dalla produzione al consumo), dovuta sia all'utilizzo di tecnologie e sistemi con basso rendimento che alle perdite vere e proprie; la generazione di altissimi costi sociali (detti *esternalità*, quali quelle correlate al cambiamento climatico, all'inquinamento locale e globale, alle guerre per la gestione delle riserve, ecc) che, seppur di difficile misurazione, non vengono contabilizzati, distorcendo notevolmente l'analisi della realtà.

Nella Figura 1, che mostra la "filiera delle perdite energetiche", si evidenzia come solo il 9,5% dell'energia iniziale a nostra disposizione in una centrale di produzione di energia elettrica a carbone venga, poi, concretamente utilizzata. Con altri combustibili e differenti centrali, il risultato finale è certamente migliore (se non di molto), ma il concetto non cambia.

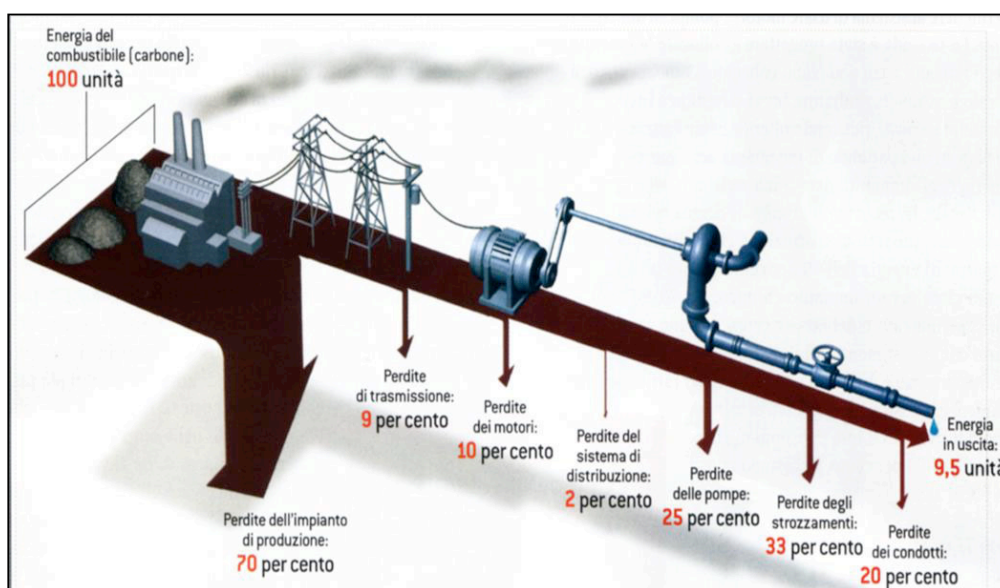


Figura 1 - La filiera delle perdite energetiche. Fonte: Amory B. Lovins, "More Profit with Less Carbon", Scientific American Magazine, 09/2005

Migliorare il sistema energetico, quindi, concretamente significa:

- aumentare il rendimento delle attuali centrali di produzione di energia;

- ridurre le perdite lungo la rete di trasmissione, accorciando anche la distanza tra la produzione e il luogo in cui si consuma l'energia;
- modificare il comportamento dal lato della domanda, rendendo responsabili i singoli utenti finali.

Si possono individuare soluzioni differenti per affrontare tale complessità, ma certamente è necessario un salto di paradigma, come:

sviluppare l'efficienza energetica;

diffondere la **generazione distribuita**, producendo energia dove si consuma, attraverso piccoli-piccolissimi impianti;

- ampliare lo sfruttamento dell'energia da **fonti rinnovabili** (Sole, vento, acqua, biomasse e suoi derivati, geotermia, ecc).

7.1.1. L'efficienza energetica

La Direttiva 2006/32/CE²¹ definisce l'efficienza energetica come “il rapporto tra i risultati in termini di rendimento, servizi, merci o energia e l'immissione di energia” e il suo miglioramento come “un incremento dell'efficienza degli usi finali dell'energia, risultante da cambiamenti tecnologici, comportamentali e/o economici.”

Ci sono enormi margini di miglioramento dell'efficienza energetica. Molti studi a riguardo, infatti, indicano un potenziale tecnico di riduzione dei consumi energetici (senza diminuire minimamente la qualità della vita) del 40%. La Commissione Europea²² stima che, attuando solo la metà di tale potenziale (20%, obiettivo al 2020), si possano risparmiare 100 miliardi di euro l'anno, comportando un abbattimento dei costi per una famiglia media

²¹ Direttiva 2006/32/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio.

²² Commissione Europea, “Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica”, 2005; Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential - Brussels, 19.10.2006.

tra i 200 e 1000 euro l'anno. L'ONU²³ ha stabilito un potenziale di risparmio energetico del 25%-40%. In uno studio dell'International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP) e del Ministero dell'Ambiente²⁴ si afferma che i risparmi elettrici ottenibili in Italia possono essere del 26% nel settore residenziale, 35% nel commercio, 39% nell'industria.

E' sulla base di queste stime che possiamo affermare che **l'efficienza energetica è la prima fonte di energia alternativa**. La Commissione Europea²⁵, infatti, ribadisce che *“il risparmio energetico rappresenta senza dubbio il mezzo più rapido, efficace ed efficiente in termini di costi per ridurre le emissioni di gas a effetto serra e per migliorare la qualità dell'aria, in particolare nelle regioni densamente popolate.”*

In Tabella 1 si mostra il potenziale di risparmio energetico ed economico in un'abitazione tipica italiana a seguito di interventi di efficienza energetica.

²³ United Nations – WEHAB Working Group, “A Framework for Action on Energy”, World Summit on Sustainable Development, Johannesburg 2002

²⁴ Politecnico di Milano - Dipartimento di Energetica - eERG, end-use Efficiency Research Group, Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, “MICENE - Misure dei consumi di energia elettrica nel settore domestico - Risultati delle campagne di rilevamento dei consumi elettrici presso 110 abitazioni in Italia”, 2004.

²⁵ Commissione Europea, “Fare di più con meno. Libro Verde sull'efficienza energetica”, 2005

Tabella 1 – Analisi del potenziale di risparmio in un’abitazione tipica italiana. Gli interventi sul riscaldamento prevedono: isolamento di tetto e muri; doppi vetri; sistemi di regolazione autonomi. Fonte ENEA

ITALIA - CONSUMO ENERGETICO ANNUO DELLA FAMIGLIA MEDIA (2,5 persone)				RISPARMIO PER INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA	
USI FINALI IN ENERGIA PRIMARIA	TEP/ANNO	%	COSTI (€)	RIDUZIONE DEI CONSUMI	RISPARMIO ECONOMICO
Riscaldamento (isolamento di: tetto e muri; doppi vetri; sistemi di regolazione autonomi)	1.09	57.6%	950	40%	380
Illuminazione	0.24	12.7%	282	20%	56
Cucina	0.08	4.2%	75	0%	0
Apparecchi elettrici	0.22	11.6%	258	15%	39
Acqua calda sanitaria	0.26	13.9%	216	80%	173
TOTALE	1.89	100%	1781	38%	648

7.1.2 La Generazione Distribuita

L’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG)²⁶ afferma che “la Generazione distribuita consiste nel sistema di produzione dell’energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell’energia elettrica in quanto installate al fine di:

a) alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell’energia elettrica, molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;

²⁶ Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas, Delibera n. 106/06 “Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico”

b) sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.”

È adottata la definizione per cui la Generazione Distribuita è l'insieme degli impianti di generazione con potenza nominale inferiore a 10 MW.

La Generazione Distribuita porta una serie di vantaggi, tra i quali:

- Riduzione delle perdite di rete (trasmissione e distribuzione: 9-12%)
- Maggiore efficienza (fino all'70% con cogenerazione, invece del 30-35%)
- Minore rischio finanziario
- Benefici ambientali e sociali
- Più ampio coinvolgimento dei territori e degli stakeholders
- Flessibilità di esercizio e localizzazione

7.2. L'efficienza energetica è la prima fonte di energia

Produrre energia da fonti rinnovabili è il modo migliore di utilizzare le risorse a nostra disposizione. Ma produrre questa energia “nobile” serve poco se poi la si spreca. Ecco che va definita una politica di stretta sinergia tra fonti rinnovabili, generazione distribuita ed efficienza energetica. Una politica comune, in unione tra pubblico e privato, in grado di rendere partecipi i territori dei vantaggi derivanti dalla rendita elettrica, prima tradizionale, ora rinnovabile.

In Italia, la bolletta energetica, al consumo finale, è pari circa a 80 miliardi di euro. Se si intervenisse, con una tale sinergia, anche solo riducendo il 10% dei consumi, risparmieremmo ogni anno 8 miliardi di euro. Ad oggi, però, si fa poco o nulla per prendere con forza una tale strada. Questo perché, di fatto, non interessa a chi produce o distribuisce energia (soprattutto da fonti convenzionali) fare efficienza energetica, generazione distribuita, sfruttare le fonti rinnovabili. Chi produce energia, inoltre, ha risorse finanziarie illimitate che può usare per “condizionare” stampa, politici e, quindi, opinione pubblica.

Günther Oettinger, Commissario europeo per l'Energia, 22 giugno 2011:

“L'energia che costa meno è quella che non consumiamo. È iniziato il conto alla rovescia verso l'obiettivo dell'UE di ridurre del 20% il consumo energetico entro il 2020. Se i prossimi anni non vedranno alcun cambiamento, l'obiettivo sarà raggiunto soltanto per metà, cosa che mette a rischio la competitività, la lotta per ridurre le emissioni di CO2 e la sicurezza degli approvvigionamenti nell'UE e incide ancora pesantemente sulle bollette dei consumatori. Per rimediare al ritardo e riportare l'UE sulla strada giusta, **la Commissione europea propone oggi un nuovo pacchetto di misure intese a migliorare l'efficienza energetica**. La nostra proposta mira a rendere più efficiente l'uso dell'energia nella nostra vita quotidiana e ad aiutare i cittadini, le autorità pubbliche e l'industria a gestire meglio il loro consumo energetico. Ciò dovrebbe anche concretizzarsi in bollette più contenute e creare un forte potenziale per nuovi posti di lavoro in tutta l'UE”.

L'efficienza energetica è un formidabile strumento economico e sociale

- **Si ripaga da sola:** gli interventi si ripagano con gli ingenti risparmi che gli stessi generano
- **Crea lavoro:** gli interventi, micro diffusi sul territorio, sono realizzati da migliaia di operatori differenti. Secondo la Commissione Europea²⁷, *“gli investimenti finalizzati al miglioramento dell'efficienza energetica avranno quasi sempre effetti positivi sull'occupazione. In tutti i casi, il numero di posti di lavoro creati è maggiore di quello risultante da investimenti alternativi analoghi, compresi gli investimenti nel settore dell'estrazione, trasformazione e distribuzione dell'energia”*.

7.3. Il monitoraggio: strumento strategico per l'efficienza energetica

L'efficienza energetica è oggi la principale fonte di energia primaria per l'Europa e, in particolare, per l'Italia, in quanto paese caratterizzato da una strutturale dipendenza dalle importazioni e da prezzi mediamente più elevati della media europea. Nelle Comunicazioni

²⁷ Commissione Europea, “Fare di più con meno. Libro verde sull'efficienza energetica”, 2005

Europee COM(2008) 241 e COM(2009) 111 e nella Raccomandazione C(2009) 7604 si sottolinea l'importanza del ruolo che possono rivestire le tecnologie ICT per il miglioramento dell'efficienza energetica:

- si riconosce all'ICT un ruolo importante nella riduzione dell'intensità energetica, intesa come quantità di energia necessaria per produrre un'unità di prodotto interno lordo, e nell'aumento dell'efficienza energetica dell'economia;
- si afferma che l' ICT può svolgere un ruolo significativo nel diminuire le emissioni e contribuire ad una crescita sostenibile;
- si assegna all'ICT un ruolo di controllo e gestione diretta del consumo energetico;
- si riconosce all'ICT la capacità di fornire strumenti e modelli per stili di vita e di lavoro più efficienti e la capacità di produrre innovazioni in grado di ridurre gli sprechi di energia.

Il D.Lgs. 115/2008 è al momento, in Italia, il riferimento principale per la promozione delle ICT nel miglioramento dell'efficienza energetica:

- si sottolinea l'importanza del monitoraggio dei risultati di risparmio energetico in seguito a interventi di riqualificazione;
- all'art. 16 si attribuisce primaria importanza, per la fornitura di servizi energetici, allo sviluppo di un sistema di gestione energia (ISO 50001), all'interno del quale è fondamentale il piano di monitoraggio dei consumi.

Il monitoraggio dei flussi energetici è fondamentale per l'adempimento delle verifiche di conformità dei contratti di forniture e servizi energetici richieste dal DPR 207/2010 (Regolamento di attuazione del Codice dei Contratti)

Attraverso la misurazione continua di tutti i parametri rilevanti (fabbisogni energetici, potenze, dati microclimatici e macroclimatici, presenze del personale, ore di funzionamento, ecc), permette di assumere le migliori decisioni (in termini di efficacia ed efficienza tecnica ed economica) sia nella fase progettuale degli interventi, sia nella fase di gestione successiva degli stessi.

Il sistema di misura dell'energia permette di quantificare il risparmio energetico effettivamente conseguito con gli interventi realizzati, attraverso:

- misura ante-intervento (una tantum)
- misura post-intervento continuativa

7.4. Le ESCO e la finanza: strumenti chiave per l'efficienza energetica

Accertate la potenziale disponibilità finanziaria (pari al 40% dei consumi), che ogni momento viene letteralmente sprecata, e le conseguenze sugli ecosistemi, la società e l'economia, derivanti dall'utilizzo massiccio e indiscriminato dei combustibili fossili, il legislatore ha posto in essere una serie di strumenti atti a semplificare, razionalizzare, accelerare e, a loro volta, incentivare il recupero e il riutilizzo di tale ricchezza, ridistribuendola presso tutti gli attori interessati, al fine anche di ridurre fortemente le emissioni in atmosfera.

E' la stessa finanza, insita e nascosta nelle storture dell'attuale sistema energetico, che, se opportunamente ricercata e stimolata con specifici strumenti finanziari, porta all'innescio di un meccanismo virtuoso.

Gli strumenti che il legislatore ha posto, fondamentalmente, sono: Esco e Finanziamento Tramite Terzi. Il settore è regolato a livello europeo dalla **Direttiva 2006/32/CE** che, tra le altre cose, obbliga gli Stati Membri a conseguire un **obiettivo di risparmio energetico pari al 9% tra il 2008 e il 2016**²⁸, dal **Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica** approvato il 19 ottobre 2006, e a livello italiano dal **D.Lgs. 115/2008**²⁹ di attuazione della Direttiva 2006/32/CE, dai **Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004**³⁰, e da Delibere

²⁸ Direttiva 2006/32/CE - Art. 4, comma 1: Gli Stati membri adottano e mirano a conseguire un obiettivo nazionale indicativo globale di risparmio energetico, pari al 9 % per il nono anno di applicazione della presente direttiva da conseguire tramite servizi energetici e ad altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica. Gli Stati membri adottano misure efficaci sotto il profilo costi-benefici, praticabili e ragionevoli, intese a contribuire al conseguimento di detto obiettivo. (...) . Il risparmio energetico nazionale a fronte dell'obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico è misurato a decorrere dal 1° gennaio 2008.

²⁹ Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115 "Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE".

³⁰ Ministero delle Attività Produttive, Decreto 20 luglio 2004 "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia", ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Ministero delle Attività Produttive, Decreto 20 luglio 2004 "Nuova

dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas³¹, oltre al **D.Lgs. 192/2005**³² sul rendimento energetico degli edifici.

7.4.1 Le Energy Service Company (Esco)

Il **D.Lgs. 115/2008**, in attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici, definisce la ESCo come *“persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento di altri criteri di rendimento stabiliti”*.

La norma **UNI CEI 11352:2010**, inoltre, definisce i requisiti generali delle Esco.

Le Esco sono soggetti specializzati nell'effettuare interventi nel settore dell'efficienza energetica, della generazione distribuita (piccoli impianti di produzione di energetica vicini a luoghi di consumo) e delle energie rinnovabili, sollevando in genere il cliente dalla necessità di reperire risorse finanziarie per la realizzazione dei progetti e dal rischio tecnologico, in quanto gestiscono sia la progettazione che la realizzazione e la manutenzione per tutta la durata del contratto (compresa usualmente fra i cinque e i dieci anni).

individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili”, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

³¹ Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, Delibera n. 103/03 “Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'articolo 5, comma 1, dei Decreti Ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica”.

³² Decreto Legislativo 19 agosto 2005, n. 192, “Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia” e Decreto Legislativo 29 dicembre 2006, n. 311, “Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia”

Le Esco si basano su quattro principi fondamentali:

1. capacità di avere un approccio strategico e operativo su tutta la filiera del processo di riqualificazione energetica, seguendone tutte le fasi in modo integrato, coordinandolo, ottimizzandolo, contestualizzandolo, dando la priorità al risparmio energetico e ponendosi al centro di molteplici interessi;
2. remunerazione in base al risparmio energetico effettivamente conseguito; la differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo spetta alla Esco in tutto o in parte fino alla fine del periodo di ammortamento previsto dal contratto;
3. finanziamento diretto o indiretto dell'intervento, utilizzando prevalentemente la metodologia del Finanziamento Tramite Terzi (FTT)
4. garanzia al cliente del risparmio energetico

I vantaggi nell'avvalersi delle Esco consistono in:

- realizzazione di interventi di riqualificazione energetica, senza la necessità di disporre o immobilizzare le risorse finanziarie richieste per l'investimento
- affidamento degli interventi a competenze tecniche specifiche di cui il Cliente non dispone, ottenendo un servizio e un approccio integrato a 360°
- gestione e manutenzione affidate a competenze specializzate ("outsourcing"), con riduzione dei costi globali e miglioramento della qualità del servizio reso
- riduzione dei consumi e dei costi di gestione con il miglioramento tecnologico, l'aumento del comfort, senza costi di investimento
- possibilità di "certificare" gli interventi di risparmio energetico attraverso l'ottenimento dei Titoli di Efficienza Energetica

Al 1° aprile 2011 risultavano accreditati, come Esco, presso l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, **1847 soggetti**, con un aumento del 25% rispetto all'anno precedente. Si osserva, tuttavia, che di questi soggetti **solo 295** (pari al 16% di quelli accreditati) hanno

ottenuto l'emissione di Titoli di Efficienza Energetica (TEE)³³, cioè hanno presentato all'AEEG almeno un progetto di risparmio energetico.

Di queste, se non si considerano le Esco di derivazione delle utilities, i produttori di specifiche tecnologie di risparmio energetico e le Esco delle ex-municipalizzate, solo poche decine sono Esco "pure" che operano a 360°.

7.4.2 Il Finanziamento Tramite Terzi (FTT)

Senza risorse finanziarie, prontamente disponibili, non sono possibili gli investimenti immediati, necessari ad attuare interventi di efficienza energetica.

Il **Finanziamento Tramite Terzi**³⁴, il cui utilizzo è fortemente auspicato da vari organismi internazionali³⁵, è lo strumento finanziario che permetterà all'utente finale di effettuare gli interventi di efficienza energetica senza dover anticipare minimamente il capitale. La Esco effettua l'intervento di efficienza energetica, **grazie alle risorse anticipate dal sistema bancario**, e si accorda con l'utente finale su quanta parte del risparmio economico ottenuto debba servire a ripagare l'investimento, definendo così il piano di rimborso. Alla fine del periodo di rimborso, l'utente finale diventa titolare dell'intervento e usufruisce in

³³ Fonte: AEEG, Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 6 luglio 2011

³⁴ La Direttiva 93/76/CEE lo definisce: "Fornitura globale dei servizi di diagnosi, installazione, gestione, manutenzione e finanziamento di un investimento finalizzato al miglioramento dell'efficienza energetica secondo modalità per le quali il recupero del costo di questi servizi è in funzione, in tutto o in parte, del livello di risparmio energetico." Il Finanziamento Tramite Terzi è stato ribadito dalla Direttiva 2006/32/CE e dall'Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential. E' stato infine previsto dal D.Lgs. 115/2008 di recepimento della Direttiva 2006/32/CE.

³⁵ La Direttiva 2006/32/CE, al punto (22) sancisce: "Il ricorso al finanziamento tramite terzi è una pratica innovativa che dovrebbe essere promossa". L'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), nel Fourth Assessment Report (Working Group III - Summary for Policymakers, pag. 17), pone, tra gli strumenti ambientalmente efficaci, gli incentivi alle Esco e, tra i fattori chiave di successo, l'utilizzo del meccanismo del Finanziamento Tramite Terzi.

pieno degli ulteriori risparmi derivanti, anche se fin da subito sono state abbattute le emissioni climalteranti.

L'Art. 9 del D.Lgs. 115/2008, che aveva previsto la creazione di un Fondo di Rotazione per gli interventi di efficienza energetica realizzati in regime di Finanziamento Tramite Terzi dalle Esco, con il D.Lgs. 28/2011 è stato abrogato.

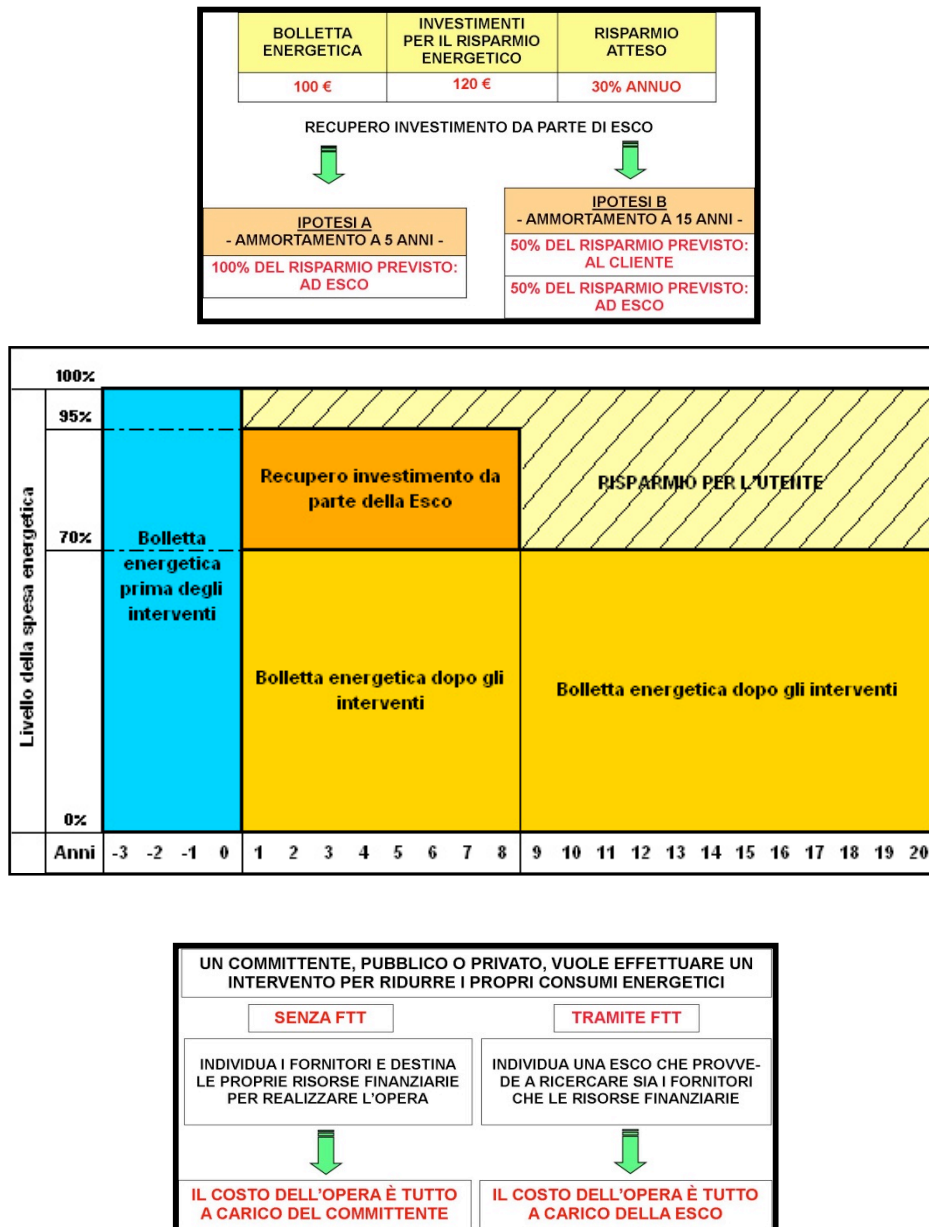


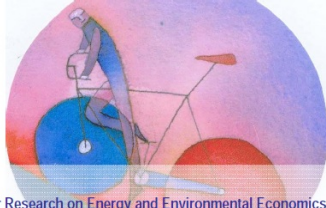
Figura 2– Funzionamento del meccanismo del Finanziamento Tramite Terzi

APPENDICE – Clara poletti su “Gli scenari energetici globali”



Gli Scenari Energetici Globali

Clara Poletti
IEFE – Università Commerciale Luigi Bocconi



Sommario

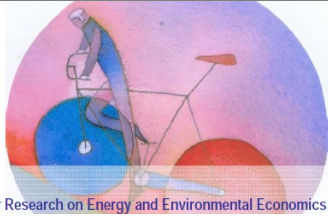
**Il ruolo delle fonti fossili
nella domanda di energia primaria**

La situazione ad oggi

I possibili scenari futuri

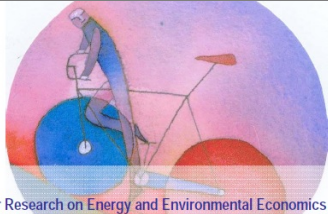
In assenza di nuove *policy*

In presenza di nuove *policy*



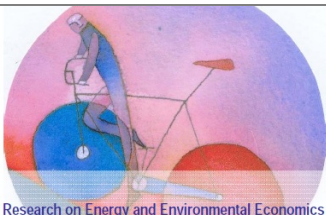
Il ruolo delle fonti fossili nella domanda globale di energia primaria

La situazione ad oggi



Il ruolo delle fonti fossili nella domanda globale di energia primaria

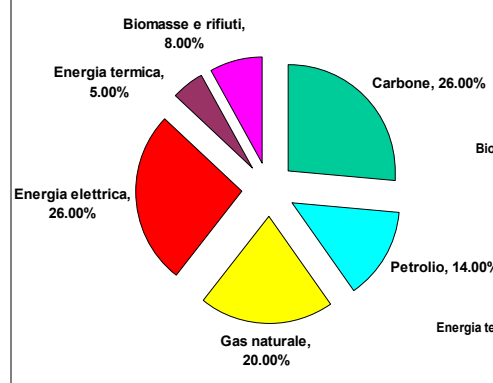
La situazione ad oggi



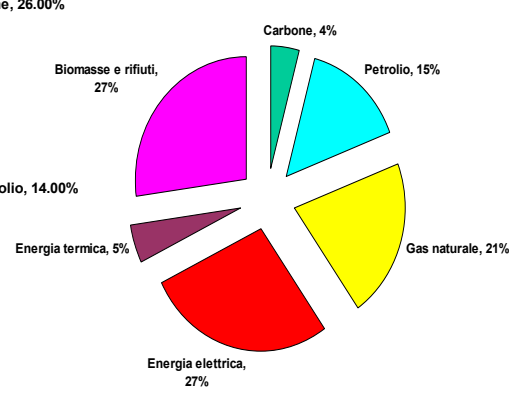
Consumo di energia primaria per fonti e per settore (Mtoe)

2007

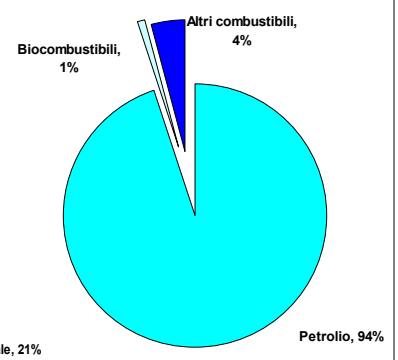
Industria



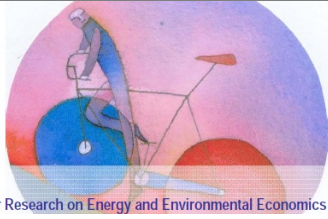
Altri settori



Trasporti



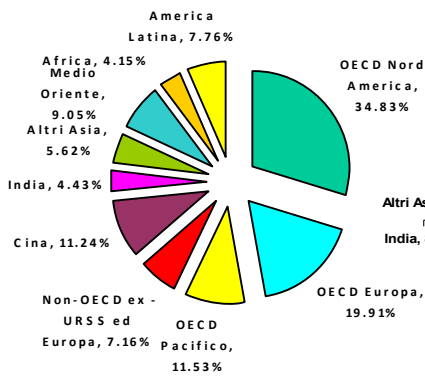
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



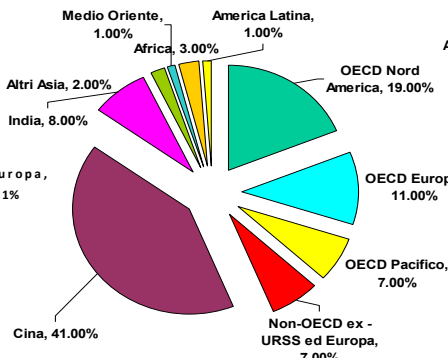
Quote per area geografica della domanda di combustibili fossili (Mtoe)

2007

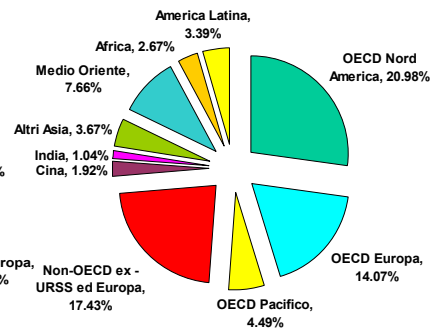
Petrolio



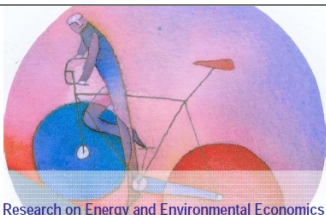
Carbone



Gas naturale

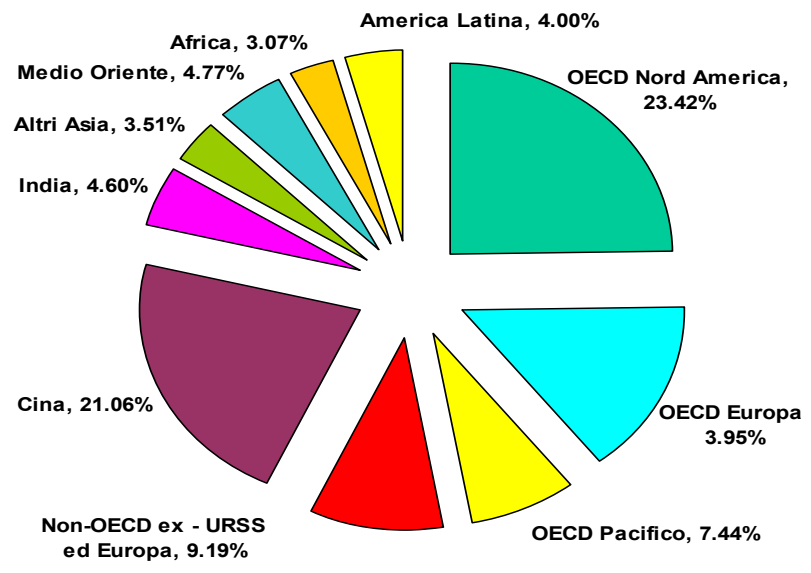


Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario

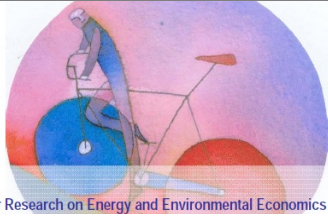


Emissioni di diossido di carbonio da fonti fossili (Mt)

2007



Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario

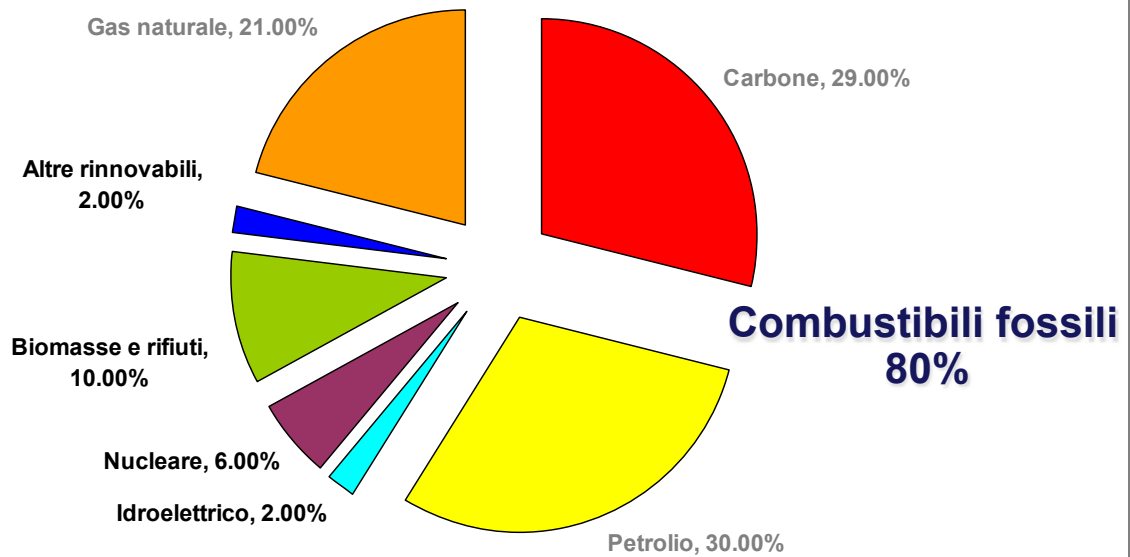


I possibili scenari futuri *In assenza di nuovi interventi di policy*

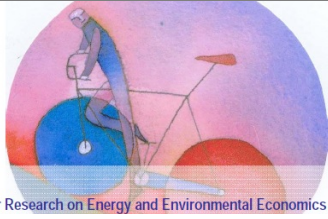


Domanda mondiale di energia primaria per tipo di fonte (Mtoe)

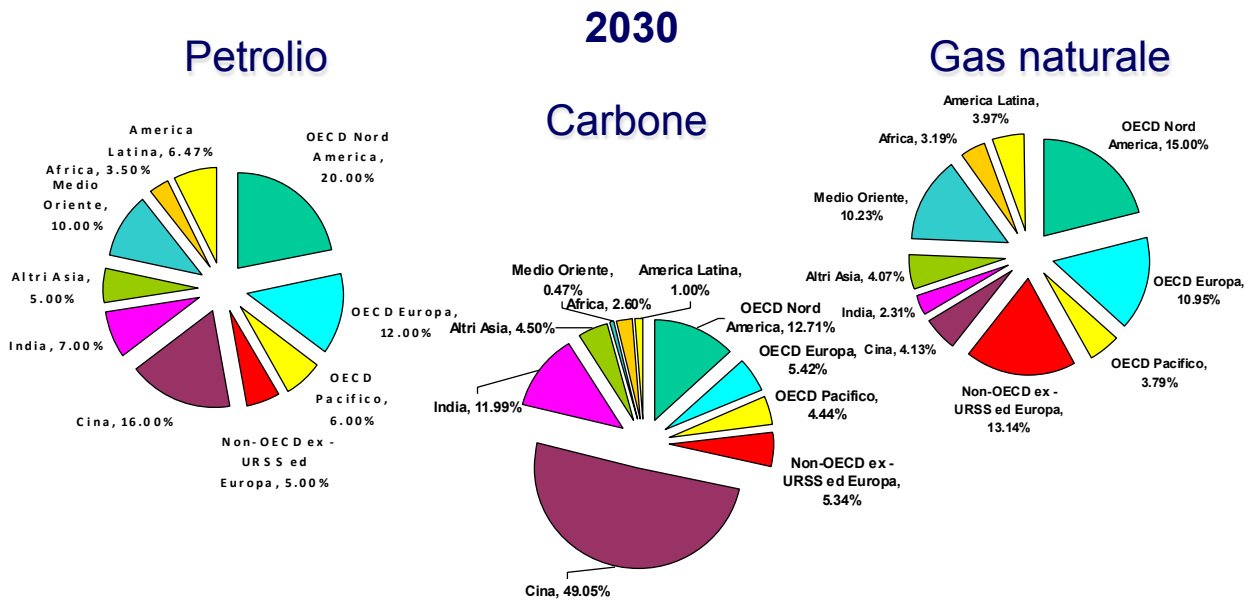
2030



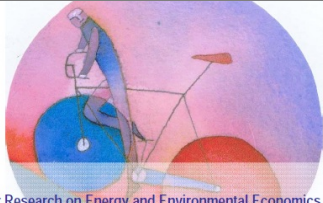
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Quote per area geografica della domanda di combustibili fossili (Mtoe)

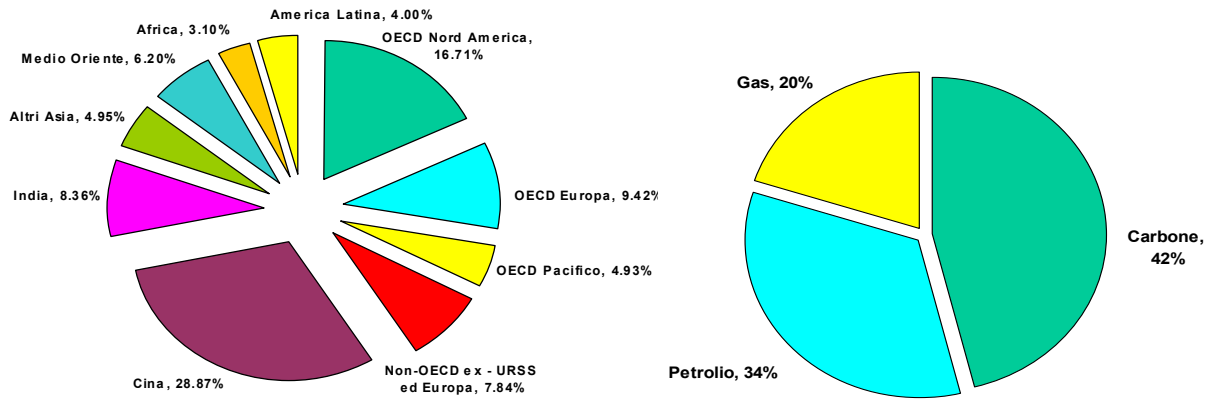


Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario

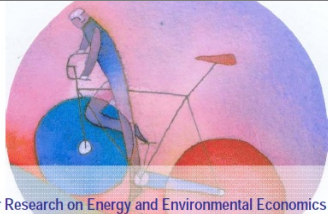


Emissioni di diossido di carbonio da fonti fossili (Mt)

2030



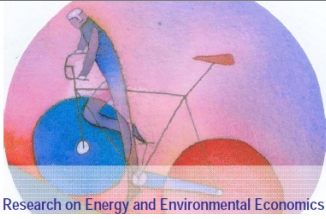
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Nel 2030 in assenza di nuovi interventi di policy ...

- **Aumento del consumo globale di fonti fossili: +37% su 2007**
- **Cresce la domanda globale di petrolio: + 22% su 2007**
 - I paesi OECD: - 14%
 - I paesi non – OECD: +63%
 - Cina e India più che raddoppiano la domanda di petrolio
- **Cresce la domanda globale di carbone: + 53% su 2007**
 - I paesi OECD: -7%
 - I paesi non – OECD: +86%

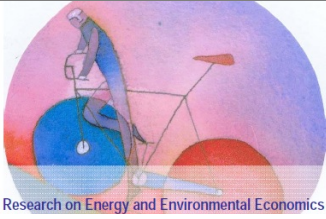
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Nel 2030 in assenza di nuovi interventi di policy ...

- **Cresce la domanda globale di gas naturale: +42%**
 - I paesi OECD: +15%
 - I paesi non – OECD: +68%
 - Cina: passa da 61 a 202 Mtoe di consumo
 - India: passa da 33 a 113 Mtoe di consumo
- **Aumento delle emissioni di CO₂: +40% su 2007**
 - Paesi OECD: - 3% rispetto al 2007
 - Paesi non – OECD: + 57% rispetto al 2007
 - Cina: +86% rispetto al 2007
 - India: più che raddoppia

Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Nel 2030 in assenza di nuovi interventi di policy ...

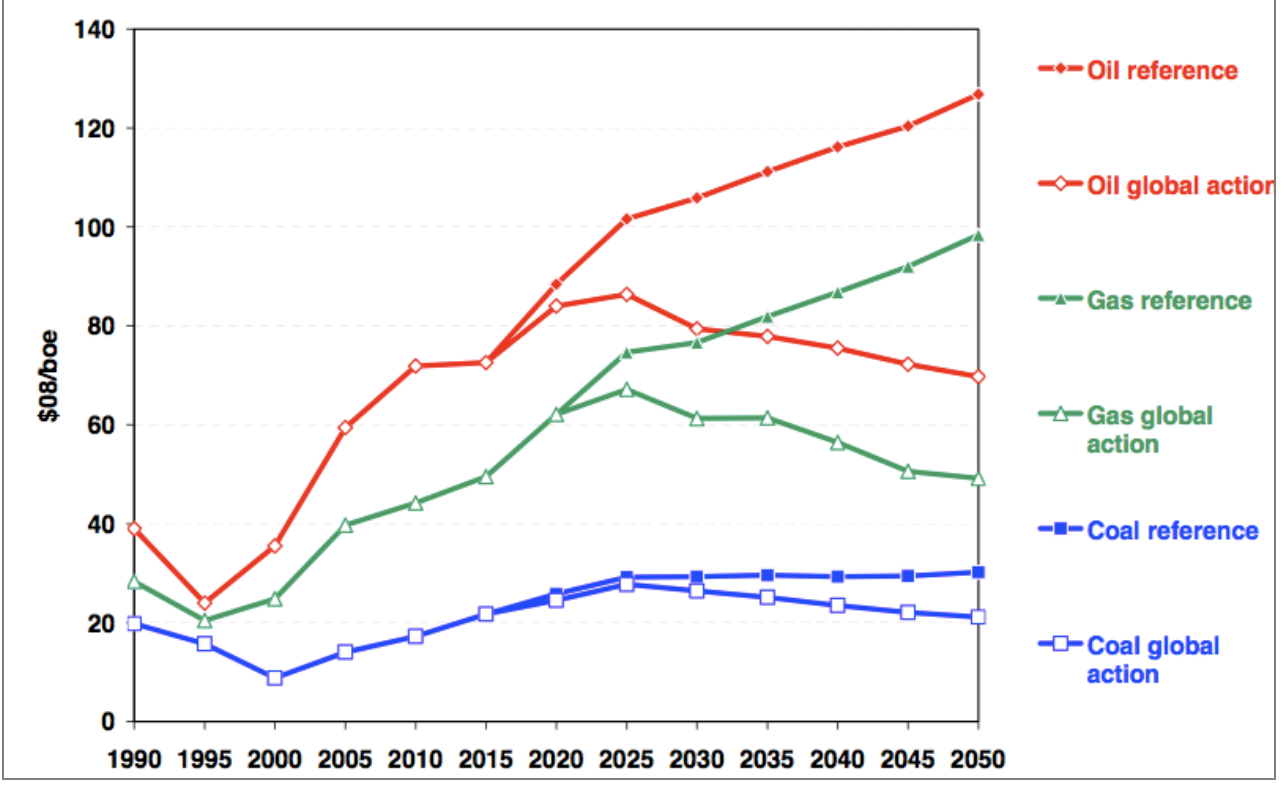
- **Sicurezza negli approvvigionamenti**
 - Aumento nel prezzo delle fonti fossili per effetto dell'aumento della domanda
 - Aumento della volatilità del prezzo del petrolio per effetto dei conflitti in Iraq e Libia
 - Aumento dei costi di produzione dei fonti fossili

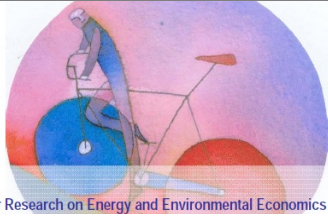
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Source: Impact assessment Road Map 2050 EC

Figure 9: International energy prices in reference and in the context of global climate action

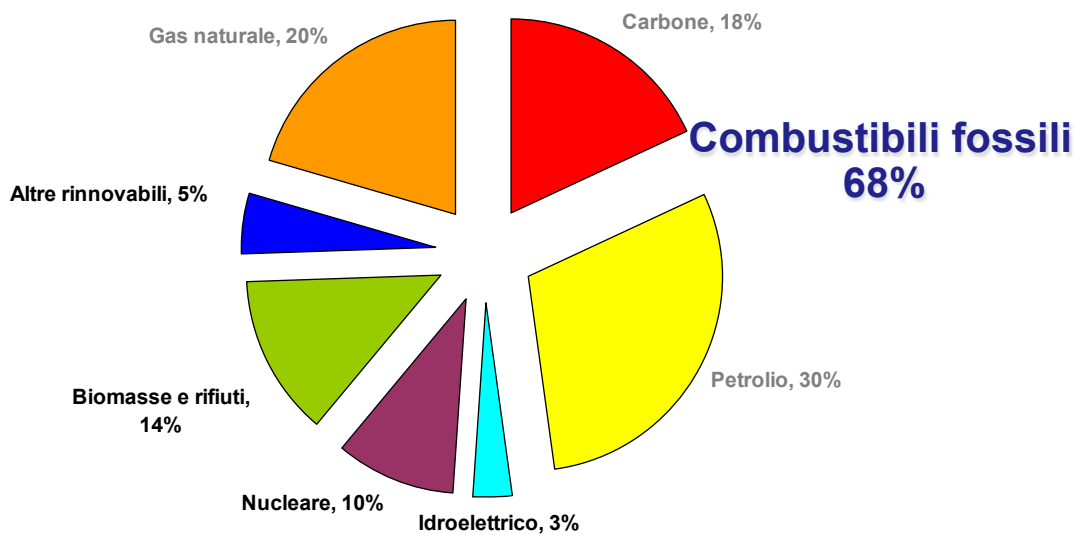




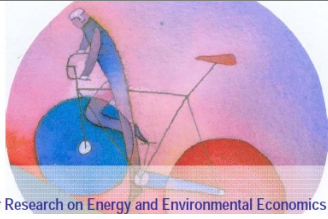
I possibili scenari futuri *In presenza di nuovi interventi di policy*



Domanda mondiale di energia primaria per tipo di fonte (Mtoe) 2030



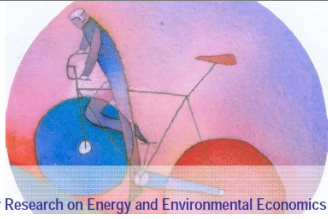
Fonte: World Energy Outlook 2009 - Reference Scenario



Nel 2030 con nuovi interventi di policy ...

- **Quota di carbone su domanda di energia primaria: da 27% del 2007 a 29%**
 - Processo di decarbonizzazione grazie a CCS
 - Forte riduzione della domanda del settore industriale
- **La quota di petrolio: scende dal 33% del 2007 a 30%**
 - La domanda di petrolio degli Stati Uniti, dell'Unione Europea e dei paesi OECD non UE si riduce progressivamente
 - La domanda in Cina cresce stabilmente del 2,7% annuo

Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario

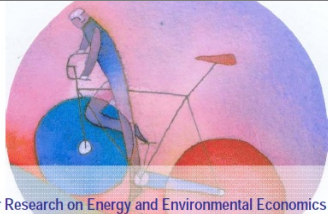


Nel 2030 con nuovi interventi di policy ...

- **Quota gas naturale: invariata rispetto al 2007**
 - Paesi OECD: domanda costante rispetto al 2007
 - I paesi non – OECD: +33% rispetto al 2007
 - Unconventional gas

- **Le emissioni di CO2 si riducono rispetto al 2007 del 2.2%**
 - Paesi OECD: -41%
 - Paesi non OECD: incremento costante delle emissioni
 - Cina: + 16% rispetto al 2007 (vs 86%)
 - India: + 65% rispetto al 2007 (vs 100%)

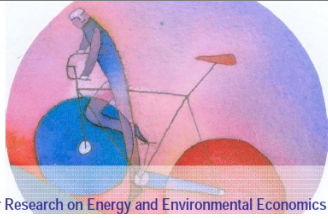
Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Nel 2030 rispetto alle proiezioni del *Reference Scenario* ...

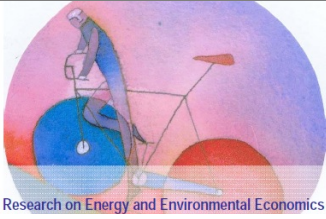
- La **quota di fonti fossili** rispetto alla domanda globale di energia primaria si riduce di 14 punti %
- **Quota carbone:** da 29% del BAU a 18%
- **Quote gas naturale e petrolio:** pressoché invariate al *BAU*
- **Quote del nucleare e delle fonti rinnovabili:** aumentano rispetto al BAU:
 - Nucleare: dal 6% al 10% rispetto al BAU
 - Idroelettrico: praticamente costante
 - Biomasse e rifiuti: dal 10% al 14% rispetto al BAU
 - Altre fonti rinnovabili: dal 2% al 5% rispetto al BAU

Fonte: World Energy Outlook 2009 – Reference Scenario



Tutti gli scenari concordano sulla crescita della domanda di gas naturale ...

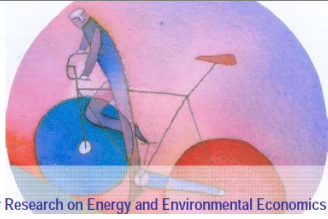
- Ampia disponibilità della risorsa, dispersa geograficamente
- La base di risorse convenzionali riesce a coprire il fabbisogno attuale per oltre 120 anni; le risorse non convenzionali riescono a coprire più di 250 anni
- A guidare la domanda sono soprattutto: (i) generazione elettrica, (ii) industria; (iii) riscaldamento domestico
- In prospettiva diventa necessario lo sviluppo della CCS
- Nel 2035 la generazione elettrica con CCS rappresenterà i $\frac{3}{4}$ della generazione elettrica complessiva (*International Energy Agency, 2011*)



Tuttavia ci sono incertezze sulla CCS . . .

- Incertezze in merito al costo delle tecnologie CCS:
 - stime recenti relative a impianti a ciclo combinato mostrano un costo che varia dai 120\$ ai 18' \$ per Mt
 - i costi per il sequestro e lo stoccaggio sono stati stimati intorno ai 10 – 15\$ per Mt
- Costi di regolazione:
 - definire i soggetti responsabili della CO2 stoccata
 - regolamentare la costruzione delle pipeline
 - superamento di eventuali barriere normative alla creazione di infrastrutture per lo stoccaggio della CO2

Fonte: International Outlook Scenario 2010



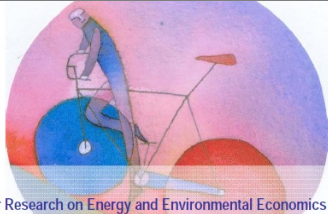
Il nucleare. . .

I principali scenari pre-Fukushima

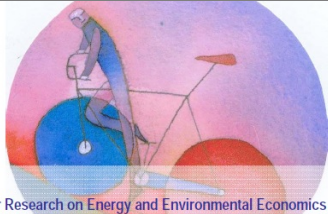
- Ruolo importante anche del nucleare per il contenimento delle emissioni
- La crescita maggiore nell'utilizzo del nucleare riguarda principalmente i paesi non – OECD asiatici
 - Comunque costi crescenti dati dai nuovi standard di sicurezza e dal possibile aumento del prezzo delle materie prima

Post-Fukushima

- Rallentamento in EU, ma i non OECD asiatici?
- Comunque costi crescenti dati dai nuovi standard di sicurezza e dal possibile aumento del prezzo delle materie prima.

**... ma Greenpeace ...**

- E' possibile ridurre del 50% le emissioni di CO2 nel 2050 senza ricorrere al nucleare e dismettendo le centrali in uso
- Entro il 2050 quasi l'80% dell'elettricità potrà essere prodotta da fonti rinnovabili
 - Il 34% sarà prodotta da eolico
 - Il 18% da fotovoltaico
 - Il 14% da idroelettrico
 - Il 9% da biocombustibili
 - Il rimanente 20% sarà prodotto ancora da combustibili fossili di cui l'85% è rappresentato da gas naturale.



Conclusioni

- ✓ Quale è lo scenario “giusto”?
- ✓ Problema di tutti gli scenari: non considerano i meccanismi di attuazione come un vincolo
- ✓ Esempio: efficienza energetica