



**ENEA**

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,  
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile

## **DOSSIER**

### **USI TERMICI DELLE FONTI RINNOVABILI**

Workshop

**USI TERMICI DELLE FONTI RINNOVABILI**

11 novembre 2009

Roma

*Ambiente  
Energie  
Innovazione*



AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

## **DOSSIER**

# **USI TERMICI DELLE FONTI RINNOVABILI**

Workshop

**USI TERMICI DELLE FONTI RINNOVABILI**

11 novembre 2009

Roma

**A cura di: Andrea Fidanza e Carlo Manna – ENEA Ufficio Studi**

## INDICE

<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>5</b>
<b>1. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: PER PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ O DI CALORE?</b> .....	<b>7</b>
<b>2. LE RINNOVABILI TERMICHE NEGLI SCENARI ENEA</b> .....	<b>13</b>
<b>3. CALORE DALLE BIOMASSE: UN’OPPORTUNITÀ DA INCENTIVARE</b> .....	<b>19</b>
<b>4. SCHEDE TECNOLOGICHE</b> .....	<b>29</b>
LA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA.....	31
LA TECNOLOGIA PER LA PRODUZIONE DI CALORE DA BIOMASSE.....	43
LA TECNOLOGIA GEOTERMICA PER USI TERMICI .....	55
<b>APPENDICE: IL BAROMETRO DEL SETTORE SOLARE TERMICO</b> .....	<b>59</b>



## INTRODUZIONE

Nel fissare il traguardo al 2020 per le fonti rinnovabili – uno di quei famosi 20/20/20 – la Commissione Europea fa riferimento, per la percentuale delle rinnovabili ai consumi finali di energia: a livello europeo, nel 2020, il 20% dell'energia effettivamente utilizzata negli usi finali deve provenire da fonti di energia rinnovabili. Questo riferimento ci può sembrare non corretto, dal momento che sia la produzione di anidride carbonica (e più in generale di inquinanti), sia i maggiori problemi di sicurezza degli approvvigionamenti, almeno per noi, derivano essenzialmente dai consumi di energia primaria. In altri Paesi – in particolare in quelli come la Francia dove la produzione di elettricità è in gran parte di origine nucleare – la visuale è diversa, e il riferimento agli usi finali ha più senso.

Sia come sia, non è realistico pensare di fare una battaglia a Bruxelles per cambiare le cose; e, ancora di più, probabilmente non è neppure conveniente per noi. Vediamo di tenere conto di questa situazione e di trarne quello che ci può essere utile. L'indicazione è abbastanza ovvia: agli effetti della direttiva europea, produrre una determinata quantità di energia termica oppure di energia elettrica è equivalente. Si tratta in un caso e nell'altro di energia, che va misurata appunto in unità di energia, che dovrebbe essere il joule, o il suo multiplo più usato in pratica, il kWh. Ora, da un punto di vista economico, non c'è dubbio che nella maggior parte dei casi il costo di produzione di un kWh termico sia inferiore di quello necessario per produrre un kWh elettrico; appare quindi evidente l'importanza di operare per promuovere la diffusione delle tecnologie per le rinnovabili termiche rivedendo un sistema di incentivazione, basato sui certificati verdi e sul conto energia, che non sembra rispondere compiutamente a questa esigenza.

In sostanza, l'Italia è molto in ritardo proprio negli usi termici delle fonti rinnovabili, mentre sta rapidamente crescendo (anche se a caro costo) la quota di generazione elettrica. Occorre e conviene colmare questo ritardo, e rivedere in aumento il peso degli usi termici delle rinnovabili nel soddisfare quella quota del 17% al 2020 che la Commissione Europea ci ha assegnato. Questo vuole anche dire una riduzione della pressione sugli usi elettrici, che renda gli obiettivi più realistici e meno costosi.

Queste osservazioni sono alla base del workshop, promosso congiuntamente da ENEA con AIEE e FIRE, e del presente dossier che gli organizzatori hanno voluto rendere disponibile ai partecipanti, e che raccoglie alcuni articoli recenti che potrebbero essere sfuggiti, ma soprattutto materiale ancora inedito (come le schede per tecnologia predisposte dall'ENEA per il Rapporto Rinnovabili di prossima pubblicazione). Si tratta di un punto di partenza, ancora incompleto, ma che può essere utile per le elaborazioni successive.

Si affrontano, nel convegno come in questo dossier, varie tecnologie per gli usi termici delle rinnovabili: a partire dal solare, alla geotermia, al controverso capitolo delle biomasse. Ciascuna di queste tecnologie presenta le sue promesse e le sue opportunità, con ampi spazi anche per soluzioni e applicazioni innovative che potrebbero aumentarne l'interesse; ma ciascuna ha anche le sue ambiguità che devono essere chiarite e superate perché sia possibile perseguire sia una efficace politica di diffusione e quindi di promozione della domanda, sia una strategia di sviluppo industriale intesa a incoraggiare gli investimenti e a ricavare quel dividendo economico e di occupazione che è uno dei motivi portanti dell'interesse per le fonti rinnovabili.

Ripercorreremo per esempio la strada del solare termico che fino a poco tempo fa ha ancora risentito dei profondi effetti negativi delle fallite campagne "Acqua calda dal sole" dell'ENEL negli anni '80: una giusta intuizione e una attuazione inficiata dall'insufficiente attenzione rivolta all'installazione e alla manutenzione, e alla mancanza di aggregazione della domanda. Oggi c'è un recupero abbastanza rapido, che forse farà scomparire l'anomalia di un Paese tra i più soleggiati d'Europa che sta negli ultimi posti come numero di impianti. Troveremo qui nuove tecnologie che stanno emergendo in un campo che sembrava maturo, un nuovo interesse ai sistemi che producono anche freddo, e tutto il campo delle applicazioni industriali finora trascurato. Incontreremo anche l'incognita del "solare passivo", su come rispondere ai fabbisogni energetici degli edifici con soluzioni progettuali che sfruttano sole, vento, proprietà

dei materiali. Si tratta di fonti rinnovabili o di risparmio energetico? La domanda non è pignola, se ci si deve rivolgere a un sistema di incentivazione oppure a un altro.

Analoga situazione per la geotermia, dove l'Italia è stata all'avanguardia nelle applicazioni elettriche, ma è rimasta indietro in quelle "a bassa entalpia" per il riscaldamento ambientale. Anche qui vi è uno spazio applicativo non piccolo; ma anche qui abbiamo una ambiguità da superare. Non c'è dubbio che si tratti di geotermia quando siamo in presenza di una anomalia geotermica che ci permette di utilizzare fluidi caldi nel terreno; ma che dire quando utilizziamo pompe di calore e facciamo uso del terreno, o di un corpo d'acqua, o di una falda come corpo freddo d'estate e corpo caldo d'inverno, invece che scambiare calore con l'atmosfera? Anche qui: fonte rinnovabile (e sempre più spesso troviamo questi impianti classificati come geotermici in letteratura) oppure risparmio? La domanda, considerando la definizione di geotermia, che sta a significare "calore dalla terra", trova una risposta nelle indicazioni che l'Unione Europea ha dato con il Libro Bianco dell'Energia per il Futuro-Fonti Rinnovabili COM97 e successivamente con la Direttiva 2009/28/CE, in cui il sistema di climatizzazione geotermico, è riconosciuto come parte delle fonti di energia rinnovabili.

Infine, il caso delle biomasse. Potrebbe essere questo il contributo più rilevante delle fonti rinnovabili alla generazione di elettricità. Le opportunità ci sono, e in alcune zone vengono anche ben sfruttate. Attenti però alle nuove definizioni di biomassa sostenibile, alle filiere "corte" o lunghe, e soprattutto ai rifiuti, che a parlarne si rischia di violare un tabù: eppure è lì che ci sono le maggiori opportunità, e a costi più convenienti. Attenti anche alle applicazioni "fai-da-te" nei caminetti in zone collinari e montane, spesso funzionanti a legna auto raccolta. L'ENEA aveva lodevolmente tentato un censimento (a campione) di questi impianti, ma contabilizzarli è un rebus. C'è chi metteva in conto l'energia contenuta nella legna bruciata: con il risultato che quando si aumentava l'efficienza del caminetto o della stufa si *diminuiva* il contributo delle rinnovabili al bilancio energetico!

**Ugo Farinelli**

Associazione Italiana Economisti dell'Energia

## 1. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: PER PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ O DI CALORE?

Articolo di A. Rota e G. Manzoni<sup>1</sup> tratto da "L'Energia Elettrica" maggio/giugno 2009, numero 3 - volume 86, pag. 31-25

Nel valutare l'incidenza percentuale delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), il riferimento - richiesto dalla recente Direttiva EC - ai consumi finali di energia invece che all'energia primaria consumata, suggerisce di riconsiderare le priorità tra l'incentivazione di FER per produzione di elettricità e FER per produzione di calore.

### Introduzione

La direttiva della Commissione Europea per stimolare l'utilizzo delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) prescrive di fare riferimento ai consumi finali di energia per valutare l'incidenza delle FER nei diversi Paesi dell'Unione.

Per una corretta analisi energetica sarebbe probabilmente più opportuno fare riferimento all'energia primaria consumata: ad esempio nel caso di una centrale termica si tiene conto del combustibile impiegato per produrre l'elettricità erogata, nel caso di produzione di elettricità da eolico o fotovoltaico al consumo di combustibile che sarebbe stato necessario per produrre altrettanta elettricità da una centrale termica con rendimento standard, nel caso di una produzione di calore al combustibile immesso in caldaia, ecc.

L'attuale scelta, è molto criticabile in termini strettamente tecnici; a voler essere caustici si potrebbe dire che si sia voluto abolire per decreto legge il secondo principio della termodinamica. Operando sui consumi finali si viene infatti a dare identico valore all'elettricità e al calore, energia quest'ultima certamente molto meno pregiata soprattutto se a bassa temperatura. Tale scelta è sostenuta con la seguente motivazione:

*«The impact assessment compares options for expressing the targets in terms of primary or final energy consumption and concludes in favour of the latter, as it does not discriminate between different types of renewable energy and accounting in primary energy gives greater weight to thermal and nuclear energy and therefore increases in these energy sources would make the achievement of any given renewable energy share harder to achieve».*

La giustificazione non è molto convincente in quanto, come già anticipato, anche le tecnologie che producono energia elettrica senza utilizzare combustibili fossili (solare fotovoltaico, eolico, idroelettrico, ecc.) possono essere contabilizzate in termini di combustibile risparmiato, utilizzando un rendimento di riferimento<sup>2</sup> come fanno vari organismi quali il Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE) italiano e gli uffici studi della British Petroleum (BP). Tra l'altro si ottengono in tal modo anche una indicazione esplicita della quantità reale di energia risparmiata dalle FER ed una percezione immediata dell'efficienza con cui in una nazione vengono utilizzate le fonti primarie.

La decisione, probabilmente dettata da vari condizionamenti non facilmente decifrabili, è quindi in termini tecnico-scientifici molto criticabile.

---

<sup>1</sup> Alberto Rota - Politecnico di Milano, Giancarlo Manzoni - Enginet Srl.

<sup>2</sup> Vari organismi, quali il Ministero per lo Sviluppo Economico (MSE) italiano e gli uffici studi della British Petroleum (BP), seguono questa pratica. MSE utilizza - per risalire da elettricità prodotta da FER al combustibile equivalente consumato - un rendimento medio di circa il 39% e BP del 38%, quindi valori molto vicini tra loro.

Comunque, anche in considerazione delle notevoli difficoltà incontrate per raggiungere un accordo, sia riguardo le emissioni di CO<sub>2</sub> sia in riferimento alle quote di rinnovabili, è difficilmente immaginabile che la Commissione sia disponibile ad introdurre un nuovo qualsivoglia cambiamento. Conviene quindi prendere atto degli accordi raggiunti e cercare di cogliere gli aspetti positivi della direttiva operando di conseguenza.

Attualmente la scelta di fare riferimento ai consumi finali penalizza l'Italia: infatti, con riferimento all'anno 2005, la quota di FER è pari al 6,53% se computata sul fabbisogno primario, mentre scende al 5,43% se calcolata sui consumi finali; per altri paesi quali Francia e Spagna la situazione è invece opposta.

In prospettiva però anche per noi la scelta della Commissione potrebbe rivelarsi vantaggiosa ed il presente rapporto ha appunto lo scopo di presentare una prima analisi, ancora molto grezza, ma che possa stimolare studi più approfonditi su un argomento che coinvolge importanti interessi economici a livello nazionale, delle industrie e di tutti i cittadini.

### **La situazione attuale**

Il sistema italiano di incentivazione delle FER è prevalentemente indirizzato a stimolare l'applicazione di tecnologie che generino energia elettrica scaricando sugli utenti del sistema elettrico gran parte dei costi delle politiche di incentivazione. Tale approccio, di facile gestione e senza oneri per lo Stato, è però poco efficiente e comporterà costi elevatissimi per raggiungere la quota del 17 % di FER concordata in sede europea.

Se ad esempio si facesse riferimento agli scenari tracciati da Primes, codice utilizzato dalla Commissione Europea, le stime dei consumi annui finali italiani di energia risulterebbero al 2020 compresi tra un massimo di 1.886 TWh (6.790 PJ o 162 MTEP)<sup>3</sup> per lo scenario base, ed un minimo di 1.614 TWh nello scenario più restrittivo. Vista la crescente attenzione all'uso razionale dell'energia è improbabile che si raggiungano i massimi livelli di consumo previsti dallo scenario base, ma consumi dell'ordine dei 1.800 TWh non sono prudenzialmente da escludere ed in tal caso la quota (17%) di FER dovrà essere dell'ordine di 300 TWh.

La tabella 1.1 seguente mostra la situazione italiana attuale (2005) e quella che dovremmo raggiungere nell'anno orizzonte. Per confronto sono riportate, nella situazione attuale, le due versioni basate su i consumi di energia primaria (precedente metodologia) e su quelli finali (secondo la direttiva approvata).

Si può osservare che nel 2005, sempre secondo Primes, il contributo delle FER ai consumi finali era di 85 TWh (305 PJ); entro il 2020 sarà quindi necessario incrementare di 221 TWh (795 PJ) l'uso finale di energia rinnovabile di cui indicativamente 46 TWh (164 PJ) dovranno però essere costituiti da biocombustibili impiegati nei trasporti che non sono oggetto delle presenti considerazioni. Tra il 2005 e 2020 il contributo delle rinnovabili, al netto dei biocombustibili, dovrebbe pertanto incrementare di circa 175 TWh.

Se per raggiungere questo risultato si seguissero le indicazioni del Position Paper (PP) del governo italiano del 2007 si avrebbero oneri estremamente elevati: secondo una stima di IEFE gli investimenti necessari per realizzare la sola quota di rinnovabili "elettriche" previste dal PP, ammonterebbero a circa 86 miliardi di euro e tale sforzo consentirebbe di produrre indicativamente 59 TWh (213 PJ) di energia da FER e quindi circa un terzo di quanto necessario.

---

<sup>3</sup> Nel seguito si utilizzerà prevalentemente l'unità di energia MWh o il suo multiplo TWh (un milione di MWh). Per comodità si riporta di seguito l'equivalenza con altre unità frequentemente usate, quali TEP (tonnellate equivalenti di petrolio) ed il suo multiplo MTEP (milioni di TEP) oppure GJ e PJ (un milione di Joule ed suo multiplo un milione di GJ): 1 MWh=0,086 TEP=3,6 GJ, oppure 1 TWh=0,086 MTEP=3,6 PJ.

**Tabella 1.1 - Confronto tra l'incidenza delle FER nel 2005 e nel 2020**

	Consumi di energia primaria (TWh/anno)	Consumi finali di energia (TWh/anno)	Consumi finali di energia (TWh/anno)
	Situazione attuale (2005)		Situazione futura (2020)
FER Totali	142 (6,53%)	85 (5,43%)	306 (17%)
FER biocombustibile per trasporti			45,6
FER restanti			260,4
<b>TOTALE (TWh/anno)</b>	<b>2.172</b>	<b>1.559</b>	<b>1.800</b>

Il pur rilevante investimento non evidenzia però quanto sia realmente onerosa questa scelta soprattutto per gli utenti del sistema elettrico, chiamati a sostenere la gran parte degli incentivi attualmente previsti favore delle FER.

Utilizzando l'identica suddivisione utilizzata da IEFE della nuova potenza da installare per le varie FER si è costruita la tabella 1.2 in cui è riportata una valutazione di larga massima del costo degli incentivi che verrebbero erogati.

Per stimare gli oneri per incentivare le FER, indicati in tabella 1.2, si è preso come riferimento iniziale, sia per i Certificati Verdi (CV) sia per i Conti Energia, il valore medio unitario del 2008 e si è applicato a tale dato un decremento del 3% ogni 3 anni; la cifra ottenuta è stata poi applicata all'intera produzione che si prevede verrà realizzata in tutto il periodo di validità degli incentivi. Molto probabilmente si tratta quindi di una stima per difetto in quanto quote significative di energia verranno prodotte in presenza di incentivi più elevati. Per quanto concerne le fonti cui si applicano i CV il calcolo tiene conto dei coefficienti correttivi previsti dalla finanziaria 2008, e per le FER con tariffa onnicomprensiva tale tariffa è stata ridotta di 70 €/MWh assumendo che questo valore sia ragionevolmente vicino al prezzo medio di vendita dell'energia elettrica.

**Tabella 1.2 - Stima dell'onere di incentivazione per le FER previste dal PP 2007**

Tecnologia	Nuova potenza da installare [MW]	Fattore di Utilizzo Ore annue	Produzione annua MWh x 10 <sup>6</sup>	Incentivo unitario €/MWh	Costo annuo M€	Durata incentivo anni	Costo Totale G€
Idraulico ≥ 10 MW	1080	3500	3,78	76	287	15	4,3
Idraulico ≤ 10 MW	1793	3500	6,275	76	477	15	7,1
Eolico su terra	8421	2000	16,842	76	1279	15	19,2
Eolico in mare	2000	2500	5,0	83	415	15	6,2
FV integrato	7417	1200	8,888	374	3324	20	66,5
FV in campo	833	1200	0,999	309	309	20	6,2
Solare termodinamico	1000	3000	3,0	165	495	25	12,4
Geotermia tradizionale	288	7500	2,16	62	134	15	2,0
Geotermia innovativa	300	7000	2,10	62	130	15	1,9
E.E. da biomassa e biogas	380	6000	2,28	98	223	15	3,3
E.E. da FORSU	276	7000	1,932	83	160	15	2,4
E.E. biogas da discarica	286	4200	1,201	56	67	15	1,0
E.E. biomasse dedicate	354	6000	2,124	125	265	15	4,0
Onde e maree	800	2000	1,60	183	293	15	4,4
<b>Totale</b>	<b>25.227</b>		<b>58,181</b>				<b>140,9</b>

Le ipotesi assunte in merito ai costi dell'incentivazione delle FER elettriche sono sicuramente criticabili e la valutazione potrebbe essere condotta con maggior accuratezza, ma sicuramente non vi sarebbero variazioni di ordini di grandezza; sovrastime o sottostime anche di alcune decine di percento non cambiano la dimensione del problema.

Va infatti ricordato che, oltre ai costi di tabella 1.2, il sistema elettrico dovrà sostenere i residui oneri CIP6, anch'essi di svariati miliardi, che l'onere suddetto si riferisce ad una quota di FER circa 1/3 del previsto e che quindi al sistema paese sono richiesti ulteriori costi per raggiungere la quota del 17% entro il 2020 (o in alternativa pagare le penali per il mancato rispetto degli impegni assunti). Appare evidente come questa impostazione abbia tutte le premesse per trasformarsi in un onere difficilmente sostenibile.

### Un'ipotesi alternativa

La direttiva europea sulle fonti rinnovabili, non facendo distinzione tra energia elettrica e calore, rende molto più conveniente incentivare questa seconda forma di energia per raggiungere le quote di FER fissate per ciascun paese.

Per valutare, anche se con larga approssimazione ed in via del tutto preliminare, tale possibilità si è ipotizzato uno scenario alternativo estremo, che prevede un drastico ridimensionamento dell'attuale impostazione "eletto-centrica" delineata da PP e contemporaneo maggior sfruttamento delle biomasse e della geotermia a bassa temperatura per produrre calore. La tabella 1.3 illustra come, ridimensionando pesantemente lo sviluppo del solare fotovoltaico ed altre FER "elettriche" a favore delle FER "termiche", si potrebbe verosimilmente raggiungere il 17% di rinnovabili sui consumi finali di energia con oneri di investimento dell'ordine dei 40 miliardi di euro, a fronte delle stime IEFE di sopra ricordate di 88 miliardi di euro per solo il 6-7% di rinnovabili.

In tabella 1.3 si è presentata pure una stima degli oneri di incentivazione di questa ipotesi, oneri anch'essi di gran lunga inferiori a quelli di tabella 1.2, se si considera che riguardano una quantità tripla di FER.

**Tabella 1.3 - Stima dell'onere di investimento e di incentivazione per un'ipotesi alternativa**

Fonte e utilizzo	Energia annua MWh x10 <sup>6</sup>	Investimento [G€]	Incentivo €/MWh	Durata incentivo Anni	Costo totale incentivazione [G€]
Biomasse - Calore bassa e media T	106	7,00	30	20	63,60
Generazione E.E. per cocombustione	1	0,10	50	15	0,75
Pompe di Calore per calore a BT	35	7,50	30	15	15,75
Biogas da discarica - Generazione E.E.	1	0,25	56	15	0,84
Geotermia- generazione E.E.	2	0,65	62	15	1,86
Biogas da fermentatori - Generazione E.E.	1	0,65	98	15	1,47
FORSU - Generazione E.E.	4	2,55	83	15	4,89
Idroelettrico ≥ 10 MW	4	1,78	76	20	1,78
Solare termico - Generazione calore BT	12	7,17	30	20	7,20
Eolico - Generazione E.E.	8	8,32	76	15	9,07
Fotovoltaico - Generazione E.E.	1,4	6,68	360	20	10,08
<b>Totale</b>	<b>175,4</b>	<b>42,65</b>			<b>120,07</b>

Naturalmente i risultati esposti dipendono in modo determinante dalle ipotesi assunte per i costi unitari di investimento e di incentivazione, che si auspica vengano approfonditi con analisi più puntuali di quelle - molto approssimative - alla base di questa valutazione preliminare.

In particolare, per le rinnovabili "elettriche" si sono adottati gli stessi valori di tabella 1.2, salvo nel caso del fotovoltaico per il quale si è assunto un valore medio pesato tra gli incentivi dei piccoli impianti integrati ed i grandi impianti in campo, e per la co-combustione per la quale si è introdotto un importo del 10% inferiore a quello del bio-gas da discarica; l'influenza di questo dato è comunque insignificante.

Molto più complessi e da verificare sono i criteri con cui si sono definiti gli importi degli incentivi proposti per le rinnovabili "termiche".

Per quanto concerne le biomasse i 30 €/MWh di contributo adottati dovrebbero permettere un aiuto di circa 60 € per tonnellata di legno fresco, consentendo di vendere combustibile in pellets (con umidità 12% e potere calorifico inferiore - PCI - di circa 4.450 kWh/ton) a prezzi inferiori ai 200 €/ton, garantendo nel contempo una remunerazione interessante al produttore (80-100€/ton di legno fresco); anche il prezzo di vendita del pellets potrebbe essere competitivo, almeno per gli usi civili, poiché una tonnellata di questo combustibile ha un contenuto energetico equivalente a quello di circa 460 Nm<sup>3</sup> di gas naturale (prezzo equivalente inferiore a 0,43€/Nm<sup>3</sup>). Il legname grezzo potrebbe ovviamente essere commercializzato a prezzi significativamente inferiori.<sup>4</sup>

Nel caso delle pompe di calore il contributo dovrebbe coprire il costo della componente energia dell'elettricità consumata, permettendo in tal modo un funzionamento vantaggioso anche con coefficienti di prestazione dell'ordine di 3.

L'incentivo per il solare termico è stato allineato ai precedenti in quanto fornisce un analogo prodotto.

L'ipotesi così delineata, basata su un grande sfruttamento delle bio-masse per produzione di calore, necessita di vari approfondimenti:

- in merito agli aspetti economici: andrebbe meglio valutata la massima competitività della biomassa, che per forniture sfuse di alcune tonnellate potrebbe probabilmente scendere a costi dell'ordine degli 80 €/ton per il prodotto grezzo e dei 140-150 per i pellets;
- in merito alla disponibilità effettiva di biomasse: si consideri comunque che la presente ipotesi prevede un impiego di circa 10 Mtep di biomasse per usi termici e che ITABIA (Italian Biomass Association) dichiara che già oggi ne sarebbero sfruttabili circa 15 Mtep, con potenzialità totali di 20-25 Mtep;
- in merito alla logistica: soprattutto in città si potrebbero avere problemi di spazio per immagazzinare il combustibile;
- in merito al metodo di contabilizzazione: verrebbe meno la semplicità e comodità dell'addebito in "bolletta elettrica";
- concernenti la compatibilità ambientale, che nelle moderne caldaie è comunque già piuttosto buona e probabilmente potrebbe essere molto migliorata a costi contenuti.

---

<sup>4</sup> Si consideri che attualmente la legna da ardere viene venduta a prezzi compresi tra 100 e 150 €/ton in funzione del tipo di essenza e della stagionatura e che pellets in sacchetti da 15 kg, confezione piuttosto costosa, tra i 200 e 220 €/ton.

## Conclusioni

L'ipotesi proposta, suscettibile di ampi approfondimenti e rielaborazioni, dimostra che esistono soluzioni che consentirebbero di rispettare gli impegni europei con oneri di incentivazione e costi di investimento del 60-80% inferiori a quelli che si avrebbero applicando il PP del 2007.

La soluzione presenta sicuramente lo svantaggio di essere più complessa in termini di applicazione e controllo ma i problemi posti non paiono comunque irrisolvibili.

Di contro, i vantaggi sono molto significativi e possono essere così riassunti:

- si avrebbe una maggior probabilità di soddisfare gli impegni presi evitando, come avvenuto per il protocollo di Kyoto, il pagamento di onerose penali;
- l'onere economico rimane rilevante ma sostenibile anche negli anni di completo sviluppo della FER, comportando investimenti dell'ordine di 2,5 G€/anno ed oneri di incentivazione di circa 7 G€/anno quindi inferiori allo 0,5 % del PIL;
- le tecnologie che maggiormente contribuiranno al raggiungimento dell'obiettivo sono offerte a livello competitivo dall'industria italiana e quindi dovrebbero aversi ricadute economiche ed occupazionali superiori a quelle che si avrebbero attuando il PP;
- l'onere di incentivazione non ricadrebbe quasi esclusivamente sul sistema elettrico che potrebbe essere messo in seria difficoltà da una crescita incontrollata della componente A3 ma potrebbe essere meglio ripartito coinvolgendo anche la fiscalità generale.

## Riferimenti bibliografici

(1) E. Pedrocchi, A. Rota "Pacchetto 20-20-20: osservazioni sul metodo di calcolo della quota da fonti rinnovabili", Energia 1/2009.

(2) P. Capros et al. "Model-Based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, Appendix, Primes Model" (Primes è il modello utilizzato dalla Commissione per valutare i diversi scenari energetici).

(3) C. Poletti "An integrated climate and energy policy", Presentazione al convegno IEFE, Milano 25 Febbraio 2008.

(4) G. Alimonti, L. Garifo, A. Rota "Conseguire l'obiettivo del 17% di rinnovabili a costi competitivi", Energia 2/2009.

## 2. LE RINNOVABILI TERMICHE NEGLI SCENARI ENEA

*F. Gracceva<sup>5</sup>*

Gli scenari energetici presentati nelle ultime due edizioni del Rapporto ENEA "Analisi e Scenari" (luglio 2008 e luglio 2009) mostrano come sia tecnicamente possibile lo spostamento del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente con gli obiettivi delle politiche energetiche e ambientali. Essi mostrano infatti come:

- nel medio periodo (2020), sia possibile il pieno raggiungimento degli obiettivi europei sulle fonti rinnovabili e un "sostanziale avvicinamento" agli obiettivi sulle emissioni di CO<sub>2</sub>;
- nel lungo periodo (2040), sia possibile intraprendere una traiettoria di sviluppo in grado di determinare riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> in linea con l'auspicio condiviso dai leader di tutti i paesi industrializzati di un dimezzamento delle emissioni mondiali entro il 2050.

Il raggiungimento di tali obiettivi è reso possibile da una parte attraverso investimenti in ricerca e innovazione tecnologica nelle filiere industriali nei settori delle tecnologie energetiche "low-carbon" e, dall'altra, promuovendo il ricorso a modelli di utilizzazione dell'energia finalizzati all'efficienza e al risparmio energetico. Tali investimenti hanno l'effetto di avvicinare al mercato le nuove tecnologie e a diffondere il ricorso a quelle esistenti creando in questo modo un effetto complessivo di accelerazione verso la decarbonizzazione del sistema energetico.

Gli scenari ENEA di accelerazione tecnologica mostrano come l'effettivo raggiungimento di questi obiettivi richieda una profonda trasformazione del modo di produrre e consumare l'energia. Il modello quantitativo utilizzato per l'elaborazione degli scenari, caratterizzato da una rappresentazione dettagliata delle tecnologie presenti e future del sistema energetico, ha permesso di valutare il contributo potenziale e il costo marginale delle diverse tecnologie energetiche in grado di ridurre l'impatto ambientale dei consumi energetici.

L'analisi di scenario condotta dall'Enea è sintetizzata nello schema che segue) è stata come detto finalizzata a valutare gli effetti di misure di politica energetica e ambientale coerenti con la "filosofia" degli obiettivi in via di definizione a livello europeo e internazionale. L'analisi parte da uno scenario di riferimento (RIF), che rappresenta l'evoluzione tendenziale del sistema in assenza di interventi di politica energetica e ambientale, e che costituisce quindi anche la traiettoria rispetto alla quale si confrontano gli scenari di intervento. Il passo successivo è costituito da due scenari "di intervento", ACT e ACT+. Per le sue caratteristiche quest'ultimo rappresenta uno scenario di particolare rilievo, per cui in quel che segue la valutazione delle possibilità di penetrazione delle diverse tecnologie di produzione di calore da fonti rinnovabili sarà effettuata a partire dai risultati di tale scenario.

---

<sup>5</sup> Francesco Gracceva – Ufficio Studi ENEA

<b>Box 1 - Schema degli scenari ENEA</b>	
<b>RIFERIMENTO</b>	<i>Legislazione corrente, tendenze macroeconomiche secondo DPEF 2007, tendenze demografiche da proiezioni ISTAT, prezzi dell'energia in linea con DPEF 2007 e IEA-ETP2008. Lo scenario di riferimento è a "legislazione vigente": dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali esso tiene dunque conto solo delle misure pienamente implementate alla metà del 2008, mentre non include tutte le misure a quella data ancora ipotetiche, possibili o perfino probabili.<sup>6</sup></i>
<b>ACT</b>	<p><i>Segue la filosofia degli scenari ACT dell'ETP<sup>7</sup> 2008, basati sull'accelerata penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche già esistenti o in una fase di sviluppo avanzato, anche grazie all'adozione di politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio fino a un costo addizionale di 25€/ton di CO2.</i></p> <p><i>Interventi di incremento dell'efficienza energetica in linea con il Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica (già inviato alla Commissione Europea relativamente agli obiettivi per il 2016, secondo la direttiva 2006/32/EC) "esteso" al 2020.</i></p> <p><i>Estensione degli incentivi alla generazione da fonti rinnovabili e alla penetrazione dei biocarburanti nei consumi per trasporto, fino al raggiungimento del potenziale accessibile al 2020 secondo il Position Paper del governo italiano.</i></p> <p><i>Sfruttamento solo marginale del potenziale di riduzione dei consumi corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", cioè ottenibile mediante un uso più razionale dell'energia.</i></p>
<b>ACT+</b>	<p><i>Scenario esplorativo del "trade-off" esistente tra incremento dei costi del sistema energetico e avvicinamento agli obiettivi sia di medio che di lungo periodo: simile allo scenario ACT all'orizzonte 2020, all'orizzonte 2040, si avvicina progressivamente alla filosofia degli scenari BLUE dell'ETP 2008, che si pongono l'obiettivo di una riduzione, entro il 2050, delle emissioni di CO2 del 50% su scala globale.</i></p> <p><i>Si tratta dunque dello scenario ACT rafforzato dall'aggiunta di politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio ancora in fase di sviluppo (il cui progresso e successo finale sono cioè difficili da prevedere), il cui costo, a piena commercializzazione, raggiunge i 75€/ton nel 2020, in ulteriore aumento fino a 150€/ton (200\$/ton) a partire dal 2030.</i></p> <p><i>Significativo sfruttamento del potenziale di riduzione dei consumi corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", mediante la riduzione della domanda di servizi energetici in risposta all'incremento del costo dell'energia.</i></p>

<sup>6</sup> L'ENEA ha partecipato al lavoro dell'Agenzia Internazionale dell'Energia ETP 2008, gli scenari Enea qui presentati sono anche "armonizzati" a quelli contenuti in tale lavoro, sia per quello che riguarda le ipotesi relative alle principali variabili-guida degli scenari (prezzo dell'energia, crescita economica di lungo periodo), sia per le ipotesi relative a costi ed efficienza delle tecnologie utilizzate nel modello ETP e nel Markal-Italia. L'armonizzazione è stata inevitabilmente parziale, trattandosi in entrambi i casi di modelli contenenti diverse centinaia di tecnologie, ma ha potuto beneficiare della comune appartenenza dei due modelli alla metodologia Markal.

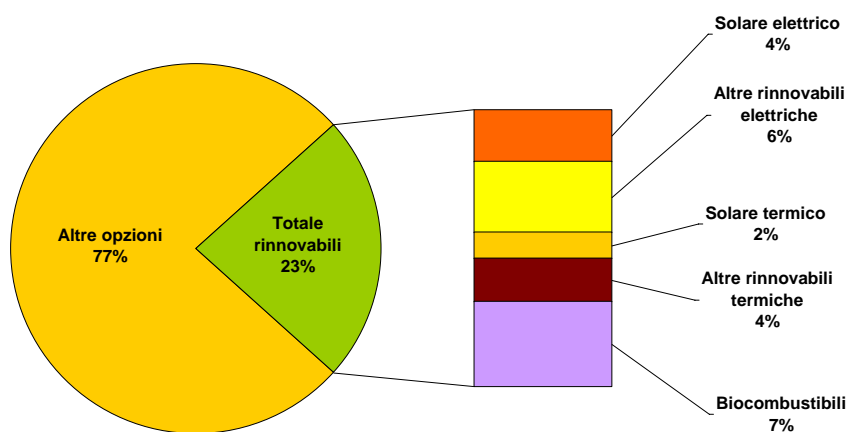
<sup>7</sup> Energy Technology Perspectives. IEA 2008.

## Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel medio periodo

Le misure di promozione delle fonti rinnovabili considerate negli scenari *di accelerazione tecnologica* mirano a raggiungere il potenziale accessibile di sfruttamento all'orizzonte 2020 secondo le valutazioni contenute nel *Position Paper* (PP) del Governo italiano<sup>8</sup>.

La figura 2.1 mostra il peso che questo sviluppo delle fonti rinnovabili può avere sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica in un ambizioso scenario di politiche e misure energetiche e ambientali, come lo scenario ENEA ACT+: l'insieme delle diverse rinnovabili rappresenta il 23% della riduzione complessiva delle emissioni determinata dallo scenario. Di questo, il 10% viene dalla crescita della generazione elettrica da rinnovabili, nel medio periodo soprattutto l'eolico on-shore, il 6% da un maggior uso di rinnovabili per usi termici (2% solare termico e 4% altre rinnovabili termiche) il restante 7% dai biocombustibili, che per la maggior parte sono però importati.

**Figura 2.1 - Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO2 nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2020)**



Fonte: elaborazione ENEA

Complessivamente, tra il 2005 e il 2020 la produzione di energia rinnovabile aumenta in modo significativo già nell'evoluzione *di riferimento* del sistema energetico italiano, passando dai 6,7 Mtep del 2004 ai 14,4 Mtep del 2020, con una quota di FER sui consumi totali di energia primaria che quasi raddoppia (tabella 2.1).

Nello scenario ACT+, la produzione supera i 22 Mtep, corrispondente a una percentuale dei consumi primari quasi doppia rispetto a quella dello scenario di riferimento. E' significativo come il valore di 21,5 Mtep sia molto vicino ai circa 24 Mtep che nel PP del governo italiano sono considerati il massimo potenziale accessibile dal paese.

La differenza tra tale potenziale e lo scenario ACT+ è spiegata in primo luogo (0,8 Mtep circa) dal minore import di biocombustibili che si registra nello scenario, dovuto al fatto che 3,3 Mtep di biocombustibili sono già ampiamente sufficienti a raggiungere l'obiettivo di una quota del 10% dei consumi di carburanti per autotrazione.

<sup>8</sup> Presentato nel settembre 2007, ha costituito la prima "base di discussione" per la valutazione del contributo che l'Italia può fornire per il conseguimento dell'obiettivo comunitario di una quota del 20% di energie rinnovabili sui consumi energetici dell'UE entro il 2020.

A questo si aggiunge che la generazione elettrica resta di alcuni TWh al di sotto del potenziale stimato dal ministero sia nel caso del mini-idroelettrico che della produzione da biomasse.

Focalizzando l'attenzione esclusivamente sulla produzione di energia termica, è significativo come nello scenario ACT+ l'energia generata da ogni singola fonte rinnovabile sia sostanzialmente allineata con i valori individuati nel PP, e nettamente superiore a quella ottenibile dall'evoluzione tendenziale del sistema.

Tra le biomasse, in entrambi gli scenari quelle per usi termici nel settore civile presentano l'incremento maggiore rispetto al 2005, +3,2 Mtep nel caso tendenziale e 4,6 Mtep in quello alternativo. Sul fronte dei biocarburanti, nello scenario di intervento si verifica un aumento di circa 3 Mtep rispetto ai valori del 2005, quasi completamente attribuibile all'import.

Complessivamente, la sola produzione di calore da rinnovabili in Italia arriverebbe nel 2020 a circa 8,5 Mtep secondo lo scenario di riferimento, dai 2,4 Mtep del 2005, a circa 14 Mtep in quello ACT+.

Il sostanziale raggiungimento dei valori di potenziale al 2020 per ciascuna delle fonti rinnovabili considerate (termiche + elettriche) è comunque un dato di rilievo, che rende evidente la problematicità dell'effettivo conseguimento del risultato, nello scenario reso possibile dall'estensione delle misure già esistenti fino al 2020: estensione e progressivo incremento dell'obbligo CV dello 0,75% annuo fino al 2020 (sebbene con incentivi unitari in graduale riduzione), costo totale fino al doppio dei valori attuali, estensione dell'attuale "conto energia" per PV e CSP (con progressiva riduzione dell'incentivo del 5% annuo), forte sostegno alla costruzione di termovalorizzatori, aumento dell'uso della biomassa nel settore civile.

**Tabella 2.1 - Produzione di energia termica da fonti rinnovabili negli scenari ENEA (Mtep)**

Produzione elettrica (lorda) da rinnovabili (TWh)				
		Scenario di riferimento	Scenario ACT+	Position Paper - Potenziale complessivam. accessibile
	2005	2020	2020	2020
grande idro	28.5	28.7	28.7	30.72
mini idro	7.5	7.0	7.1	12.43
geotermica	5.3	7.8	8.9	9.73
eolica	2.4	13.2	20.4	22.6
solare	0.0	1.9	8.5	9.6
biomassa+biogas	6.2	10.2	11.1	14.5
<b>Totale ELETTRICITA' (TWh)</b>	<b>49.9</b>	<b>68.9</b>	<b>84.6</b>	<b>99.6</b>
Totale ELETTRICITA' (Mtep)	4.3	5.9	7.3	8.6
produzione da pompaggi	7.1	7.1	7.1	
totale compreso pompaggi	56.9	76.0	91.7	
consumo interno lordo (C.I.L.)	352.8	451.3	400.7	
quota F.E.R. su C.I.L.	14%	15%	21%	
Energia termica da rinnovabili (Mtep)				
		Scenario di riferimento	Scenario ACT+	
	2005	2020	2020	
Calore geotermico	0.21	0.20	0.90	0.96
Solare termico	0.03	0.30	0.83	1.12
Biomasse per il settore civile	1.38	4.56	5.97	5.57
Cogen. e teleriscaldam. da biomasse	0.50	2.06	3.23	3.74
<i>Totale biomasse</i>	<i>1.88</i>	<i>6.62</i>	<i>9.20</i>	<i>9.31</i>
Biocarburanti nazionali	0.30	0.56	0.52	0.61
Biocarburanti da import		0.77	2.77	3.59
<i>Totale biocombustibili</i>	<i>0.30</i>	<i>1.33</i>	<i>3.29</i>	<i>4.20</i>
<b>Totale CALORE (Mtep)</b>	<b>2.42</b>	<b>8.45</b>	<b>14.22</b>	<b>15.59</b>
% biocomb. su benzina/gasolio autotrazione	0.8%	3.3%	10.1%	
<b>TOTALE GENERALE FER</b>	<b>6.7</b>	<b>14.4</b>	<b>21.5</b>	<b>24.2</b>

Fonte: elaborazione ENEA

## Sviluppo delle fonti rinnovabili e obiettivi europei al 2020

Se si considera l'evoluzione tendenziale del sistema, a legislazione invariata, l'obiettivo di una quota di fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi di energia appare particolarmente critico: attualmente tale quota rappresenta il 5,2% dei consumi finali di energia, che l'evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 al 10% circa. L'evoluzione del sistema energetico descritta nello scenario ACT+ consente invece il superamento dell'obiettivo del 17%. Si tratta di un risultato di rilievo, reso possibile dal sostanziale raggiungimento di tutti i valori di potenziale accessibile al 2020 (secondo le valutazioni recenti del governo italiano) per ciascuna delle fonti rinnovabili considerate e dalla contemporanea significativa riduzione dei consumi finali di energia. E' però il caso di sottolineare come l'effettiva possibilità di raggiungere l'obiettivo dipenda da alcuni fattori-chiave:

- il peso rilevante dei consumi finali dei trasporti (settore in cui è più complessa un'effettiva massiccia penetrazione di rinnovabili, e tutt'altro che scontato il raggiungimento dei valori previsti dallo scenario per i biocombustibili, per la gran parte importati) e il ritardo nel raggiungimento dei target nel settore elettrico.
- il fatto che le stime di potenziale tecnico relative alle fonti rinnovabili evidenziano come sia difficile ipotizzare incrementi ulteriori della produzione da tali fonti energetiche rispetto a quanto mostrato dagli scenari di intervento;
- la difficoltà di ipotizzare riduzioni dei consumi di energetici significativamente maggiori di quelle previste nello scenario ACT+, per cui anche sul fronte del "denominatore del rapporto", i consumi finali, i margini di manovra appaiono piuttosto esigui.

Riguardo al peso relativo del calore da fonti rinnovabili sui settori di uso finale, la produzione di calore da fonti rinnovabili rappresentava nel 2005 il 3,4% dei consumi finali per usi termici. La quota è più elevata nel settore civile (4,4%), mentre è inferiore all'1% nell'industria. Tale divario settoriale sembra destinato a mantenersi sia nello scenario *riferimento* che nello scenario di accelerazione tecnologica. Grazie al mix di interventi delineato in quest'ultimo, nel 2020 la quota di calore da fonti rinnovabili passerebbe però dal 12,5% dello scenario *di riferimento* a poco meno del 20% nello scenario ACT+, in quest'ultimo caso grazie anche alla significativa contrazione dei consumi energetici che caratterizza lo scenario.

**Tabella 2 - Energia da fonti rinnovabili per settore di uso finale negli scenari ENEA (Mtep)**

		Base	ACT+
	2005	2020	2020
<b>Industry</b>			
TFC	41.0	38.2	35.5
Electricity Consumption	12.4	13.4	12.3
Final RE Consumption	0.3	0.8	1.3
% RE for heat	0.9%	3.4%	5.6%
<b>Other Sectors (Households, Services, Agriculture)</b>			
TFC	50.0	54.1	48.7
Electricity Consumption	12.8	15.3	14.1
Final RE Consumption	1.8	7.1	9.9
% RE for heating	4.4%	18.4%	28.7%
Total Consumption in Industry and Other sectors	91.0	92.4	84.2
Total Electricity Consumption in Industry and Other sectors	25.0	28.7	26.5
Total RE input for heat in Industry and Other sectors	1.9	8.0	11.2
<b>Target 1. % RE to total final heat needs</b>	<b>3.4%</b>	<b>12.5%</b>	<b>19.4%</b>
<i>(RE input and total heat output of CHP plants not included)</i>			

Fonte: elaborazione ENEA

## Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel lungo periodo

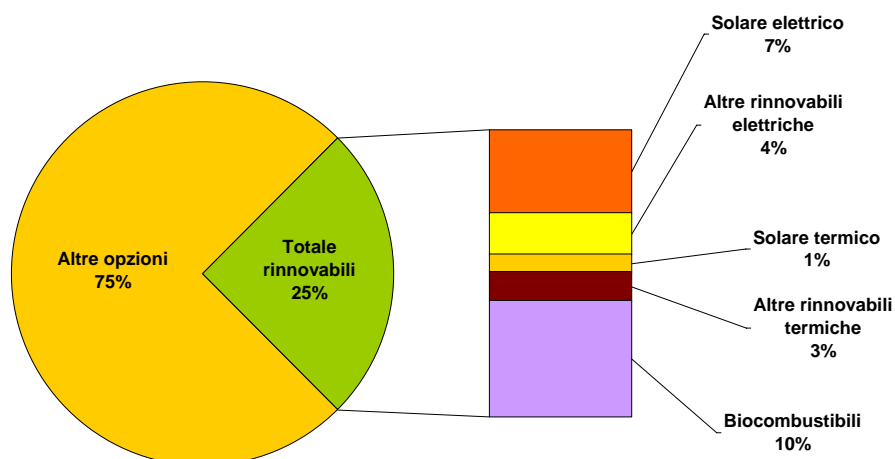
Nel lungo periodo (2040) la produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario ACT+ continua a crescere in modo molto rilevante, specialmente nel settore della generazione elettrica, grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, mentre le altre fonti raggiungono valori molto vicini al potenziale fisico disponibile, difficilmente incrementabili ulteriormente.

Complessivamente, nel 2040 la produzione di energia termica da rinnovabili può arrivare a superare ampiamente i 20 Mtep (dai 14 circa del 2020), equamente divisi fra biomasse e biocombustibili. Il dato più rilevante di questa evoluzione sta nel fatto che gran parte dell'incremento rispetto al 2020 è legato ai biocombustibili, per la stragrande maggioranza di importazione, mentre l'uso delle biomasse aumenta solo marginalmente, sia negli usi civili che per la generazione elettrica. Un dato quest'ultimo legato non tanto alla competitività di costo del combustibile e delle tecnologie che lo utilizzano, quanto alla presenza di strozzature dell'offerta, in quanto molte delle diverse tipologie di biomasse raggiungono il potenziale "fisico" di sfruttamento ipotizzato a priori.

La figura 2.2 mostra quanto pesa lo sviluppo delle diverse rinnovabili rispetto alla significativa riduzione delle emissioni di anidride carbonica determinata dallo scenario ENEA ACT+, che come detto nel 2040 arriva quasi a dimezzare le emissioni di CO<sub>2</sub> del 2005. Complessivamente, nonostante la forte crescita in valore assoluto, il contributo percentuale dell'insieme delle diverse rinnovabili non aumenta molto rispetto a quanto visto per il 2020, rappresentando ancora circa ¼ della riduzione totale delle emissioni determinata dallo scenario.

Considerando che di questa quota il 10% viene dalla crescita dai biocombustibili, che nello scenario sono tutti di importazione, nel lungo periodo l'opzione tecnologica principale risulta chiaramente quella solare, nelle diverse tipologie di generazione elettrica fotovoltaica (distribuita e centralizzata) e termodinamica. Dal segmento produzione di calore si otterrebbe un abbattimento delle emissioni dell'1% grazie al solare termico e del 3% per mezzo delle altre tecnologie.

**Figura 2.2 - Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2040)**



Fonte: elaborazione ENEA

### 3. CALORE DALLE BIOMASSE: UN'OPPORTUNITÀ DA INCENTIVARE

G. Tomassetti<sup>9</sup>

#### Incentivi sulle fonti rinnovabili: gli effetti sull'offerta e quelli sulla domanda

##### Obiettivi

La U.E si è data degli obiettivi precisi sull'utilizzo dell'energia; lo schema del 20-20-20 per il 2020 ha un'indubbia valenza come slogan di semplice e diretta comunicazione ma, modulato per i vari paesi, si traduce in precisi impegni, in particolare per l'Italia si chiede che gli usi finali di energia siano coperti da fonti rinnovabili per almeno il 17% entro il 2020.

Gli obiettivi obbligatori cui si è volontariamente aderito, sono tarati sugli "usi finali" non sulle fonti iniziali utilizzate, per cui ci si riferisce ad un consumo di energia, espressa in usi finali (quindi escluse le perdite del settore dell'industria dell'energia sia nelle centrali elettriche che nelle raffinerie che nei metanodotti) pari per l'Italia nel 2007 a 143,2 Mtep, costituiti da carbone, metano, prodotti petroliferi, elettricità e calore da qualsiasi fonte.

Per questo obiettivo quindi un kWh elettrico ed un kWh termico, se prodotti entrambi da fonte rinnovabile, danno lo stesso contributo; non deve sorprendere questa posizione U.E perché in ambito comunitario la maggior parte dell'elettricità è prodotta da fonti nucleari e carbone, che non pesano sulla bilancia dei pagamenti come invece pesano il gas ed il petrolio usato nelle abitazioni e nei trasporti. L'Italia invece che genera elettricità con combustibili importati e che era, fino a poco tempo fa, carente di capacità di generazione elettrica, ha sempre dato più importanza alla generazione di elettricità da fonte rinnovabile piuttosto che alla produzione di calore.

È da osservare che c'è una differente metodologia nella compilazione del BEN (Bilancio Energetico Nazionale) italiano, rispetto a quella usata in ambito Eurostat e questo differente modo di presentare i dati contribuisce a rendere più difficili i nostri rapporti con la U.E.

##### Incentivi all'uso delle fonti rinnovabili e le loro logiche

È interesse del Paese raggiungere gli obiettivi (energetici, ambientali, di indipendenza dai rifornimenti ed occupazionali) che ci si è posti; quest'interesse può non essere ugualmente ed immediatamente evidente per il singolo cittadino o per la singola impresa.

Questa discordanza può essere dovuta a:

1. il sistema normativo fiscale e finanziario è tarato sulle fonti fossili ed è diffidente verso le fonti rinnovabili
2. il sistema produttivo non è pronto ed organizzato per servire la nuova domanda ed occorre pagare la riconversione degli impianti e delle persone
3. le tecnologie non sono ancora completamente a punto per le varie applicazioni ed occorrono stimoli per la ricerca dello sviluppo delle capacità produttive nazionali.

Se si vuole attivare un cambiamento o addirittura si vuole accelerarlo occorre incentivare questa evoluzione; gli incentivi possono essere costituiti da un mix di interventi quali:

- a) modifica delle **normative**, delle procedure e dei regolamenti per non più penalizzare o invece favorire le fonti rinnovabili
- b) finanziamenti per attività di **ricerca** e sviluppo per migliorare le tecnologie e ridurre i costi
- c) contributi per favorire l'**offerta** di apparati e sistemi da parte delle industrie nazionali in modo da produrre effetti anticongiunturali
- d) contributi per favorire la **domanda** da parte di potenziali utenti in modo che si avvii il mercato ed inizi una curva di apprendimento che porti a ridurre i costi

---

<sup>9</sup> Giuseppe Tomassetti – Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia (FIRE).

- e) creazione di una forte **domanda pubblica** aggregata per rompere specifiche barriere in specifiche aree geografiche e/o collegata con azioni di promozione industriale
- f) indirizzo dell'attività di **formazione professionale** per creare disponibilità di competenze sia progettuali che esecutive.

L'Italia aveva avviato iniziative di questo tipo agli inizi degli anni 80, legge 308/82, sospendendole poco dopo, soprattutto senza tener conto dei risultati anche quando questi indicavano specifici problemi (ad esempio il fallimento della campagna ENEL sul solare termico dei primi anni 80 fallita per scarsa formazione di progettisti e di installatori).

Si è poi provato a rilanciare un insieme coordinato di iniziative, legge 9-10/91, guidate dal Ministero dell'Industria all'inizio del '91 programma che è stato finanziato solo per un paio di anni. Sono stati sperimentati sistemi più automatici, tipo CIP 6, con impostazione molto precisa ma con difficoltà nella gestione. Come risultato l'attività eolica dell'IRI non sopravvisse alle prime rotture delle pale, così come le attività nel fotovoltaico dell'ENI non si espansero ma addirittura furono delocalizzate.

Nel corso degli anni 90 in Germania sono stati affiancati agli incentivi all'offerta e alla ricerca, che avevano fatto nascere industrie dedicate, anche incentivi rivolti alla domanda, non con contributi di conto capitale ma con premi alla produzione ritenuti più efficaci per creare un mercato con forza autonoma. Nella realtà degli ultimi dieci anni questi incentivi sono stati efficaci per far espandere le applicazioni, molto meno per far calare i prezzi, questo perché la domanda ha saturato la produzione, il fotovoltaico aveva il collo di bottiglia della produzione del silicio, la domanda alta ha fatto tenere il prezzo.

Anche in Italia dopo la liberalizzazione del mercato dell'energia e del gas sono stati avviati incentivi al mercato della domanda, creando una richiesta artificiale tramite certificati verdi e poi per il fotovoltaico con il Conto Energia.

La domanda dell'eolico e del fotovoltaico è decollata ma senza aver avviato precedentemente l'offerta nazionale si sono attivate le importazioni per cui in Italia si fa solo montaggio, abbiamo aiutato i produttori stranieri ma non c'è stata sinergia con le nostre imprese né creazione di occupazione qualificata. L'incentivo è verosimilmente eccessivo vista la risposta del mercato e più tardi si procederà a ridurlo più dannoso sarà l'effetto di "stop and go". Per di più gli incentivi non sono mirati, ad esempio tutte le analisi indicavano le forti barriere istituzionali ed i costi associati ad i lunghi tempi per le autorizzazioni; non si è riusciti a prolungare linee guida concordate con le varie istituzioni, ma si sono invece aumentati valori e durate degli incentivi. Il potere lubrificante del denaro è ben noto ma così crescono gli operatori attirati da tutto il mondo ed imperversano i promotori, certamente efficaci per ottenere i permessi, non certo per far scendere i prezzi ed interiorizzare le realizzazioni.

In ogni caso uno schema di incentivazione energetica va analizzato per quanto è efficace nel raggiungere i suoi scopi principali, in particolare:

- 1) avvicinare il momento a partire dal quale la tecnologia si diffonderà autonomamente avendo raggiunto qualità e bassi costi
- 2) entità delle risorse assorbite a spese di altre possibili opzioni
- 3) benefici sinergici quali la creazione di una leadership industriale, di occupazione qualificata.

Oggi chi realizza impianti fotovoltaici annuncia come risultato quanta anidride carbonica non sarà emessa, si tratta di una deformazione pubblicitaria, il meccanismo infatti sarà efficace se il fotovoltaico decollerà e se ci sarà una capacità produttiva nazionale; non è certo pensabile di incentivare il raggiungimento di tutto l'obiettivo a spese degli altri consumatori e degli altri bisogni.

Solo la fase di decollo è incentivabile, fase che può coprire se ben dimensionata dal 5 al 10% del valore finale.

## **Il caso delle biomasse in Italia: effetto degli incentivi e dei loro effetti**

### Gli incentivi in essere sull'utilizzo energetico della biomassa

Il consumo energetico delle biomasse per impieghi energetici è in Italia molto elevato, con dati poco certi perché predominano gli usi termici con approvvigionamento o autonomo o con canali non formalizzati. Abbiamo stime da campionamenti locali per valori attorno ai 20 milioni di tonnellate, con notevoli sovrapposizioni; la fonte più usata è il legno per combustione, seguono gli scarti dell'agricoltura solidi e liquidi, infine gli scarti dell'industria del legno. Queste biomasse possono essere impiegate per produrre calore, sia per usi termici diretti, sia da trasformare in elettricità.

L'elettricità da biomasse accede al meccanismo dei certificati verdi con valore dell'incentivo oggi attorno a 8-10 c€/kWhe per 15 anni; è in corso di elaborazione una tariffa onnicomprensiva (vendita più incentivo) del valore di 28 c€/kWhe. La tabella 3.1 di Terna riporta i dati ufficiali di produzione di elettricità per il 2007.

Gli interventi per l'utilizzo di calore da biomasse possono invece accedere al meccanismo dei titoli di efficienza energetica, attualmente del valore di circa 70-80 €/tep pari a circa 0,7c€/kWht, ottenuto per 5 anni. Il valore globale delle richieste di titoli di efficienza per biomasse è ancora molto basso perché con le vecchie regole questo tipo di titoli non aveva mercato, la situazione è stata sanata dal D.lgs. 115/2008 art 20.

Gli interventi delle famiglie per acquistare caldaia a biomassa o per allacciarsi al teleriscaldamento a biomassa possono accedere al meccanismo della detrazione fiscale del 55%. Secondo le indicazioni del D.lgs 115/08 questa detrazione può essere utilizzata dalle imprese che forniscono calore come servizio energia di qualità plus, come è il caso del calore da fonte rinnovabile.

Dal confronto dei valori, 8-10 c€/kWhe dei C.V., dei 28c€/kWhe per gli impianti sotto 1MW sempre per 15 anni rispetto ai 0,7 c€/kWht dei titoli di efficienza, considerando che gli effetti per l'obiettivo nazionale della penetrazione delle fonti rinnovabili sono gli stessi, risulta una decisa discriminazione tra i due meccanismi.

Questa discriminazione ha varie motivazioni:

- l'attenzione nazionale tutta concentrata sull'elettricità per timore dei black-out
- l'opposizione diretta ed indiretta degli ambientalisti a ogni forma di combustione
- l'inesistenza di una rete di calore che possa fare da interfaccia verso i singoli
- la maggiore complessità della misura del calore rispetto a quella dell'elettricità
- la mancanza di una tradizione di misure, come la Finanza ha imposto sull'elettricità
- la polverizzazione delle tecnologie e la poca trasparenza del mercato minuto delle biomasse
- l'opposizione delle amministrazioni ambientali regionali all'emissioni di polveri dai camini

Fondamentalmente si ha la mancata spinta di una lobby sia culturale che industriale.

Nella situazione italiana il vero incentivo all'uso delle biomasse per il riscaldamento domestico, esistente da sempre, è costituito dalla forte tassazione italiana (assente negli altri paesi europei specialmente del nord) di 40c€/litro sul gasolio da riscaldamento e di 15 c€ (valore medio) /m<sup>3</sup> di metano e dal mancato pagamento dell'IVA (anche sulle accise), infatti dalle inchieste risulta da una parte un forte ruolo (attorno al 50%) dell'auto approvvigionamento specie rurali e montane e dall'altra che molte vendite locali sfuggono totalmente al mercato formalizzato. Con riferimento al gasolio questa mancata accisa, comprendendo anche l'IVA, corrisponde ad un incentivo dell'ordine di 5 c€/kWht.

**Tabella 3.1: Produzione lorda degli impianti da fonti rinnovabili in Italia**

GWh	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Biomasse e rifiuti (*)</b>	<b>1.906,2</b>	<b>2.587,3</b>	<b>3.422,6</b>	<b>4.493,0</b>	<b>5.637,2</b>	<b>6.154,8</b>	<b>6.744,6</b>	<b>6.953,6</b>
Sola produzione di energia elettrica	933,5	1.060,1	1.892,1	2.486,5	2.689,9	2.872,8	3.702,9	4.007,6
Solidi	409,4	465,0	1.107,9	1.635,7	1.725,1	1.905,7	2.608,3	2.848,1
- rifiuti solidi urbani	266,5	313,0	422,2	592,0	722,5	831,2	1.095,3	1.181,9
- colture e rifiuti agro industriali	142,8	152,0	685,7	1.043,7	1.002,6	1.074,5	1.513,0	1.666,2
Biogas	524,1	595,0	784,2	850,8	964,7	967,1	1.094,6	1.159,5
- biogas da rifiuti solidi urbani	523,5	593,8	779,2	843,2	956,0	951,5	1.061,9	1.113,4
- biogas da fanghi	0,3	0,1	-	-	-	-	-	-
- biogas da deiezioni animali	0,2	-	-	3,5	6,3	8,8	16,2	20,9
- biogas da colture e rifiuti agro industr.	0,2	1,1	5,0	4,1	2,4	6,8	16,4	25,2
Produzione combinata di energia elettrica e calore	972,8	1.527,3	1.530,5	2.006,6	2.947,3	3.282,0	3.041,7	2.946,0
Solidi	930,7	1.437,8	1.371,6	1.824,4	2.741,8	3.051,2	2.800,0	2.658,3
- rifiuti solidi urbani	537,0	945,5	1.005,7	1.219,9	1.554,1	1.788,5	1.821,3	1.843,0
- colture e rifiuti agro industriali	393,8	492,4	365,9	604,5	1.187,8	1.262,7	978,7	815,3
Biogas	42,0	89,4	158,9	182,2	205,5	230,8	241,7	287,7
- biogas da rifiuti solidi urbani	27,8	70,8	42,8	67,3	82,4	100,8	114,9	133,9
- biogas da fanghi	5,8	4,5	2,8	2,7	1,2	3,2	3,3	9,0
- biogas da deiezioni animali	4,7	8,7	11,3	9,7	12,2	16,9	28,5	32,4
- biogas da colture e rifiuti agro industr.	3,7	5,3	101,9	102,4	109,7	110,0	95,1	112,5
<b>Totale</b>	<b>51.380,2</b>	<b>55.087,6</b>	<b>49.012,5</b>	<b>47.966,8</b>	<b>55.262,9</b>	<b>49.893,4</b>	<b>52.239,3</b>	<b>49.411,3</b>

Note: Dei 6.953,6 GWh prodotti da Biomasse e rifiuti nel 2007, 414,0 GWh sono stati prodotti da impianti termoelettrici con utilizzo prevalente di combustibile tradizionale.

Fonte: Terna

#### Dove finiscono i contributi di incentivazione della biomassa

Per effetto dei meccanismi di incentivazione ci sono state varie realizzazioni di impianti; non ci sono sufficienti informazioni sugli aspetti sia economici che di consumo di biomasse, ma un consultivo può essere schematizzato:

1. una prima fascia di impianti sono quelli legati a biogas prelevato dalle discariche, 1.246 GWh nel 2007, il loro effetto benefico per l'ambiente è elevato non tanto per l'energia recuperata che riceve il contributo dei C.V., quanto per l'emissioni di biogas evitate (peraltro obbligatorio per legge). I costi sono nelle macchine, tutte importate, e nelle manutenzioni;
2. una seconda fascia di impianti è quella legata al biogas prodotto dalla digestione dei rifiuti biotecnici e rifiuti agroindustriali, 189 GWh nel 2007, questi impianti sono in forte crescita per effetto delle normative sullo scarico nei terreni dei nitrati. Anche in questo caso i costi sono legati agli impianti, generalmente importati, l'effetto dell'incentivo è rilevante ed il beneficio va ad imprese agricole di grandi dimensioni o a forme consorziali. È anche sostanziale l'effetto di crescita tecnologica nell'imprenditoria agricola per attivare iniziative per l'utilizzo del calore scaricato dai motori;
3. una terza fascia è costituita dagli impianti di combustione di rifiuti urbani fra i quali c'è una forte quantità di biomasse, con recupero di energia elettrica e sempre più spesso di calore per teleriscaldamento; in genere questi impianti sono entrati nel meccanismo del CIP 6 avviato nel '93, e in ogni caso svolgono un loro preciso ruolo nel ciclo dei rifiuti e più che biomasse vergini bruciano carta e plastica non altrimenti recuperabili. Nel 2007 sono stati prodotti 3.024 GWh e sono stati recuperati circa 550 GWh per teleriscaldamento

corrispondenti a circa 50 ktep. Questi impianti sono realizzati da industrie nazionali ma molti dei componenti principali sono importati;

4. una quarta fascia è costituita dagli impianti di combustione di biomasse, tipicamente materiale sminuzzato, per produzione di elettricità con impianti a vapore di taglia 10-40 MWe; la produzione per il 2007 è stata di 2.481 GWhe. Molti di questi impianti sono stati realizzati in aree del sud per utilizzare potenziali disponibilità di biomasse locali, queste potenzialità non si sono tradotte in realtà, tanto meno ai prezzi ipotizzati. Oggi questi impianti importano molta biomassa da altri paesi, non sempre con garanzia di corretta gestione ambientale dei tagli. Alla scadenza dei 15 anni dell'incentivo si prevede la chiusura di questi impianti a meno che si riesca a convertirli all'uso del CDR o dei rifiuti urbani, quindi l'incentivo non ha innescato un meccanismo positivo per il paese. Ci sono inoltre vari prototipi di impianti di gassificazione da allacciare a motori a ciclo Otto, ma il loro ruolo è ancora molto limitato;
5. una quinta fascia è costituita da impianti per generazione elettrica con motori diesel lenti che bruciano oli vegetali, in genere olio di palma, l'energia generata è compresa in quella indicata nel punto 4., questi motori sono tutti importati e l'olio di palma proviene da paesi tropicali dove essa è coltivata verosimilmente nei terreni incendiati negli anni scorsi. Si tratta di applicazioni positive finché utilizzano i nostri oli di scarto o usati, negativo se basato sulle importazioni e su incentivi eccessivamente elevati. Uno studio della Bocconi dà a questi impianti un tasso di rendimento del 37,4 %, il più alto del settore;
6. una sesta fascia di impianti è costituita dalle reti di teleriscaldamento alimentate da caldaia a biomassa a volte anche con impianti di cogenerazione; questi impianti hanno fornito circa 500 GWht nel 2007 corrispondenti a circa 45 ktep sostituite. Per effetto della taglia piuttosto piccola e dalla localizzazione nelle aree montane questi impianti dovrebbero usare combustibili di origine locale. Con i titoli di efficienza questi impianti ricevono 0,7 c€/kWht, per i soli primi 5 anni, rispetto ad un prezzo di mercato di 10-11 c€ quindi si ha un contributo importante anche se non fondamentale rispetto alla mancata accisa. Le caldaie di taglia maggiore sono importate mentre le reti sono prodotte in Italia; si ha invece la leadership europea di una società italiana per la fornitura di impianti di generazione elettrica a fluido organico (ORC);
7. infine la settima fascia è costituita da impianti di riscaldamento domestico, sia caldaia alimentate per via automatica (pellet, cips, sansa, gusci e nocchie) o manualmente a tronchetti, sia stufe per riscaldamento. Si tratta di milioni di utenze stimolate dalla differenza di costi fra gas e gasolio e la legna; campionamenti in Lombardia, qualche anno fa, indicavano che circa il 30% delle famiglie usava anche legna. Le industrie italiane del settore sono molto attive e forti esportatrici, le tecnologie sono però generalmente basse anche perché alle dichiarazioni di principio degli allarmi delle varie ARPA regionali non seguono controlli, né sulle certificazioni alla produzione né tanto meno sul campo come richiesto dal DPCM 8 Marzo 2002. Ci sono state incentivazioni regionali che, puntando alla qualità, hanno richiesto importazione di caldaie di classe elevata e c'è il rischio che, quando gli altri paesi europei restringeranno le norme sulle emissioni, le nostre imprese, non stimolate per tempo da una domanda interna qualificata, si troveranno in forte difficoltà.

### **Proposte di incentivi per lo sviluppo delle biomasse in Italia**

In Italia il tema di utilizzo energetico delle biomasse si è sviluppato per la produzione di elettricità con tecnologie importate con limitato collegamento con la produzione nazionale sia di origine agricola che di origine forestale, peraltro utilizzando prevalentemente scarti per il passato gettati o non utilizzati.

A livello culturale passa ancora il messaggio che i boschi non si debbano toccare, in realtà si valuta una loro espansione del 20% negli ultimi 25 anni; i boschi italiani sono invecchiati, soprattutto i cedui dell'Appennino non più gestiti e coltivati, con un'eccessiva frammentazione della proprietà.

I costi di una corretta gestione sono superiori ai ricavi, salvo che per la legna da ardere, sia per le caratteristiche dipendenze dei terreni sia soprattutto per la limitata attrezzatura della

gran parte delle imprese del settore, per cui gli impianti per produzione energetica non utilizzano la risorsa forestale.

Nella fase attuale di evoluzione di utilizzo delle biomasse, transitoria a quella che potrebbe vedere lo sviluppo di produzione di biocombustibili di qualità con tecnologie di seconda e terza generazione, il sistema Italia può porsi due obiettivi per conciliare lo sviluppo economico del paese con gli impegni verso la U.E.:

1. **utilizzare** meglio, cioè a più alta **efficienza** e con minor **emissioni**, le **biomasse** già attualmente **disponibili** sul mercato, favorendo la tipizzazione dei combustibili e la qualità delle caldaie.
2. far **crescere** la **disponibilità** sul mercato di combustibili, di qualità **standardizzata**, derivati da **biomasse** prodotte in Italia sia dal mondo **agricolo** sui terreni di pianura, che dal mondo **forestale** nelle aree montane, in accordo con le funzioni di protezione del territorio.

In questa fase ulteriori incentivi generici al mercato della domanda di produzione di energia da fonti rinnovabili rischiano di essere fortemente distorti; in tutta l'Europa occidentale le disponibilità di biomassa non riescono a tradursi in offerta reale, se si incentiva ulteriormente la domanda degli utenti si stimolano solo le importazioni da paesi che spesso deforestano e non coltivano.

L'estensione, anche alle forniture di calore, degli incentivi esistenti per l'elettricità pone enormi problemi di gestione per la mancanza di una struttura a rete che possa farsene carico.

In questa fase gli incentivi vanno concentrati da una parte sulla promozione della qualità degli impianti di combustione, specie per le piccole caldaie, per evitare che le ARPA della valle padana mettano giustamente dei vincoli di blocco, dall'altra sulla promozione e la qualificazione dell'offerta di combustibile, in primo luogo da parte dell'agricoltura, più capace di reagire agli stimoli, ed in prospettiva da parte delle attività forestali. Le proposte quindi debbono favorire l'arrivo almeno parziale dei contributi, agli operatori posti all'inizio della filiera, nel mondo agricolo e forestale.

Possibili schemi di interventi sono:

- vincolare le detrazioni fiscali nelle abitazioni all'adozione di caldaie a biomasse di qualità riguardo a l'impiantistica, il rendimento e le emissioni
- contributi alle imprese per laboratori di prova, ricerca e sviluppo sui componenti quali caldaie, filtri, sistemi di regolazione dell'impianto e controllo della combustione per far crescere la qualità delle nostre imprese ed aumentare la loro competitività per l'esportazione, in particolare riguardo alle aree balcaniche e mediterranee, caratterizzate sia per i combustibili che per i comportamenti ben diversamente rispetto all'Europa del centro-nord
- fondi di garanzia per mettere a disposizione dei progetti di teleriscaldamento a biomassa da realizzare nelle aree montane, con mutui pluriennali (15-20 anni) tipici per infrastrutture territoriali, in collegamento con il rilancio delle imprese della forestazione, in alternativa agli attuali contributi a fondo perduto
- riorganizzazione dei titoli di efficienza energetica per le reti di teleriscaldamento a biomasse, stabilendo un fattore moltiplicativo per l'energia risparmiata
- riorganizzazione dei titoli di efficienza energetica sulle caldaie domestiche, che oggi hanno valori numerici trascurabili ed incapaci di promuovere le soluzioni più efficienti, permettendo ad esempio che siano le industrie a svolgere le pratiche per i loro clienti, acquisendone i benefici, in cambio di strutture di servizio dedicate all'addestramento all'esercizio e alla manutenzione periodica, necessaria per mantenere le prestazioni energetiche ed alimentari
- estendere il meccanismo dei contributi per le macchine delle imprese agricole anche all'acquisto di caldaia a biomassa e relativi accessori
- contributi per la formazione e l'attrezzatura di aziende consortili o imprese territoriali che raccolgano le biomasse dagli agricoltori, le trattino meccanicamente, le immagazzino e le commercializzino con regolarità scadenzata agli utenti finali, ritirando le ceneri
- contributi per la formazione e l'attrezzatura di aziende terziste per raccogliere biomasse dall'agricoltura e dalle foreste

- riduzione dell'IVA (a livello europeo?) sulle biomasse per evitare le attività commerciali non formalizzate e far emergere il sommerso, anche in riferimento all'opportunità di contabilizzare questi contributi agli obiettivi nazionali del 20/20/20 al 2020
- fondi di garanzia per le banche e società finanziarie per supportare la diffusione delle culture dedicate alla forestazione rapida, in modo da anticipare il reddito annuale all'agricoltore
- disponibilità di risorse per attività di monitoraggio e di controllo della produzione di biomasse e degli impianti.
- definire le normative della gestione delle ceneri residue da combustibili vegetali e del digestato degli impianti di biogas, anche alimentati a biomasse di scarto, sulle base delle esperienze effettuate e dei controlli periodici, in modo da permettere il corretto ritorno al terreno delle sostanze minerali, evitando l'inutile e costoso utilizzo delle discariche.

### **Importanza del monitoraggio dell'uso del calore rinnovabile e della reperibilità dei dati**

Se si vogliono valorizzare gli utilizzi del calore da fonte rinnovabile per assolvere gli impegni presi verso l'U.E. è necessario monitorarne gli aspetti qualitativi e soprattutto quantitativi, con un adeguato sistema di tracciabilità dell'origine e delle trasformazioni.

La gestione del monitoraggio non riguarda tanto gli sviluppi futuri ma soprattutto l'oggi ed il recente passato. Infatti stime di varia origine concordano nel ritenere che la quantità di biomasse usate in Italia, per produzione di calore, corrisponde ad almeno 4/5 Mtep, circa la metà dell'obiettivo da raggiungere e che quindi il dato iniziale, riportato per il 2005, sia fortemente sottostimato, essendo basato su dati ufficiali che ignorano sia le quantità autoapprovvigionate che quelle commercializzate in nero.

Il monitoraggio per le biomasse deve riguardare non solo le quantità consumate ed il loro potere calorifico, cioè le potenzialità energetiche delle fonti impiegate, ma anche arrivare ad una stima dei rendimenti d'uso, che possono essere molto differenti dai rendimenti di trasformazione.

Basti pensare ai milioni di vecchi camini ancora operanti in case di campagna o dei paesi montani, spesso questi edifici hanno installata una caldaia a gas ed a gasolio. Il caminetto avrà rendimenti termici verso l'ambiente dell'ordine del 10-15%, specie se manca la presa d'aria esterna sotto griglia, ma spesso la compagnia della vista del fuoco è così efficace che gli abitanti, in maglione, scialle o giaccone, non accendono l'altro impianto ed allora la funzione d'uso ovvero l'energia finale sostituita supera di molto l'energia realmente fornita all'ambiente. Vero è però che le più recenti indagini in Lombardia hanno indicato un prevalere di stufe e focolari chiusi (termocamini) con rendimenti ipotizzabili attorno al 40-50%; per cui le due diverse valutazioni energetiche si avvicinano.

Occorre valutare bene cosa intende lo schema di calcolo di Eurostat, tener conto di masse, umidità e rendimenti delle combustioni per individuare, con maggiore accuratezza di quanto avvenga oggi, quali quantità vadano riportate nei bilanci. Ad esempio le indagini hanno mostrato altre occasioni di difficoltà di monitoraggio: le industrie del settore mobili non hanno nessun interesse a documentare la produzione di scarti di legno, che per loro potrebbero costruire rifiuto speciale non pericoloso ma costoso da smaltire. Allora il legno di scarto o esce dall'azienda in modo non pienamente formalizzato come sottoprodotto o si sceglie la soluzione del riciclaggio interno e le caldaie del vapore per le presse sono gestite non per il massimo rendimento ma per massimizzare il consumo di tutti gli scarti prodotti. Anche in questi casi potenzialità delle biomasse consumate e fonti fossili sostituite non sono distanti tra loro.

Nel caso della produzione di biogas, nessuno pensa di contabilizzare le biomasse caricate nel digestore, ma solo il gas prodotto. Se il gas va ad un motore endotermico, il calore recuperato in cogenerazione diventa una fonte termica, anche se va principalmente a scaldare il digestore ed il resto è buttato, oppure può essere considerato come un consumo degli ausiliari.

Considerando la situazione di partenza il monitoraggio dovrà essere basato su un mix di campagne di raccolta dati allargate e di analisi approfondite su alcuni comparti, con estrapolazione all'intero campione.

Nel settore elettrico la necessità di riscuotere l'imposta di consumo ha comportato la formazione di un apposita struttura degli UTF e dei contatori, per cui i dati di consumo sia per l'energia elettrica acquistata sia per quella autoconsumata sono raccolti e resi disponibili (salvo quelli relativi all'elettricità autoprodotta ed autoconsumata). Nel calore non ci sono imposte di consumo (esse sono poste sui combustibili fossili e si pagano all'atto dell'acquisto) quindi non esiste nessuna struttura dedicata a monitorare i dati del calore da fonte rinnovabile. Se il combustibile rinnovabile è autoprodotta o acquistata in nero, esso sfugge anche all'IVA sulle vendite.

Occorrerà quindi acquisire dati in varia maniera evidenziando poi le duplicazioni:

- Calore geotermico profondo – dati disponibili dalle concessioni;
- Calore da acque di falda o superficiali; in alcune regioni le statistiche sui pozzi (legge Galli) sono affidabili, in altre molto meno; si possono stimare dalle importazioni (se il codice doganale è specifico) o dalle vendite di industrie nazionali (documenti DataBank) di pompe di calore acqua-acqua.
- Calore da aria esterna. Il numero delle macchine è stimabile da codici doganali e da DataBank. Il calore assorbito è stimabile da una suddivisione delle macchine per classi di potenza;
- Calore dalle biomasse nelle zone rurali non metanizzate; occorre effettuare campagne porta a porta in alcune aree o valli e poi estrapolare a tutta un'area geografica (attività ENEA-AGIP PETROLI nel 1984-1985). Confronto fra dati di censimento e dati di vendita di gasolio a GPL. Analisi dei dati delle stufe caldaie e termocamini venduti ed installati e annualmente;
- Calore da biomasse nei piccoli centri urbani e nella aree periferiche delle piccole e medie città, censimento dei produttori di pellet, censimento vendite pellet, raccolta dati doganali (pellet, segatura, sfidi, legna da ardere, legno da riciclare). Indagini generali tipo ARPAT Lombardia, indagini porta a porta in aree limitate, estrapolazione ad aree omogenee supportate da sondaggi telefonici, analisi dati delle vendite di apparecchi da riscaldamento, analisi delle numerosità di imprese forestali e di imprese di commercializzazione di legno da ardere e stime nel loro operato e fatturato. Per queste attività la collaborazione con DataBank appare fondamentale.

Per le fonti di biomasse vanno impostate valutazioni incrociate, da realizzare con Associazioni di Categoria.

- valutazione delle attività forestali ufficiali;
- valutazione della attività di gestione idrogeologica, incendi, infestazione di parassiti dei boschi;
- valutazione della produzione dalle potature delle colture arboree;
- valutazione delle superfici dedicate a colture a rotazione rapida;
- valutazione degli impieghi di legname da opera e suoi scarti;
- valutazione degli impianti di legno per segherie e loro scarti;
- valutazione degli impianti di legno per mobili e loro scarti;
- valutazione degli impianti di legno per imballaggi e loro scarti;
- valutazione degli impianti di legno all'industria cartaria e suoi scarti;
- valutazione del riciclo di legno (Consorzio Rilegno) per industrie dei pannelli;
- valutazione dell'utilizzo energetico di calore rinnovabile nell'industria agroalimentare;
- valutazione dell'utilizzo energetico di calore rinnovabile nell'industria dei mobili;
- valutazione dell'uso di calore rinnovabile in vari settori produttivi.

Altro settore è quello del teleriscaldamento e cogenerazione, da combustibili vegetali e da rifiuti urbani:

- calore da teleriscaldamento a biomasse (dati FIPER);
- calore da cogenerazione da impianti termoelettrici alimentati da biomasse legnose, da termovalorizzatori di rifiuti urbani o da CDR, operanti anche in co-combustione e da

impianti di biogas (previsti 1000 MW al 2011), da discariche, da trattamento liquami urbani.

Questa lista non esaustiva indica la complessità e la difficoltà del tema, peraltro non si tratta di una difficoltà solo italiana poiché anche documenti francesi indicano una situazione simile.

Sarà necessario stabilire collegamenti permanenti con alcune Associazioni, tipo AIEL-CIA, Itabia, con gli assessorati ambiente ed agricoltura delle Regioni ed attivare contratti con strutture di sondaggio e con strutture di raccolta di dati. La FIRE potrà attivarsi per raccogliere dati a campione dalle reti degli EM pubblici e privati.



#### 4. SCHEDE TECNOLOGICHE\*

- LA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA (a cura di G. Braccio - ENEA, S. Notarnicola - Ambiente Italia, V. Verga - Assolterm)
- LE BIOMASSE PER USI TERMICI (a cura di G. Braccio - ENEA)
- LA TECNOLOGIA GEOTERMICA PER USI TERMICI (a cura di A. Baietto, F. Batini - CEGE)

\* Le schede costituiscono uno stralcio del Rapporto ENEA "Fonti Rinnovabili" in fase di pubblicazione.



## LA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA

Descrizione e stato dell'arte  
 Prospettive tecnologiche e R&D  
 Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione  
 Analisi economica

### Descrizione e stato dell'arte

Il solare termico a bassa temperatura è una tecnologia matura e consolidata, sia in ambito residenziale nella produzione di acqua calda sanitaria e per uso riscaldamento con impianti operanti a bassa temperatura, sia per la produzione di calore nelle industrie caratterizzate soprattutto da domanda, ancora a bassa temperatura, di energia termica costante. I settori industriali più adatti sono quello alimentare (produzione di calore di processo per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione e cottura cibi) e delle bevande (processi di distillazione), tessile, cartario e parte dell'industria chimica.

Nel settore del solare termico le principali tecnologie impiegate sono quelle dei *collettori piani vetrati selettivi* (FPC, Flat Plate Collector) e dei *collettori sottovuoto* (ETC, Evacuated Tube Collector).

I *collettori piani vetrati selettivi* sono una tecnologia diffusa e adattabile per l'ottima resa energetica annua e la disponibilità di un vasto mercato di prodotti. Il principio di funzionamento dei dispositivi si basa sulle caratteristiche del vetro utilizzato di essere trasparente alla radiazione solare ed opaco a quella infrarossa emessa dalla piastra assorbente, e sulle proprietà della piastra stessa di assorbire la radiazione solare e contenere le emissioni proprie nello spettro infrarosso. Ciò determina l'attitudine all'ingresso e all'assorbimento della massima radiazione solare nel collettore e la scarsa capacità della lastra captante e del vetro di copertura di disperdere radiazione infrarossa verso l'esterno del dispositivo. Le prestazioni del collettore migliorano poi con le caratteristiche d'isolamento alle perdite termiche. Nei collettori solari piani ad acqua questo principio è ottimizzato ed utilizzato per riscaldare il fluido (acqua o glicole) presente all'interno di un assorbitore piano. Per tipologia di costruzione sono disponibili molte soluzioni distinte per la selettività dell'assorbitore, per l'utilizzo di materiali (rame, acciaio inox e alluminio anodizzato) ed idoneità all'uso in impianti a circolazione forzata o naturale (questi ultimi meno costosi, più affidabili, ma meno integrabili architettonicamente per la presenza di un serbatoio di accumulo da posizionare più in alto del pannello e nelle immediate vicinanze). Pur con differenti varianti di mercato, le dimensioni più consuete di un collettore piano prevedono ingombri prossimi ai due metri quadrati, con lato più lungo tipicamente di due metri di estensione.

I *collettori sottovuoto*, a parità di superficie, presentano in genere un migliore rendimento medio stagionale, per il sostanziale annullamento delle perdite termiche per convezione e conduzione legate alla presenza di un'intercapedine tenuta sottovuoto spinto. Il calore raccolto da ciascun elemento (tubo sottovuoto) viene trasferito all'utilizzatore essenzialmente in due modi differenti: una tipologia consiste nell'utilizzo di circuiti ad U, all'interno del singolo tubo, entro i quali circola il fluido primario che riscalda e cede l'energia termica all'utilizzatore in un raccordo posto in alto; un'altra tipologia molto diffusa è rappresentata dai tubi di calore cosiddetti "heat pipe" all'interno dei quali è presente un fluido in equilibrio di fase con il suo vapore. Un "heat pipe" realizza uno scambio di calore trasportando delle grandi quantità di energia termica tra due interfacce, calda e fredda, del dispositivo. L'assorbimento di radiazione solare comporta la vaporizzazione del liquido all'interfaccia calda (evaporatore). Il vapore generato si muove verso l'alto cedendo calore all'interfaccia fredda (condensatore). Se l'"heat pipe" è orientato verticalmente esso è anche chiamato termosifone bifase in quanto il liquido presente all'interno dell'heat pipe rifluisce in basso per forza di gravità, generando un flusso di liquido dal condensatore e determinando un processo continuo di trasporto energetico tra gli estremi del tubo stesso, pari al calore latente di vaporizzazione per la portata di liquido evaporata e condensata. Generalmente i tubi di calore, posizionati nella parte centrale dei tubi di vetro, sono in metallo termoconduttore (rame o alluminio) riportanti alettature per incrementare l'assorbimento della radiazione solare.

Questa tipologia di collettori, in passato indicata principalmente per applicazioni a temperature più elevate di quelle raggiungibili con collettori piani, è adesso largamente commercializzata: costituisce in Cina circa il 90% del mercato locale, caratterizzato da una vendita superiore ai 20 milioni di m<sup>2</sup>/anno. Con l'immissione sul mercato di collettori a doppio tubo, la tecnologia sottovuoto sta incontrando un grande successo anche in Italia.

Una soluzione tecnica caratterizzata da costi molto bassi ed idoneità ad un impiego prevalentemente estivo è, infine, quella dei *collettori in materiale plastico* (collettori non vetrati), dove l'assenza di copertura vetrata comporta perdite per convezione troppo elevate per l'utilizzo con le basse temperature esterne invernali: l'acqua da riscaldare percorre direttamente il collettore, evitando i costi e le complicazioni impiantistiche di uno scambiatore. Essa rappresenta pertanto la soluzione ideale per gli stabilimenti balneari, piscine scoperte e campeggi e per tutti gli ambiti residenziali con fabbisogno di acqua calda sanitaria prevalentemente estivo.

La distribuzione della radiazione solare sul territorio nazionale può essere ricavata dalle mappe dell'Atlante Solare Europeo, utili per quantificare, senza ricorrere a programmi di calcolo, il valore dell'energia mensile disponibile che realmente può essere utilizzata da una superficie captante installata su un tetto o su una parete verticale di un edificio. Essa può essere ricavata, inoltre, per qualsiasi sito e inclinazione collegandosi online al sito Enea.

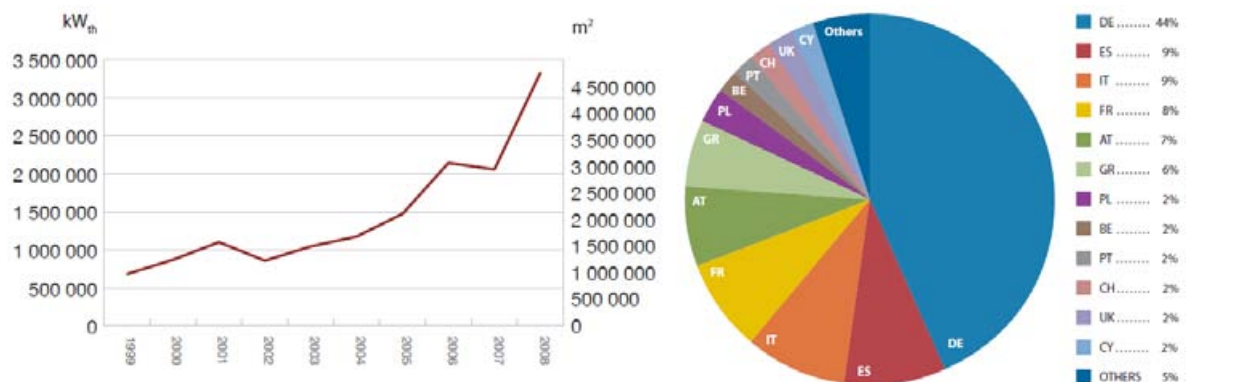
Per valutare la produzione di energia termica si possono considerare i valori di riferimento attribuiti ad un m<sup>2</sup> di superficie (esposta a Sud con un'inclinazione pari alla latitudine del luogo di installazione dell'impianto) pari agli irraggiamenti di 3,8 kWh/m<sup>2</sup>/giorno nel Nord Italia, 4,6 kWh/m<sup>2</sup>/giorno per le Regioni centrali e 5,0 kWh/m<sup>2</sup>/giorno per il Sud.

Con un rendimento di impianto compreso fra il 40% ed il 45%, valori mediamente accettabili delle più comuni installazioni impiantistiche, si ottiene una produzione complessiva annua compresa fra i 550 ed i 750 kWh/m<sup>2</sup>.

In Europa ben il 49% dei consumi finali riguarda l'energia termica (di questo 49%, il 34% riguarda il solo calore alle basse temperature), e ben il 61% dei fabbisogni totali di calore alle basse temperature riguardano il settore residenziale. Per quanto riguarda la produzione di calore e freddo, fissato dalla Direttiva 20 20 20 (2009/28/CE) è chiaro che con questa premessa, l'industria Europea del solare termico potrà dare un contributo significativo al raggiungimento dell'obiettivo di una quota pari al 20% di utilizzo di energie rinnovabili sul consumo finale di energia entro il 2020.

Sulla base dei dati pubblicati da Estif (European Solar Thermal Industry Federation) nell'ambito della Quarta Conferenza Internazionale dell'energia solare termica (ESTEC 2009), il mercato europeo del ST ha registrato negli ultimi 2 anni una crescita del 100% e solo nel 2008 sono stati installati 4,75 milioni di m<sup>2</sup> pari a 3,3 GWth. Oggi in tutta Europa sono installati in totale più di 27 milioni di metri quadrati di collettori solari termici (19,1 GWth), di cui quasi il 50% in Germania.

**Figura 1: Mercato solare termico europeo (UE 27 e Svizzera) - 2008**



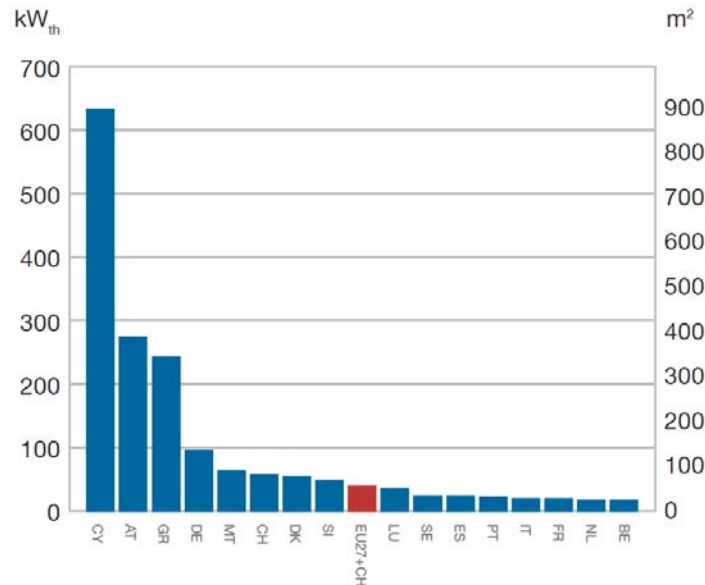
Fonte: ESTIF, 2009

Il mercato tedesco continua ad essere quello più sviluppato (44% del mercato europeo). Nel solo 2008 in Germania si sono installati 2,1 milioni di m<sup>2</sup> pari a 1,5 GWth, con una crescita rispetto al 2007 del 120%.

La Spagna e l'Italia detengono ciascuna il 9% del mercato europeo. La Spagna ha visto una crescita nel 2008 del 58%, con un mercato ormai solidamente sostenuto dal cosiddetto "obbligo solare" nei nuovi edifici. Seguono la Francia con l'8%, l'Austria con il 7% e la Grecia con il 6%.

Il dato però che aiuta a capire meglio il livello di sviluppo del mercato ST nei diversi Stati Membri è la superficie di collettori installati per abitante. Austria e Grecia si aggirano intorno ai 250-270 kWth/1.000 abitanti, la media europea è pari a 38 kWth /1.000 abitanti, mentre l'Italia si trova nettamente al di sotto della media europea con 18 kWth per migliaia di abitanti.

**Figura 2: Potenza e superficie installata per migliaia di abitanti - 2008**



Fonte: ESTIF, 2009

Per quanto riguarda l'Italia, la prima rilevazione statistica diretta, effettuata dal Centro Studi Solarexpo, relativa al mercato solare termico in Italia nel 2006, ha evidenziato una situazione decisamente positiva.

Il principale dato messo in evidenza dallo studio, supportato da diversi sponsor tra i quali Assolterm, è stato il mercato italiano complessivo del solare termico nel 2006: 130 MWth, vale a dire 186.000 m<sup>2</sup>. Gli autori dello studio hanno ritenuto, alla luce di tale dato, di dover rivedere e correggere le cifre relative al mercato degli anni precedenti, in quanto senza dubbio largamente sottostimate.

Assolterm ha recentemente avviato un progetto triennale di rilevazione dei dati di mercato.

L'intenzione è quella di realizzare indagini semestrali che permettano di mettere in evidenza i trend del mercato del solare termico in Italia in termini di totale installato e fatturato, dettagliato per le diverse tipologie di collettori e di tecnologie utilizzate. È stato previsto quindi un questionario essenziale e snello che viene inviato alle aziende, le quali poi inviano il questionario compilato a una "parte terza" a garanzia della privacy. Ad oggi sono state realizzate due indagini che gettano luce sul mercato degli ultimi due anni (la prima indagine ha riguardato tutto il 2007 e il primo semestre 2008, mentre la seconda il secondo semestre 2008).

Le indagini hanno coinvolto una ventina di aziende che insieme rappresentano circa l'80% del mercato italiano.

Da un'elaborazione dei risultati di questi due studi, emerge che il mercato italiano del solare termico ha raggiunto nel 2007 il considerevole livello di 231 MWth installati, pari a 330.000 m<sup>2</sup>, con una crescita rispetto al 2006 del 77%. Per quanto riguarda il 2008, sono stati installati 421.000 m<sup>2</sup> pari a 295 MWth. Il totale installato ha superato 1 GWth pari a 1,5 milioni di m<sup>2</sup> installati.

A fronte di tale trend positivo, va detto però che l'industria italiana del solare termico ha un grado di dipendenza dall'estero elevato: la domanda di collettori solari nel 2006 è stata coperta per il 77% dalle importazioni europee ed extraeuropee e solo per il 23% dalla produzione nazionale (la quale, comunque, esporta, dato rilevante, il 16% dei propri prodotti all'estero).

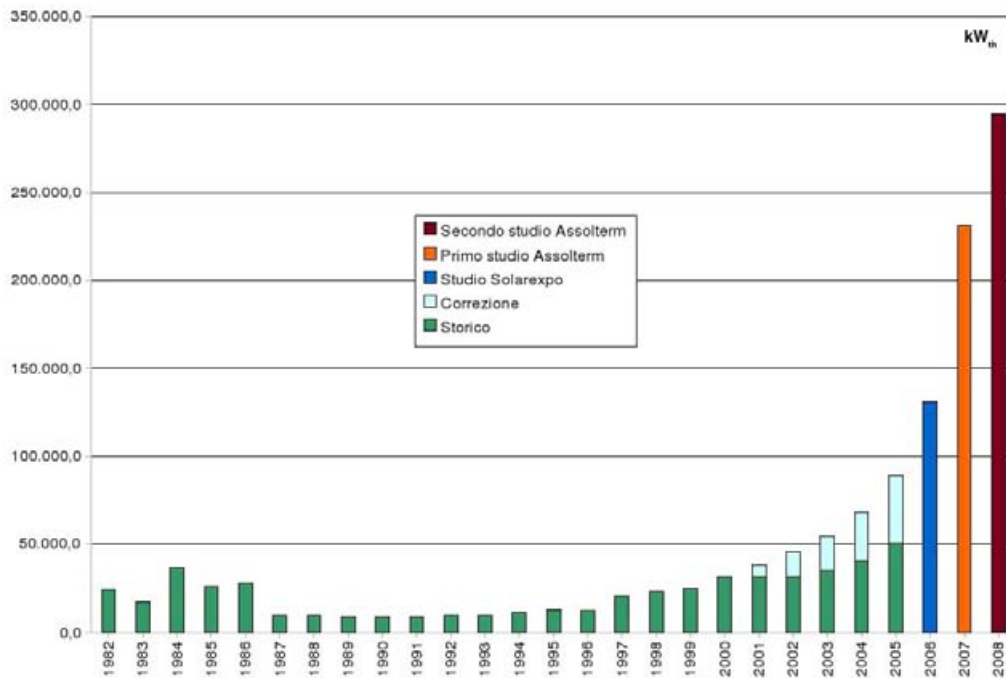
Questo elevato grado attuale di dipendenza dalle tecnologie importate apre un'interessante opportunità di fare dello sviluppo del solare termico un obiettivo di politica energetica e ambientale ed una leva di politica industriale strategica per il Paese.

In tutto sono 60 gli operatori, tra produttori italiani o distributori di prodotti stranieri, in grado di fornire sistemi solari termici in Italia.

Grande influenza sul mercato ha avuto inoltre la scelta di grandi aziende produttrici e imprese termoidrauliche di investire fortemente nel settore, a testimonianza di una forte aspettativa di crescita da parte degli operatori italiani.

La ritrovata attenzione verso la tecnologia del solare termico in Italia da parte dei media e degli utenti finali, ha avuto, negli ultimi due anni, il sostegno di uno schema di incentivazione decisamente interessante, quale è la detrazione fiscale del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica negli edifici, tra cui l'installazione di pannelli solari "per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali". I risultati per quanto riguarda il 2007 e il 2008 sono stati interessanti: circa 60.000 domande pervenute all'Enea per un totale stimato di circa 300.000 m<sup>2</sup> installati in due anni.

**Figura 3 - Il mercato del solare termico in Italia (1982-2008)**



Fonte: Assolterm, 2009

È una misura che, nei suoi primi due anni di applicazione, ha rappresentato, quindi, un valido aiuto ai cittadini che vogliono riqualificare le proprie abitazioni mirando al risparmio energetico oltre che economico, e alle imprese dei diversi settori coinvolti tra cui quello del solare termico; tutto questo in un'ottica di gestione più sostenibile del nostro sistema abitativo che, come è ormai assodato, rappresenta ben il 45% della domanda energetica nazionale.

### Prospettive tecnologiche e R&D

Il settore delle tecnologie solari termiche è attualmente caratterizzato da un elevato tasso di crescita della domanda di prodotti maturi, affidabili e performanti, per le applicazioni tipiche di fornitura di acqua calda sanitaria e riscaldamento delle piscine.

Le più interessanti prospettive di sviluppo tecnico e tecnologico si riscontrano nelle applicazioni impiantistiche industriali di grandi dimensioni: l'Action Plan del governo italiano del 9 settembre 2007 prevede al 2020 un installato di 17,5 milioni di m<sup>2</sup> puntando molto su applicazioni solari di grandi dimensioni unitarie.

Un'applicazione di interesse rilevante è rappresentata anche dal raffrescamento solare che rappresenta una frontiera strategica per la diffusione della tecnologia.

La quasi totalità degli impianti solari termici installati in Italia sono sistemi di piccola taglia, sotto i 30 m<sup>2</sup> di superficie di collettori, utilizzati per la produzione di acqua calda sanitaria in edifici residenziali. Tra questi si distinguono diversi esempi di impianti combinati (produzione di ACS e riscaldamento degli ambienti) localizzati prevalentemente nelle regioni settentrionali della penisola: questa applicazione si presta meglio per zone climatiche rigide, risultando tuttavia difficile o complessivamente anticonveniente superare frazioni solare dal 35 al 40% per il riscaldamento ambiente.

In effetti l'utilizzo dei collettori solari per il riscaldamento degli ambienti specie in zone climatiche quali il centro e il sud Italia non è energeticamente ed economicamente sostenibile dato che i collettori fornirebbero energia utile per pochi mesi. Lo scenario cambia radicalmente se i collettori utilizzati d'inverno per il riscaldamento, d'estate alimentano un impianto di raffrescamento con macchine ad assorbimento, ad adsorbimento o ad essiccante solido a liquido, con uno sfruttamento del campo solare esteso all'intero anno oppure si ricorre per il riscaldamento agli accumuli stagionali che utilizzano l'energia disponibile durante il periodo estivo. Il vantaggio energetico dei sistemi con accumulo stagionale vale anche per le zone più rigide. Ovviamente l'accumulo stagionale comporta costi elevati .

Per quanto riguarda invece la suddivisione del totale dei collettori solari installati per tecnologia, [Centro Studi Solarexpo], si può rilevare come i collettori piani costituiscano l'84% dell'installato italiano, i dispositivi a tubi sottovuoto il 14%, mentre i collettori non vetrati il restante 2%.

Circa la tipologia di schema idraulico di sistema, gli impianti a circolazione forzata (tradizionale ed a svuotamento) coprono circa i 2/3 del totale della superficie di collettori venduta, a fronte dell'1/3 di quelli a circolazione naturale, tipicamente utilizzati per la sola produzione di acqua calda sanitaria.

Il prezzo del collettore non incide in modo rilevante sul costo complessivo dell'impianto installato, sul quale influisce molto, al contrario, il costo dell'opera di installazione che è strettamente dipendente dal tipo di integrazione strutturale che si realizza, dalla taglia impiantistica e dalla complessità dell'integrazione sulla rete termoidraulica esistente. L'incremento attuale dei costi di alcune materie prime come il rame e l'acciaio inox hanno inciso in modo decisivo sul prezzo dei collettori. In particolare, le componentistiche importate come gli assorbitori e lo stesso vetro sono caratterizzate da costi che dipendono totalmente da produttori e dinamiche di mercati esteri.

La tecnologia solare termica è consolidata ma ci sono dei margini interessanti di miglioramento sul prodotto in termini di abbattimento di costi, di incremento di rendimento dei collettori, del miglioramento dell'idraulica e non ultimo il superamento dei molti vincoli posti dalle integrazioni architettoniche più spinte in ambito urbano. Le applicazioni di raffrescamento solare degli ambienti, poi, costituiscono un settore molto promettente che necessita di accreditarsi competitività economica, nonché maturità tecnica.

La European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP) ha tracciato come raggiungibile al 2030 uno scenario che vede una significativa diffusione europea dell'integrazione del solare termico sia nelle singole unità abitative che in grandi distretti urbani assistiti in teleriscaldamento con accumulo termico stagionale, in cui gli impianti solari termici serviranno reti di utenze residenziali ed industriali con servizio di raffrescamento.

Sistemi solari di teleriscaldamento: in aree ad alta densità di edifici o in applicazioni in cui manca il bilanciamento tra domanda di calore e possibilità tecnica di installazione dei collettori, i sistemi di riscaldamento distrettuali possono coprire una buona quota del fabbisogno termico tramite l'energia solare.

I sistemi di teleriscaldamento assistiti da generazione termica solare sono caratterizzati in genere, da economie di scala per le quali si riducono i costi all'aumentare della taglia impiantistica e del numero di contratti di servizio calore. La loro competitività procede di pari passo con lo sviluppo dei grandi collettori preassemblati in strutture di copertura pronte alla posa. Per questi sistemi, come per le integrazioni di sistemi solari combinati con centrali termiche a biomassa mediante reti centralizzate di trigenerazione distrettuale, sono necessari molti sforzi di ricerca e sviluppo di soluzioni di sistema, conseguibili da esperienze ottenute unicamente su progetti dimostrativi. In questo senso, lo sviluppo del settore del teleriscaldamento solare può essere raggiunto unicamente con la sinergia tra concreta installazione degli impianti, monitoraggio prestazionale e continua ottimizzazione degli stessi da un lato e realizzazione di azioni di accompagnamento per la ricerca ed il trasferimento industriale dei risultati dall'altro.

I grandi accumuli stagionali all'interno dei distretti urbani sono necessari per immagazzinare in larga misura la disponibilità di calore estivo generabile tramite il solare termico e bilanciare lo sfasamento di produzione tra estate ed inverno. Questi volani termici beneficiano di un minore rapporto superficie/volume e quindi di minori perdite di calore rispetto ai piccoli sistemi di accumulo stagionale installabili presso singole abitazioni. I primi impianti dimostrativi di grandi accumuli stagionali sono installati nel centro e nel nord Europa: accumuli acquiferi, di profondità e di superficie. Il Programma tedesco di Ricerca e Sviluppo Solarthermie-2000 ed il suo successore Solarthermie2000Plus sostenuti dal Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) hanno sostenuto dal 1993 ad oggi la realizzazione di molti impianti solari termici ad accumulo stagionale di tipo dimostrativo aprendo uno dei percorsi europei più virtuosi per cooperazione tra industria solare termica, imprese di costruzioni, pubbliche amministrazioni ed istituti di ricerca.

Uno tra questi, il progetto in Crailsheim-Hirtenwiesen [Tabella 1] ha iniziato la fase di cantierizzazione prima dell'estate 2007 dichiarando un costo unitario del kWh termico prodotto per conversione da fonte solare di 19 centesimi di Euro (al netto di VAT ed incentivi economici). Il distretto ha recentemente visto trasformare un dismesso insediamento militare in un nuovo quartiere residenziale, con il progetto ambizioso di dimezzare le emissioni di gas climalteranti prodotte in loco, con le più innovative soluzioni tecnologiche per accumulo termico in essere e/o allo studio attualmente in Europa. La riqualificazione degli edifici residenziali, ha consentito un massiccio inserimento di collettori solari a tubi sottovuoto sulle coperture degli edifici e l'installazione di una rilevante potenza termica solare disposta sulla barriera antirumore prevista a separazione del centro abitato dalla zona industriale.

**Tabella 1: Impianti solari dimostrativi ad accumulo termico stagionale in Germania**

Progetto	Superf. collettori	Tipologia accumulo	Volume	T. progetto	Realizz.
	<i>m<sup>2</sup></i>		<i>m<sup>3</sup></i>	<i>°C</i>	<i>Anno</i>
Hamburg-Bramfeld	3.000	Struttura in CLS con rivestimento in acciaio	4.500	95	1996
Friedrichshafen-Wiqgen-housen	4.050 (5.600)	Struttura in CLS con rivestimento in acciaio	12.000	95	1996
Hannover-Kronsberg	1.350	Struttura in CLS privo di rivestimento	2.750	95	2000
Minich-Ackermannbogen	2.900	Sezioni prefabbricate in CLS e rivestim. acciaio	5.700	95	2007**
Solaris-Chemnitz	540*	Pozzo con acqua/ghiaia e rivestimento plastico	8.000	85	1997
Steinfurt-Borghorst	510	Pozzo acqua/ghiaia con doppio rivestim.	1.500	90	1998
Eggenstein-Leopoldshafen	1.500	Pozzo con acqua di riempimento e	3.000	90	2007**
Neckarsalum-Amorbach	5.470 (6.000)	Pozzi trivellati con condotti in PB	63.300	85	1997
Crailsheim	5.470 (7.300)	90 pozzi trivellati con condotti in PEX***	37.500	85	2007*
Rostock-Brinckmanshohe	1.000	Acquifero naturale di superficie	20.000	50	2000
Attenkirchen	800	Perfori con accumulo interno in CLS	10.000	85	2002

\*Tubi sottovuoto \*\*Impianti pianificati \*\*\*Polietilene reticolato

L'accumulo termico progettato per l'area di Crailsheim è un accumulo termico in pozzi trivellati (Borehole Thermal Energy Storage - BTES) ottenuto dal posizionamento di numerosissimi scambiatori termici verticali idraulicamente collegati, all'interno di perfori. La struttura dell'accumulo termico è isolata sulla sommità superiore per prevenire le principali perdite termiche per effetto dei gradienti di temperatura invernali. Il layout dell'accumulo di Crailsheim-Hirtenwiesen è cresciuto modularmente fino alla configurazione attuale, caratterizzata da 90 perfori con una profondità massima di 60m. L'intero volume cilindrico dell'accumulo presenta una distribuzione termica stagionale che varia da un massimo di oltre 90°C durante i cicli di carica estivi ad un minimo di 20°C al termine del periodo di riscaldamento invernali. A fine Settembre, la temperatura dello stoccaggio è stabilmente intorno ai 65°C.

Lo schema idraulico di teleriscaldamento assistito da generazione termica solare ed accumulo stagionale realizzerà a regime la copertura, da fonte solare, del 50% del fabbisogno termico residenziale del distretto Crailsheim stimato in 4.100 MWh/a, su un consumo energetico complessivo dell'intera cittadina di 1.623 GWh/a [Fonte MUSEC, Progetto Multiplying Sustainable Energy Consumption, "Energy Baseline Assessment for Crailsheim"].

Resta evidente la forte complessità di simulazione dinamica del comportamento termoidraulico di sistemi solari di teleriscaldamento ed i forti costi di ingegnerizzazione dei progetti con particolare riferimento agli accumuli stagionali che richiedono ancora l'ottimizzazione dei processi di posa degli scambiatori per la riduzione dei costi complessivi.

Produzione di calore di processo per l'industria: ciò è tecnicamente ed economicamente conveniente per settori industriali e processi specifici nei quali ci sia continua e costante richiesta di calore a bassa temperatura e media temperatura (fino a 250°C) e sia effettiva la possibilità tecnica di inserimento del sistema solare nel processo industriale esistente. A basse temperature, il calore può essere sfruttato nell'ambito alimentare e delle bevande in processi di lavaggio e sterilizzazione (bottiglie, contenitori), cottura dei cibi, pastorizzazione del latte, fermentazione dell'alcool, in quello tessile nella pigmentazione e lavaggio dei vestiti, in quello cartiero per essiccazione dei prodotti e nei trattamenti chimici. Una frazione significativa del calore necessario a questi processi è richiesto a temperature inferiori a 200°C. operativamente supportabili da integrazione mediante sistemi solari con collettori piani o a tubi evacuati per le temperature più basse e con collettori parabolici ad inseguimento per le temperature più elevate.

Gli impianti solari termici per la produzione di calore di processo censiti al livello mondiale sono 86 per una capacità complessiva di circa 24 MWth (34.000 m<sup>2</sup> di collettori ripartiti in potenze termiche da pochi kW fino a installazioni di 800 kW) e prevalentemente ubicati in Austria, Grecia, Spagna, Germania, Stati Uniti e Italia. Circa 60 di questi impianti forniscono calore a temperature minori di 100°C, poi utilizzato tra 20°C e 90°C per la produzione di acqua calda di processo, per il preriscaldamento delle portate di alimento di generatori di vapore o per il riscaldamento e il raffrescamento degli ambienti. Temperature così limitate consentono l'utilizzo dei collettori solari termici commerciali piani vetrati selettivi (FPC) anche se, soprattutto in impianti di grande taglia, si rileva l'uso di collettori parabolici lineari ad inseguimento monoassiale dove il loro impiego è economicamente giustificato.

Solar cooling: la climatizzazione solare (autonoma e/o assistita) è una delle più promettenti applicazioni di solare termico, consentendo un risparmio d'energia primaria rilevante. I sistemi per la produzione di servizi di raffreddamento sono adatti all'uso dell'energia solare, grazie alla correlazione esistente tra la disponibilità della radiazione e la domanda di climatizzazione estiva. Raffreddamento solare e climatizzazione sono settori maturi ma che offrono ancora un vasto potenziale per l'innovazione.

Le attività di ricerca attuali sono volte a migliorare i sistemi di controllo, di accumulo termico ed i mezzi termovettori, nonché ad ottenere unità più efficienti e compatte: lo sviluppo di macchine per il raffreddamento ad energia solare di piccola taglia (tra i 2 e i 7 kWth) può divenire la soluzione ambientalmente più vantaggiosa per assecondare la crescente richiesta di condizionatori elettrici decentralizzati di piccola taglia, coprendo simultaneamente la domanda di riscaldamento e climatizzazione.

In generale le tipologie di macchine più promettenti da abbinare al solare sono le seguenti:

- Macchine a bromuro di litio con acqua che funge da refrigerante, e il bromuro di litio da assorbente, a semplice e doppio effetto. In questo caso il refrigerante è completamente libero da problematiche di impatto ambientale. Le macchine a semplice effetto ottimizzate per il solare funzionano con temperature al generatore intorno a 75-90 °C e con un coefficiente di prestazione COP (Coefficient Of Performance) intorno a 0.7; le macchine a doppio effetto raggiungono COP intorno a 1.15 ma con temperature intorno a 150°C e quindi, mentre nel primo caso possono essere utilizzati collettori piani o sottovuoto, nel secondo sono necessari collettori a debole concentrazione o parabolici. E' da notare inoltre che le macchine a bromuro di litio non sono reversibili e quindi l'energia termica necessaria per l'eventuale climatizzazione invernale deve essere fornita direttamente dai collettori.
- Macchine ad assorbimento ad acqua e ammoniaca. In questo caso la sostanza assorbente è l'acqua mentre la sostanza refrigerante è ammoniaca e quindi un fluido non contenente CFC. La macchina è reversibile e ha un COP elevato in riscaldamento (intorno a 1.5-1.6 contro lo 0.9 e 1.1 rispettivamente per le caldaie ad alta efficienza e a condensazione) mentre il COP in refrigerazione è pari a quello delle macchine a bromuro di litio a semplice effetto (circa 0.7); le temperature al generatore sono elevate (intorno a 180°C) ed anche in questo caso occorre ricorrere a collettori a concentrazione. Per una ampia diffusione futura di macchine con questa tecnologia, come per quella a bromuro di litio, sarà necessario operare sul miglioramento della resa dei collettori, sull'ottimizzazione impiantistica e, contemporaneamente, sull'abbattimento dei costi.
- Sistemi ad essiccante liquido o solido. In questo caso non si produce acqua refrigerata ma si opera direttamente sull'aria da trattare con trasformazioni psicrometriche di umidificazione, deumidificazione, raffreddamento e riscaldamento sensibili. L'essiccante è utilizzato per deumidificare l'aria e va rigenerato estraendone l'umidità assorbita mediante somministrazione di calore. La temperatura di fornitura del calore dipende dal tipo di essiccante, dalle trasformazioni seguite, e dalle condizioni termo-igrometriche (temperatura a bulbo secco e umidità) dell'aria ambiente variando indicativamente da 50 a 100°C, mentre la rigenerazione può essere ottenuta direttamente con aria calda utilizzando collettori ad aria dal costo limitato.

Lo sviluppo futuro dei sistemi ad essiccante liquido o solido riguarderà l'ottimizzazione dell'impianto per operare a basse temperature con aumento di resa dei collettori, e la riduzione della rilevante potenza parassitica, fortemente penalizzante della resa energetica complessiva, spesa per la movimentazione di grossi volumi di aria.

Gli sforzi della R&D sono attualmente volti ad innalzare in modo sostanziale le efficienze e lavorare sia a livello di sistema, con attività di controllo e realizzazione di impianti dimostrativi che di sviluppo tecnologico. In questo ambito si inserisce il progetto ENEA per la costituzione di un laboratorio per la determinazione della resa energetica e la qualificazione di collettori operanti a media temperatura (indicativamente fino a 250 - 300°C ) con lo scopo, tra gli altri, di ottimizzare l'accoppiamento di tali collettori con impianti di raffreddamento utilizzando macchine a bromuro di litio a doppio effetto o quelle ad ammoniaca (che grazie ai loro COP elevati permettono un consistente risparmio di energia primaria) e impianti per la produzione di calore per scopi industriali o per la dissalazione dell'acqua di mare.

Uno tra i più rilevanti progetti di integrazione del solare termico per il raffreddamento di edifici è l'impianto di solar cooling della Gr. Sarantis S.A. Cosmetic Industry che ha portato alla realizzazione di un sistema centralizzato di climatizzazione alimentato ad energia solare. L'impianto in uso nei nuovi edifici e nei magazzini della Azienda di prodotti cosmetici, fornisce energia per il riscaldamento e la climatizzazione estiva degli ambienti, con un parco di collettori solari piani selettivi per una superficie complessiva di 2.700 m<sup>2</sup>. Il campo collettori è accoppiato a due macchine ad adsorbimento e copre circa il 50-55% del fabbisogno di condizionamento dell'aria e il 50-52% (900 MWh l'anno) del fabbisogno di riscaldamento del complesso industriale. Il sistema installato nel 1999 è una delle applicazioni più efficienti di questa tecnologia, mostrando affidabilità e un forte potenziale di riduzione dei costi. La copertura dei carichi di picco estivo ed invernale dell'utenza industriale è assicurata da gruppi a compressione di vapore e caldaie tradizionali.

Il progetto Sarantis, co-finanziato dal Programma Operativo nazionale per l'Energia del Ministero dell'Ambiente greco, è un impianto pluripremiato con tre riconoscimenti internazionali. Energy Globe 2001 come il miglior investimento al mondo, terzo miglior progetto per l'energia sostenibile del 2001 e migliore investimento realizzato per l'anno 1999 secondo il CRES (Centro per le Fonti di Energia Rinnovabile in Grecia).

Desalinizzazione dell'acqua di mare e trattamento dell'acqua: sono in corso in diversi paesi del mondo attività di ricerca tese allo sviluppo di nuovi sistemi di desalinizzazione e trattamento delle acque attraverso lo sfruttamento dei sistemi solari termici, con l'obiettivo di sviluppare macchinari di piccola capacità per utenze distribuite, superando il vincolo di incompatibilità tecnica con i sistemi di desalinizzazione attuali.

Un alto potenziale di innovazione risiede nella combinazione delle funzioni dell'involucro edilizio con la generazione di calore tramite i collettori solari: l'esigenza di disporre di configurazioni impiantistiche integrabili nel patrimonio esistente sta muovendo i settori industriali verso la progettazione di elementi costruttivi integrati, in grado di contribuire al miglioramento di performance di isolamento termico nei nuovi fabbricati e realizzare un netto miglioramento dell'aspetto visivo e della valenza architettonica degli impianti.

L'aumento del mercato di collettori solari e la diversificazione tecnica e tecnologica presente sui cataloghi dei fornitori testimonia la specificità delle applicazioni solari termiche attuali.

I grandi impianti solari termici per usi industriali, agricoli e commerciali, sono sempre più orientati all'utilizzo di collettori di grandi dimensioni, preassemblati in soluzioni "pronto tetto" per contenere i costi di installazione e collegamento idraulico. In queste configurazioni gli elementi costruttivi integrano i collettori solari in strutture a cui è affidata la tenuta all'acqua, la resistenza al vento e l'isolamento termico del tetto e/o della facciata nonché i requisiti per la sopportazione dei carichi statici.

Le applicazioni che richiedono una più elevata temperatura (tra 80°C e 250°C) del fluido termovettore, richiedono le tecnologie disponibili con massima efficienza di conversione, come i collettori piani a doppia copertura vetrata, CPC (Compound Parabolic Concentrator) stazionari o piccoli collettori parabolici per utilizzo del calore in processi tecnologici o per funzioni di refrigerazione richieste dalle attività industriali.

Progressi significativi sono stati ottenuti nello sviluppo dei vetri di copertura, nelle verniciature per la protezione dal calore, nei rivestimenti antiriflesso e nell'ottimizzazione delle tecniche di giunzione delle lastre assorbenti con i tubi dell'assorbitore.

Gli edifici completamente riscaldati o fortemente assistiti dalla copertura energetica solare, richiedono accumuli stagionali del calore prodotto in esuberanza nei mesi estivi, per soddisfare le richieste nei periodi invernali.

Con l'introduzione dei sistemi di accumulo stagionali, aumenterà notevolmente la necessità di fornire spazio per tali elementi: le nuove prospettive tecnologiche indicano, tramite il miglioramento dell'isolamento termico, lo sviluppo di accumuli ad alta densità energetica per ridurre in modo drastico i volumi necessari. Con l'obiettivo di realizzare sistemi di stoccaggio termico stagionale compatti con un volume di pochi metri cubi per singola utenza familiare, il settore R&D nel campo delle tecnologie di accumulo sperimenta nuovi approcci, come gli accumuli termochimici (TC) e gli accumuli con materiali a cambiamento di fase (PCM), che saranno in grado di compattare i serbatoi di calore e fornire energia con continuità alle utenze, indipendentemente dal periodo dell'anno.

#### Sistemi ibridi solare - fotovoltaico.

Negli ultimi tempi è cresciuto l'interesse per i sistemi ibridi solare - fotovoltaico. Con tali sistemi è possibile ottenere sia elettricità che calore; in tal modo si aumenta l'efficienza complessiva in quanto una parte delle perdite termiche viene convertita in calore utile ed inoltre le celle funzionano a temperatura più bassa rispetto a un semplice pannello convenzionale e quindi con efficienza di conversione energia incidente - energia elettrica prodotta più elevata. Il campo di ricerca e sviluppo nel settore ha l'obiettivo principale della progettazione di moduli che massimizzino la resa globale (termica+elettrica) e lo sviluppo a livello europeo di norme per la certificazione della resa energetica e la qualificazione che attualmente mancano.

#### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione**

La diffusione su vasta scala del solare termico, passa necessariamente per la penetrazione degli impianti in ambito residenziale e la realizzazione di impianti di grande taglia, destinati non solo alla produzione di acqua calda sanitaria, ma anche al riscaldamento di ambienti, alla produzione di calore nei processi industriali o al condizionamento estivo, in merito al quale è ora in svolgimento un interessante progetto europeo, dove l'Italia è partner [[www.solair-project.eu](http://www.solair-project.eu)].

Impianti di grande taglia sono anche quelli per il riscaldamento di ACS per condomini che dovrebbero incontrare una notevole diffusione per l'obbligo di copertura del 50% del fabbisogno di acqua calda da fonte rinnovabile sul nuovo edificato, pubblico e privato, e nelle ristrutturazioni degli impianti termici, introdotto dal nuovo quadro normativo sulla performance degli edifici con il D.Lgs 311/2006.

Lo strumento di detrazione fiscale al 55% ha invece beneficiato dell'estensione temporale al 2010 assicurando grande stabilità e risolvendo gli operatori sull'opportunità di seguire ad investire nel settore ma resta ancora non confrontabile, tuttavia, con il risultato dell'incentivazione dei sistemi fotovoltaici. Per gli impianti solari termici è stato rimosso, poi, l'ostacolo burocratico della necessità di certificazione energetica dell'edificio. Con queste ipotesi, molte aziende del settore manifestano il loro ottimismo nelle previsioni per il 2008, in attesa, ancora ad oggi, delle regole attuative del Decreto relativo al rendimento energetico nell'edilizia, che possano rendere effettivo e operativo l'obbligo dell'introduzione del solare negli edifici.

Il problema complesso della definizione di regole tecniche, nonché di procedure amministrative efficienti, è tuttora aperto: il Progetto Europeo "ProSTO" si propone di sviluppare dei regolamenti edilizi "modello", da mettere a disposizione degli Enti Locali, per coadiuvarli nell'implementare rapidamente i nuovi obblighi di utilizzo di fonti rinnovabili. L'accresciuta sensibilità dell'utente verso i temi ambientali e nei confronti dei sempre crescenti prezzi dell'energia convenzionale, inoltre, sono elementi incoraggianti per la penetrazione della tecnologia del solare termico nei settori residenziale, alberghiero ed industriale italiani.

Nel settore residenziale italiano [Fonte: Istituto di Ricerche Ambiente Italia, Progetto Europeo IEE "SOLARGE"], si contano circa 21.500.000 appartamenti, di proprietà per il 75% della popolazione ivi residente. In questo panorama nazionale i sistemi di riscaldamento autonomo sono estremamente comuni, diversamente dai sistemi centralizzati per riscaldare ambienti e produrre acqua calda ad uso sanitario. La diffusione di piccole reti di teleriscaldamento è ancora più rara: la potenza totale installata in teleriscaldamento contribuisce meno dell'1% alla domanda totale di calore nel settore residenziale, pari a 3.600 GWth, fornita prevalentemente da combustibile gas naturale. Nel caso di impianti centralizzati, infatti, si ha quasi sempre l'adozione di soluzioni autonome per l'acqua calda sanitaria. Gli alti tassi di ristrutturazione del patrimonio edilizio residenziale nazionale confermano la forte tendenza verso sistemi autonomi per la produzione di calore. Il bassissimo indice di sfruttamento del settore condominiale è confermato dai dati al 2004, con una percentuale di impianti solari termici con superficie maggiore di 30 m<sup>2</sup> compreso tra l'1% e il 2% del mercato totale. Tali aspetti, nonostante l'elevatissimo potenziale in gioco, pongono barriere tecniche e decisionali a un'adeguata penetrazione del solare termico in questo settore.

Per l'alberghiero, la situazione italiana è migliore: il settore conta circa 33.500 alberghi, localizzati prevalentemente in Trentino Alto Adige (18%) ed Emilia Romagna (15%), Veneto (10%), Lombardia (9%) e Toscana (9%) ed il sistema di riscaldamento più comune è quello centralizzato sia per gli ambienti sia per l'acqua calda sanitaria ma nonostante un elevatissimo potenziale di sfruttamento tecnico del solare termico nel settore, i prezzi dell'energia agevolati e l'attrattiva di investimenti a basso tempo di ritorno economico ne hanno impedito, fino ad oggi, una ampia diffusione.

Gli studi condotti con differenti approcci metodologici condotti in Austria, Spagna, Portogallo, Italia e Olanda, hanno identificato un elevato potenziale tecnico di integrazione del solare termico in settori industriali interessanti e promettenti, quantificando la domanda di calore a differenti livelli di temperatura. Il 30% del fabbisogno di calore ad usi industriali è richiesto a temperature inferiori a 100°C e tale percentuale sale addirittura a quasi il 60% estendendo il limite superiore a 400°C per abbracciare le applicazioni in cui si impiega vapore per esigenza di trasporto. Con tali potenziali, il contributo del solare termico può essere pari al 3÷4% della domanda di calore complessiva nell'industria, che su scala europea (EU25) corrisponde ad un potenziale tecnico considerevole, maggiore di 100 GWth, per sola integrazione del solare termico nei processi industriali. L'apporto di tale settore applicativo è un aspetto decisivo al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 in merito alla quota minima di utilizzo di energia rinnovabile. Certamente sarà necessario, a sostegno di tale crescita, un intervento decisivo delle Pubbliche Istituzioni per supportare lo sviluppo di una industria nazionale che è già presente sul territorio con diverse realtà ad alto grado di specializzazione.

Gli obiettivi obbligatori al 2020 recentemente fissati della Commissione Europea nella revisione della normativa sulle rinnovabili comporta che anche la tecnologia solare termica dovrà contribuire al loro raggiungimento. Lo scenario di riferimento cosiddetto "AAU - Austria As Usual", cioè il raggiungimento, al 2020, dello stesso livello procapite che l'Austria ha oggi, condurrebbe, al 2020, ad un mercato di 2,2 GW (3.200.000 m<sup>2</sup>) e a un totale installato di 12 GW (17.000.000 m<sup>2</sup>).

#### **Dati tecnico economici**

La riduzione del costo dell'energia termica prodotta costituisce la chiave di affermazione della tecnologia solare, sia per le applicazioni di bassa temperatura, che, soprattutto, per le applicazioni di alta temperatura per l'uso industriale e la climatizzazione solare.

L'entità dell'investimento e la producibilità di un impianto sono i principali fattori nella determinazione del costo dell'energia termica prodotta. Intervenire sul valore del kWhth, perciò, significa diminuire la spesa d'investimento dell'impianto abbattendo il costo di fabbricazione dei collettori e degli accumuli, superando il limite di rendimento attuale dei collettori commerciali piani e a tubi sottovuoto.

Il costo di un impianto per la produzione di acqua calda ad uso sanitario domestico monofamiliare varia in funzione della quantità d'acqua desiderata, della complessità di installazione dell'impianto medesimo e del tipo di integrazione che la fonte solare realizza su di un impianto termoidraulico già esistente. Questi fattori rendono complessa l'analisi economica per la tecnologia e solo limitatamente all'utilizzo impiantistico per produzione di ACS, indicativamente, i costi possono variare da un minimo di 3.500 Euro ad un massimo di 4.500 Euro per l'installazione di una superficie di collettori che va da un minimo di 4 m<sup>2</sup> (2 collettori) ad un massimo di 6 m<sup>2</sup> (3 collettori). I vincoli tecnici dati dal tetto, dal tipo di caldaia di integrazione normalmente esistente e l'architettura dell'impianto d'ACS possono influire fortemente sul costo finale della tecnologia.

Molto diffusi sono gli impianti a circolazione forzata dimensionati in kit per la copertura mediamente del 70-80% del fabbisogno monofamiliare e reperibili sul mercato a costi inferiori ai 4.000 Euro a cui tuttavia vanno aggiunti i costi di installazione ed integrazione con la propria caldaia (almeno 1.000 - 1.500 Euro). Il costo medio del m<sup>2</sup> di collettore, che si attesta intorno ai 1.000-1.200 Euro/m<sup>2</sup>, rende difficile la sostenibilità economica degli investimenti in assenza di adeguati meccanismi di incentivazione della tecnologia solare termica.

Nella comparazione con la produzione di energia termica dal gas (le performance economiche dei sistemi solari termici migliorano enormemente nel confronto con la produzione di energia termica da energia elettrica), una produzione annua pari a circa 700 kWhth per m<sup>2</sup> di collettore solare installato e corrispondente ad un risparmio di 60-70 Euro/anno per mancato consumo di gas in caldaia, necessiterebbe di tempi di ritorno dell'investimento superiori ai 15 anni che solo grazie alle defiscalizzazioni attuali del 55% si dimezzano.

Lo stesso meccanismo di defiscalizzazione, introdotto dalla Finanziaria 2007 e non legato in alcun modo al risparmio energetico, sta introducendo anomalie di mercato e forte oscillazione dei costi della tecnologia solare, il più delle volte superiori a quelli prima indicati.

Il mercato è tuttavia in fermento e con l'entrata in campo di grandi operatori della termotecnica è auspicabile nel breve periodo una riduzione dei costi della tecnologia.

Circa gli investimenti per gli innovativi sistemi ad accumulo termico stagionale ad integrazione solare, le performances economiche sono fortemente condizionate non solo dai costi degli accumuli (elevatissimi per ingegnerizzazione, cantierizzazione e realizzazione dei progetti) quanto più pesantemente dalle prestazioni termiche tanto degli accumuli stessi quanto della rete di distribuzione del calore alle utenze finali. Una frazione importante dei costi degli impianti termici ad accumulo stagionale assistiti da riscaldamento solare è dovuta alla complessità ed unicità del sistema di accumulo selezionato per lo specifico sito di installazione ed al problema dell'individuazione del miglior compromesso economico per le scelte progettuali, che richiede un approccio analitico complesso e l'ottimizzazione di ciascun elemento tecnico e/o tecnologico di sistema. I programmi tecnico-scientifici di monitoraggio degli impianti termici ad accumulo stagionale in Germania sono volti ad identificare i punti deboli di ciascuna realizzazione pilota, allo scopo di ottimizzare le fasi ingegneristiche di realizzazione e rendere i progetti dimostrativi più economici, prerequisito, questo, per la loro penetrazione nel mercato.

La mancanza di adeguati programmi di incentivazione e sviluppo e lo scarso interesse imprenditoriale ed industriale fanno registrare un complessivo ritardo nazionale nella realizzazione di impianti pilota e nella partecipazione e cofinanziamento di progetti dimostrativi.



## LA TECNOLOGIA PER LA PRODUZIONE DI CALORE DA BIOMASSE

Descrizione e stato dell'arte  
 Prospettive tecnologiche e R&D  
 Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione  
 Analisi economica

### Descrizione e stato dell'arte

La produzione di energia da biomasse può avvenire attraverso diversi processi tecnologici, in funzione delle caratteristiche della biomassa utilizzata, dei principi fisici applicati per la conversione energetica e delle potenze installate. Dal punto di vista tecnologico e industriale i processi maturi per la valorizzazione energetica della biomassa sono la combustione diretta, la produzione di biogas da fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, civili o agro-industriali e la trasformazione in bio-combustibili liquidi di 1<sup>a</sup> generazione. I processi di gassificazione e pirolisi e la produzione di bio-combustibili liquidi di 2<sup>a</sup> generazione (derivati da matrice lignocellulosica attraverso processi di Steam Explosion o di gassificazione) sono tecnologie con un livello di maturità tecnologica inferiore e, a seconda del tipo di applicazione e della biomassa utilizzata, ancora in fase di sviluppo.

La biomassa, se utilizzata in modo sostenibile in tutte le fasi (accrescimento, raccolta, conferimento e conversione energetica), rappresenta una fonte di energia rinnovabile e disponibile localmente ed il suo impiego può consentire la produzione di energia e calore limitando le emissioni complessive di CO<sub>2</sub>, oltre a rappresentare la possibilità di sviluppare interessanti nicchie di mercato e di specializzazione.

In questa scheda verrà trattato l'utilizzo di biomasse in apparecchi per uso termico basati su processi di combustione diretta, con particolare attenzione al riscaldamento di utenze di tipo domestico (impianti di taglia indicativamente inferiore a 1 MW).

Il potere calorifico della biomassa è sensibilmente inferiore a quello dei combustibili fossili, ed è variabile in funzione del tipo di biomassa (specie legnosa, presenza di corteccia, biomassa erbacea, etc.) e fortemente influenzato dal tenore idrico (al crescere del tenore idrico della biomassa il potere calorifico diminuisce). Il potere calorifico inferiore medio su base secca della biomassa legnosa è variabile indicativamente tra 17 e 19 MJ/kg. La quantità di acqua contenuta nella biomassa, indicata come tenore idrico o umidità, influenza non solo il potere calorifico, ma anche le condizioni all'interno dei generatori di calore, in quanto provoca una diminuzione della massima temperatura di combustione ed un aumento del tempo di residenza necessario per il completamento delle reazioni chimiche. In questo modo risulta difficile contenere le emissioni di sostanze dannose dovute a combustione incompleta, aumenta il volume dei gas prodotti e diminuisce l'efficienza del processo e quindi dell'apparecchio.

La biomassa contiene anche una frazione costituita da specie alcaline, metalli pesanti e altri elementi, indicata come cenere. La percentuale di cenere e la sua composizione variano a seconda della tipologia di biomassa. Le ceneri presenti nella biomassa si ritrovano come residuo a valle del processo di combustione e possono dare origine a frazioni del particolato emesso al camino.

Le caratteristiche di alcune biomasse sono riportate in Tabella 1.

Le biomasse combustibili<sup>10</sup> si trovano in commercio generalmente sotto forma di ciocchi o tronchetti

<sup>10</sup> Allegato X alla Parte Quinta del Testo Unico Ambiente DLg 152-2006: "a) materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate; b) materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico di coltivazioni agricole non dedicate; c) materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura; d) materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti; e) materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica di prodotti agricoli; f) sansa di oliva disoleata avente le caratteristiche riportate nella tabella seguente, ottenuta dal trattamento

di legno, bricchette, cippato di legna e pellet. La classificazione qualitativa dei biocombustibili solidi è definita a livello europeo dalla specifica tecnica CEN/TS 14961 (Solid biofuels, fuel specification and classes, 2005) sulla base della quale nel 2007 è stata pubblicata in Italia la specifica tecnica UNI/TS 11264 'Caratterizzazione di legna da ardere, bricchette e cippato'.

**Tabella 1: Caratteristiche (proximate analysis) di alcune biomasse<sup>11</sup>**

biomassa	% in peso su sostanza secca				PCI [MJ/kg] <sub>ss</sub>
	umidità intrinseca	materia volatile	carbonio fisso	ceneri	
legno	20,0	62,0	17,0	1,0	18,6
paglia di frumento	16,0	59,0	21,0	4,0	17,3
paglia d'orzo	30,0	46,0	18,0	6,0	16,1

I pellet sono prodotti aggregando e comprimendo materiali di scarto, quali segatura e polveri, senza uso di colle e vernici e sono caratterizzati da un'alta densità energetica. Essi hanno dimensioni e caratteristiche standardizzate e sono facilmente trasportabili per mezzo di nastri trasportatori, coclee e sistemi di aspirazione.

Il legno cippato è costituito da scaglie di legno di dimensioni variabili standardizzate prodotte con macchine cippatrici dai residui della raccolta e lavorazione del legno o da legname appositamente raccolto. Il cippato può essere trasportato mediante coclee, nastri trasportatori o spintori.

Le bricchette sono ottenute pressando trucioli e segatura e hanno dimensioni simili a quelle della legna in ciocchi. Date le caratteristiche omogenee del materiale e l'elevata densità energetica, sono particolarmente indicate per essere utilizzate in sistemi di potenza non elevata, quali caminetti e stufe.

I ciocchi, opportunamente tagliati, rappresentano la forma tradizionale in cui viene preparato il legno utilizzato a fini energetici. Le lunghezze commercialmente disponibili sono 25, 33, 50 e 100 cm, adatte per essere utilizzate in apparecchi che vanno dai tradizionali caminetti alle moderne caldaie anche di grossa potenza.

Bricchette e ciocchi vengono caricati manualmente in camera di combustione o nel vano di carico, a seconda della tipologia di impianto.

Altri bio-combustibili solidi alternativi al legno, quali sanse, paglie e cereali, presentano caratteristiche particolari (ad esempio granulometria, contenuto in silice, quantità di ceneri e loro punto di fusione, etc.) che possono determinare problemi ed inconvenienti in fase di combustione o nelle emissioni. Per questo motivo essi devono essere utilizzati in apparecchi opportunamente progettati e dedicati.

Sul mercato nazionale sono comunque presenti alcuni modelli di bruciatori, caldaie e stufe di piccola potenza che possono essere alimentate anche con sansa di olive, gusci di nocchie, mais, etc. Occorre innanzitutto sottolineare che la combustione di biomasse con diverse caratteristiche chimico-fisiche nello stesso apparecchio non avviene in modo ottimizzato e porta a processi non efficienti e ad emissioni in alto contenuto di sostanze dannose (in particolar modo ossidi di azoto, monossido di carbonio e particolato), nonché alla formazione di depositi all'interno del crogiuolo e della camera di combustione. Questi problemi si avvertono in maniera maggiore in impianti di piccola taglia, per i quali non vengono utilizzati sistemi di controllo e di automatizzazione del processo di combustione.

La conversione energetica della biomassa mediante combustione diretta avviene all'interno di apparecchi ad uso termico, impianti per la produzione di energia elettrica o impianti cogenerativi (generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica).

Il processo di combustione della biomassa, durante il quale l'energia chimica contenuta nel combustibile viene liberata sotto forma di calore, coinvolge molti aspetti e fenomeni chimico-fisici di notevole complessità. In condizioni ideali esso avviene attraverso reazioni di ossidazione complete che portano allo sviluppo di calore ed alla formazione di acqua e anidride carbonica. Nelle condizioni reali di funzionamento le reazioni di ossidazione che hanno luogo in un apparecchio alimentato a biomassa non sono complete e portano alla formazione di sostanze indesiderate. La biomassa inoltre non è costituita solo da carbonio, idrogeno e ossigeno, ma contiene piccole quantità di azoto, potassio, fosforo e zolfo più tracce di altri elementi che prendono parte alle reazioni di ossidazione e formano composti quali ossidi di azoto, ossidi di zolfo, etc.

Le emissioni al camino di un impianto a biomassa nel caso di combustione completa sono: anidride

delle sanse vergini con n-esano per l'estrazione dell'olio di sansa destinato all'alimentazione umana, e da successivo trattamento termico, purché i predetti trattamenti siano effettuati all'interno del medesimo impianto; [...]"

<sup>11</sup> McKendry P. (2002), "Energy production from biomass: Conversion technologies, Bioresource Technology"

carbonica (CO<sub>2</sub>), ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), ossido nitroso (N<sub>2</sub>O), ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), acido cloridrico (HCl) e particolato (PM).

Nel caso di combustione incompleta viene prodotto monossido di carbonio (CO) e si può avere la formazione di composti organici volatili non metanigeni (NMVOC), idrocarburi policiclici aromatici (IPA), carbonio organico totale (TOC), particolato, diossine e furani (PCDD/F), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e ozono (O<sub>3</sub>).

A valle del processo di combustione si hanno anche ceneri (depositate sotto griglia o raccolte in altri punti dell'apparecchio) e, nel caso di impianti a condensazione, acque reflue.

La combustione di biomassa è di per sé caratterizzata da emissioni piuttosto elevate di particolato solido e ossidi di azoto. Attraverso un'ottimizzazione della combustione (che si ottiene principalmente migliorando il rapporto e la distribuzione di aria e combustibile, garantendo un adeguato tempo di permanenza in camera di combustione e controllando la temperatura), una corretta progettazione dell'impianto, l'utilizzo di biomassa idonea e una corretta gestione e manutenzione è possibile avere buoni rendimenti ed emissioni contenute.

Una significativa riduzione (fino al 50%) delle emissioni di ossidi di azoto e di particolato si ottiene attraverso la cosiddetta combustione a stadi (staged combustion), in cui l'aria comburente o la biomassa vengono introdotti in zone diverse della camera di combustione in modo da realizzare una fase iniziale di gassificazione in difetto d'aria e di completare la combustione con eccesso d'aria in una seconda sezione dell'apparecchio, e utilizzando sistemi automatici di controllo (sonda di temperatura, sonda CO e sonda Lambda) e di regolazione (di aria primaria e secondaria) della combustione.

In impianti di potenza indicativamente superiore a 200 kW per ridurre ulteriormente i livelli di sostanze dannose al camino è possibile utilizzare opportuni sistemi di contenimento e riduzione delle emissioni, quali filtri a maniche, precipitatori elettrostatici e cicloni per il particolato e sistemi di riduzione catalitici (SCR) e non catalitici (SNCR) per gli ossidi di azoto. Le misure secondarie di contenimento delle emissioni hanno invece costi ancora troppo alti nel caso di apparecchi di piccola taglia (<150 kW).

Gli apparecchi termici alimentati a biomassa legnosa sono disponibili sul mercato a partire da pochi kW, adatti per il riscaldamento domestico di singole stanze o piccole unità abitative, fino ad arrivare ad impianti di grossa taglia con potenze superiori al MW, impiegati per il riscaldamento di grandi utenze o in reti di teleriscaldamento o per la produzione di calore ad uso industriale.

Gli apparecchi alimentati a biomassa trovano applicazione prevalentemente per la produzione di calore in impianti di piccola e media taglia. Negli ultimi anni si stanno diffondendo anche impianti di teleriscaldamento, con potenze termiche tipiche tra 0.5 MW e 5 MW, anche se alcune applicazioni superano i 10 MW, realizzati utilizzando cicli Rankine a vapore o cicli Rankine a fluido organico (ORC). Per impianti di taglia molto grande, superiore a 100 MW, si utilizza solitamente co-combustione di biomassa e carbone.

Nella tabella 2 sono riassunte le tipologie di combustori alimentati a biomassa diffuse in Europa e di seguito sono illustrate nel dettaglio alcune tipologie.

Gli apparecchi alimentati a biomassa legnosa (in ciocchi, tronchetti pressati o sottoforma di cippato o pellet) utilizzati per il riscaldamento degli ambienti comprendono caminetti, termo-caminetti, stufe, termo stufe e caldaie. Essi possono essere utilizzati, oltre che per il riscaldamento, anche per la produzione di acqua calda per usi igienici e sanitari.

Per ogni tipologia di impianto vi sono diverse soluzioni tecnologiche e possibili configurazioni. Alcuni prodotti hanno un alto grado di innovazione tecnica e di automazione nel controllo della combustione e della rimozione delle ceneri e, di conseguenza, alti rendimenti e basse emissioni. Altri prodotti invece non raggiungono standard così elevati, soprattutto per quanto riguarda l'ottimizzazione ed il controllo della combustione.

La scelta della tecnologia da utilizzare dipende dalla potenza dell'impianto da installare e dalla disponibilità e forma del combustibile. La qualità di un impianto di combustione è legata alle sue caratteristiche progettuali e costruttive, alle soluzioni applicate nell'ottimizzare la combustione (ad esempio sonda Lambda) ed al numero e qualità dei vari dispositivi di gestione, controllo e sicurezza dei quali è dotato il generatore (sensori, inverter, PLC, scambiatore di sicurezza, etc.). Solo con adeguati sistemi di controllo ed opportuni accorgimenti progettuali è possibile parlare di utilizzo energetico sostenibile del legno e rispettare i limiti emissivi imposti a livello nazionale ed europeo.

**Tabella 2: Tipologie di apparecchi e camere di combustione per tipiche applicazioni in Europa<sup>12</sup>**

applicazione	tipo	potenza tipica	combustibile	contenuto di ceneri	tenore idrico
manuale	stufe a legna	2 kW ÷ 10 kW	ciocchi di legno	< 2%	5% ÷ 20%
	caldaie a legna	5 kW ÷ 50 kW	ciocchi di legno	< 2%	5% ÷ 30%
pellet	stufe e caldaie a pellet	2 kW ÷ 25 kW	pellet	< 2%	8% ÷ 10%
automatica	forni di tipo 'understocker'	20 kW ÷ 2,5 MW	cippato, scarti di legno	< 2%	5% ÷ 50%
	forni a griglia mobile	150 kW ÷ 15 MW	varie tipologie di legno e biomassa	< 50%	5% ÷ 60%
	forni a griglia con preriscaldamento del combustibile	20 kW ÷ 1,5 MW	scarti di legno	< 5%	5% ÷ 35%
	forni di tipo 'understocker' con griglia rotante	2 MW ÷ 5 MW	cippato	< 50%	40% ÷ 65%
	cigar burner	3 MW ÷ 5 MW	balle di paglia	< 5%	20%
	whole bale furnaces	12 kW ÷ 50 kW	balle di paglia	< 5%	20%
	letto fluido stazionario	5 MW ÷ 15 MW	varie tipologie di biomassa, d < 10mm	< 50%	5% ÷ 60%
	letto fluido circolante	15 MW ÷ 100 MW	varie tipologie di biomassa, d < 10mm	< 50%	5% ÷ 60%
	bruciatore a combustibile polverizzato	5 MW ÷ 10 MW	varie tipologie di biomassa, d < 5mm	< 5%	< 20%
co-firing *	letto fluido stazionario	50 MW ÷ 150 MW	varie tipologie di biomassa, d < 10mm	< 50%	5% ÷ 60%
	letto fluido circolante	100 MW ÷ 300 MW	varie tipologie di biomassa, d < 10mm	< 50%	5% ÷ 60%

Note: d: dimensione tipica, ceneri e tenore idrico: percentuale in peso, \* percentuale di biomassa < 10%

Occorre inoltre sottolineare che gli apparecchi a biomassa funzionano nelle migliori condizioni solo con un determinato carico e con alte temperature del focolare. Queste condizioni si raggiungono a regime dopo un periodo di funzionamento più lungo rispetto a quello richiesto dai tradizionali combustibili liquidi o gassosi, variabile in funzione della tipologia e della taglia del generatore, dal tipo di combustibile, etc. Per questo motivo nel caso degli apparecchi alimentati a biomassa un sovradimensionamento comporta problemi maggiori rispetto al caso degli impianti tradizionali (maggiori emissioni, minori rendimenti, etc.). E' quindi auspicabile che ci siano pochi arresti nel funzionamento dell'apparecchio, solo brevi periodi di stand-by ed un funzionamento con il carico più alto e stabile possibile. Nel caso di caldaie è preferibile prevedere in parallelo un generatore alimentato a combustibili tradizionali ad integrazione, un opportuno accumulatore di acqua calda ed altri accorgimenti a livello impiantistico.

L'accumulatore inerziale (puffer) è costituito da un serbatoio d'acqua termicamente isolato, collegato direttamente alla mandata della caldaia tramite un'apposita pompa. Esso consente alla caldaia di funzionare in modo regolare, evitando interruzioni dovute a insufficiente richiesta di energia da parte dell'impianto di riscaldamento: in queste condizioni, invece di bloccare la combustione o surriscaldare gli ambienti, la caldaia può continuare a funzionare immagazzinando energia nel serbatoio di accumulo. L'accumulatore inerziale costituisce un "volano" termico per l'impianto di riscaldamento che permette di aumentare il comfort di esercizio e di assicurare alcune ore di riscaldamento anche a caldaia spenta. L'accumulatore inerziale viene dimensionato in funzione della quantità di legna contenuta nella caldaia, della potenza termica nominale e dal carico termico dell'edificio.

I caminetti hanno potenze nominali indicativamente comprese tra 5 e 10 kW, i termo-camini tra 20 e 35 kW.

I caminetti riscaldano sia per irraggiamento che tramite la circolazione di aria calda e vengono solitamente utilizzati per integrare il riscaldamento domestico. I caminetti a focolare aperto sono costituiti da focolari tradizionali, quelli a focolare chiuso sono in grado di riscaldare gli ambienti in modo più uniforme e continuo e consentono di ottenere migliori rendimenti termici e minori consumi di legna. Funzionano generalmente a ciocchi o bricchette di legno con alimentazione manuale o, se

<sup>12</sup> Biomass Combustion in Europe Overview on Technologies and Regulations, 2008, NYSERDA Report 08-03 , NYSERDA 9477

alimentate a pellet, dispongono di un piccolo serbatoio integrato con sistema di alimentazione automatica. La combustione avviene su di una griglia e la cenere si deposita in un apposito cassetto sottostante. La regolazione dell'aria di combustione può avvenire mediante la movimentazione manuale di serrande. I camini a focolare chiuso di più recente costruzione prevedono l'ingresso di aria primaria (sul piano del fuoco o sotto la griglia), di aria secondaria (entrante dalla sommità del portellone) e di aria di post-combustione (immessa nella parte superiore della camera di combustione).

I termo-camini, oltre che per riscaldare gli ambienti, sono utilizzati per produrre acqua calda sanitaria e per alimentare l'impianto di riscaldamento. Funzionano a pellet o a legna.

I camini a focolare aperto hanno efficienze molto basse, inferiori al 30%, tanto da non essere considerati sistemi di riscaldamento a tutti gli effetti ed emissioni decisamente alte (anche 50 volte superiori rispetto a quella da dispositivi più sofisticati) di monossido di carbonio, ossidi di azoto e particolato. I camini a focolare chiuso possono avere rendimenti massimi del 65%.

Le stufe vengono utilizzate per il riscaldamento di ambienti: singole stanze, piccoli appartamenti o intere case a basso consumo energetico. Il calore è trasferito per scambio radiativo e convettivo. La potenza termica nominale è indicativamente compresa tra 6 e 15 kW e può essere regolata in modo manuale o automatico in funzione della temperatura desiderata.

Le stufe possono essere alimentate a legna o a pellet. Nell'ultimo caso la stufa dispone di un sistema di alimentazione automatico che convoglia il pellet da un serbatoio (integrato nella stufa), solitamente sufficiente a garantire un'autonomia di 1-2 giorni. Il pellet viene inviato tramite un canale inclinato o un sistema a coclea o a vite e bruciato in un crogiolo. L'aria di combustione primaria viene alimentata attraverso fori praticati nel crogiolo, l'aria secondaria viene solitamente pre-riscaldata e alimentata attraverso fori ricavati nel mantello della camera di combustione.

Nelle stufe alimentate a legna la combustione avviene su di una griglia, l'aria primaria viene inviata radente al piano della griglia o sotto di essa. L'aria di post combustione viene pre-riscaldata e alimentata nella parte superiore della camera di combustione. L'aria secondaria, utilizzata principalmente per la pulizia del vetro del portellone, entra dalla sommità del portellone. La cenere prodotta durante la combustione non trascinata dai fumi si raccoglie in un'apposita vaschetta al di sotto della griglia.

Le termo-stufe vengono utilizzate, oltre che per riscaldare gli ambienti, per produrre acqua calda sanitaria e possono essere collegate ad un sistema di riscaldamento di tipo tradizionale con circolazione di acqua calda.

Le stufe a biomassa possono raggiungere rendimenti massimi del 73%. Le stufe a pellet possono avere anche rendimenti dell'80%.

Le caldaie vengono utilizzate per il riscaldamento di singole abitazioni o di complessi di edifici, con potenze che partono da circa 4 kW, e possono essere alimentate a ciocchi di legna, pellet o cippato. Esse possono essere utilizzate anche in impianti cogenerativi in tutti i casi in cui si presenti un'utenza termica a bassa temperatura (riscaldamento di serre, piscine, reti di teleriscaldamento, etc.).

Le caldaie alimentate a biomassa possono essere costituite da due unità distinte (bruciatore a biomassa e caldaia tradizionale) o da un sistema integrato.

I modelli più avanzati di caldaie sono dotati di sistemi di regolazione a microprocessore e sensori, e raggiungono rendimenti termici oltre il 90%. Anche i modelli di piccola potenza di ultima generazione hanno la regolazione automatica dell'aria di combustione in base al fabbisogno di ossigeno, misurato nei fumi con apposita sonda Lambda, in tutte le fasi di funzionamento dell'apparecchio.

Per potenze superiori a 10 MW solitamente si ha la produzione combinata di vapore in impianti cogenerativi mentre gli apparecchi di taglia inferiore producono generalmente solo calore. In alcune applicazioni, accoppiati a impianto a fluido organico (ORC), essi producono anche energia elettrica.

Le caldaie possono essere distinte a seconda della tecnologia di combustione adottata in:

- sistemi a letto fisso (forni a griglia, underfeed stokers);
- sistemi a letto fluidizzato (bollente o circolante);
- sistemi a combustibile polverizzato.

Le caldaie per la combustione di legna in ciocchi sono disponibili per potenze fino a circa 200 kW e possono essere alimentate con ciocchi aventi pezzature variabili fino ad un metro. Le moderne caldaie sono progettate per realizzare le condizioni di combustione in più stadi. Esse presentano una zona in cui si ha una prima fase di ossidazione in difetto di aria rispetto a quella stechiometrica, indicata come fase di gassificazione, durante la quale si sviluppa un gas combustibile che viene bruciato nella camera secondaria, in cui viene introdotta aria secondaria in modo da completare le reazioni di ossidazione. Nelle tipologie a fiamma rovesciata, in particolare, la camera di combustione è situata sotto il vano in cui viene caricata la legna e l'aria primaria viene introdotta in caldaia immediatamente

sopra la griglia sulla quale è disposta la biomassa. Qui si innesca il processo di gassificazione con conseguente formazione del gas combustibile che, trascinato in basso attraverso la griglia, viene bruciato nella camera sottostante grazie alla presenza di un flusso di aria secondaria. Le caldaie a fiamma rovesciata e gassificazione di moderna concezione sono dotate di sistemi di controllo della combustione (sonda di temperatura, sonda CO e sonda Lambda) e di regolazione automatici e possono raggiungere rendimenti anche superiori al 90%.

Le caldaie a ciocchi di legna di tipo tradizionale raggiungono invece rendimenti inferiori.

A seconda della taglia della caldaia e delle dimensioni del vano di caricamento la carica di legna deve essere rinnovata ad intervalli che vanno da alcune ore fino a 2-3 giorni.

Le caldaie a pellet, disponibili per potenze che partono da pochi kW a circa 50 kW, sono alimentate in modo automatico e hanno caratteristiche funzionali simili a quelle delle caldaie a cippato. In alcuni casi specifici si possono avere impianti di taglia superiore, anche fino ad 1 MW. Le caldaie a pellet sono adatte al riscaldamento di singoli ambienti e unità abitative e sono caratterizzate da ampia flessibilità e semplicità di utilizzo (accensione/spegnimento programmati e con possibilità di tele-gestione, etc.). Essendo il pellet un combustibile di buona qualità con caratteristiche definite standardizzate, anche gli apparecchi di piccola potenza garantiscono alti rendimenti (anche superiori al 90%) e basse emissioni. Gli apparecchi di buona qualità di moderna concezione sono dotati di sistemi di controllo e di regolazione automatici che permettono di contenere ulteriormente le emissioni di particolato ed ossidi di azoto.

Le caldaie a cippato sono alimentate in modo automatico (tramite sistemi a coclea, a nastro o a spintore) e possono raggiungere potenze anche di diversi MW. Sul mercato si trovano modelli di caldaie a cippato a partire da circa 30 kW. Esse sono quindi particolarmente indicate per il riscaldamento di edifici di dimensioni medie o grandi, quali condomini, alberghi, scuole, ospedali, centri commerciali, o più utenze termiche collegate insieme da reti di teleriscaldamento. Questo tipo di caldaia, caratterizzato da potenze piuttosto elevate, richiede la progettazione di un adeguato vano di stoccaggio per il cippato.

Le moderne caldaie, dotate di dispositivi di controllo e regolazione automatici, raggiungono rendimenti superiori al 90%.

A seconda delle tipologie costruttive, le caldaie si possono suddividere in varie categorie. Facendo riferimento alla tipologia di camera di combustione adottata, le caldaie a cippato si distinguono in sistemi a griglia fissa o a griglia mobile. I primi sono indicati nel caso di cippato di piccole dimensioni, con basso tenore di umidità e contenuto di ceneri inferiori al 2%. I secondi sono invece indicati nel caso di cippato più eterogeneo, di pezzatura maggiore, di umidità fino al 50% e con alto contenuto di ceneri.

In funzione della taglia dell'impianto e della qualità e pezzatura della biomassa in ingresso si possono avere, oltre ai forni a griglia fissa e ai forni a griglia mobile, differenti soluzioni tecnologiche: forni rotanti, letti fluidi e bruciatori per polvere di biomassa. In questi tipi di impianti, appositamente progettati, è possibile bruciare biomassa di vario tipo, non solo legnosa, con alti contenuti di ceneri e di acqua.

Sono inoltre stati sviluppati particolari tipi di fornaci per la combustione di paglia di grano, in grado di funzionare in condizioni particolari (alto contenuto di ceneri, tendenza delle ceneri a sinterizzare, etc.) e di essere alimentati direttamente con materiale conferito ad esempio in balle (cigar burner e whole bale furnace).

Negli impianti cogenerativi si ha la generazione simultanea in un unico processo di energia termica ed elettrica e/o meccanica per applicazioni in ambito industriale o a servizio di reti di teleriscaldamento. Sono disponibili diverse tecnologie a seconda della potenza richiesta:

- < 100 kW<sub>el</sub>: non sono attualmente disponibili sul mercato tecnologie pienamente mature e affidabili, sono in fase di sperimentazione processi con motori Stirling e microturbine;
- 200÷2000 kW<sub>el</sub>: motori a vapore a vite, turbine a vapore e processi basati su ciclo Rankine con fluidi organici (ORC);
- > 2000 kW<sub>el</sub>: turbine a vapore.

Gli impianti ORC (Organic Rankine Cycle) sono costituiti essenzialmente da un turbogeneratore operante secondo un ciclo Rankine che utilizza come fluido di lavoro uno specifico fluido organico, al fine di contenere la pressione massima nell'impianto. Il fluido organico inoltre, essendo caratterizzato da un peso molecolare superiore a quello dell'acqua, provoca una rotazione più lenta della turbina,

una minor pressione e di conseguenza una più lenta erosione delle parti metalliche e delle palette. L'impiego di tale tipologia di fluido permette di operare secondo un ciclo termodinamico a pressione tale da non rendere necessaria la presenza di personale specializzato per la sua gestione. L'impiego di fluidi termovettori intermedi e di un fluido di lavoro organico porta però ad avere rendimenti più bassi rispetto a quelli di un ciclo Rankine a vapore d'acqua che operi tra gli stessi estremi di temperatura. Il rendimento elettrico dei moduli ORC è infatti inferiore al 25%, variabile in funzione della taglia e della configurazione d'impianto. La minore efficienza del ciclo è compensata da altri vantaggi, oltre al funzionamento automatico senza supervisione dell'impianto, quali la disponibilità sul mercato di moduli commerciali, la bassa richiesta di manutenzione, la semplicità delle procedure di avviamento e fermata ed il funzionamento fino al 10% del carico nominale.

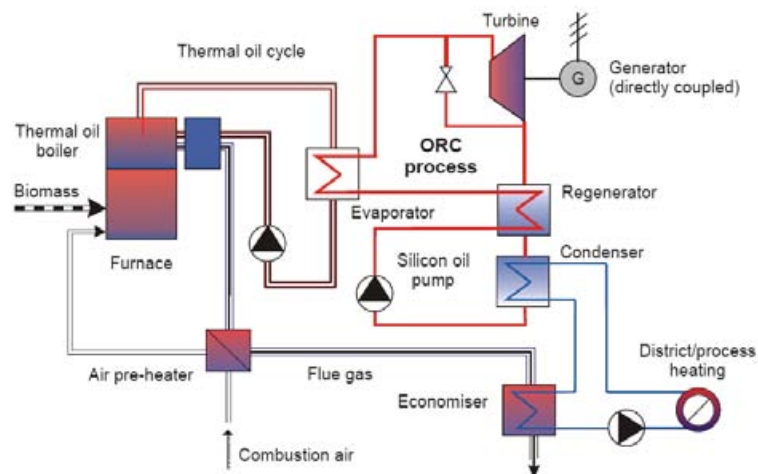
Il tipico schema d'impianto per recupero di calore da un flusso di gas caldi comprende: uno scambiatore olio diatermico/gas caldi, utilizzato per trasferire il calore dai gas esausti al modulo ORC, il modulo ORC ed un eventuale sistema di raffreddamento ad aria o ad acqua.

Le tipiche temperature nominali di lavoro del fluido termovettore di alta temperatura (AT) sono  $315 \div 250^\circ\text{C}$ , ma è possibile operare anche con recupero termico da flussi a temperatura inferiore.

La gamma di potenza dei moduli standard varia da  $200 \text{ kW}_{\text{el}}$  a  $2 \text{ MW}_{\text{el}}$ .

In Italia e in Europa sono in funzione numerosi impianti basati sulla tecnologia ORC.

**Figura 1: Schema di un impianto cogenerativo per rete di teleriscaldamento con tecnologia ORC<sup>13</sup>**



Per quanto riguarda i cicli con turbina a vapore, si tratta di impianti identici alle comuni centrali termoelettriche ad eccezione della sezione di combustione della biomassa. Il calore sviluppato nella combustione della biomassa viene infatti utilizzato per generare vapore surriscaldato che espande in una tradizionale turbina a vapore generando energia elettrica, mentre il calore risultante dal processo può essere utilizzato per alimentare una rete di teleriscaldamento o specifici processi industriali.

Attualmente l'applicazione ottimale per sfruttare biomassa disponibile localmente è rappresentata dal teleriscaldamento di piccole dimensioni (indicativamente  $< 10 \text{ MW}$ ), che fornisce calore ad un'insieme di abitazioni e/o attività, posto nelle vicinanze del luogo di produzione della biomassa utilizzata (bosco, terreni di coltura, segherie, ...).

Taglie superiori ai  $10 \div 15 \text{ MW}$  costringono ad aumentare l'area di fornitura facendo crescere i costi economici e ambientali del trasporto da un lato, e non permettendo la valorizzazione della filiera del legno locale dall'altro.

In alcune nazioni europee, tra cui l'Austria, i piccoli impianti rurali di teleriscaldamento a biomasse (con potenza compresa tra le centinaia di kW e i  $10 \text{ MW}$ ) sono molto diffusi. In Italia gli impianti sono solo alcune decine ma il settore è di sicuro interesse e sembra essere in espansione.

<sup>13</sup> Obernberger I., Biedermann F. 'Combustion and gasification of solid biomass for heat and power production in Europe- state of the art and relevant future developments', 2005

### **Prospettive tecnologiche e R&D**

Oltre alla più volte citata necessità di ottimizzare il processo di combustione (che consisterebbe in un'attività di supporto alla progettazione), di particolare interesse sono anche altre attività di ricerca e sviluppo, tra cui:

- miglioramento dell'efficienza dei sistemi di produzione del calore;
- miglioramento dell'efficienza di impianti cogenerativi;
- definizione e sperimentazione di idonei sistemi di abbattimento per NO<sub>x</sub> e particolato per impianti di piccola taglia (<500 kW);
- ottimizzazione della combustione di biomasse non legnose (paglia, residui agricoli, etc.)
- co-combustione di biomassa e combustibili fossili;
- sviluppo di sistemi efficienti ed economicamente sostenibili di piccola cogenerazione e micro-cogenerazione;
- validazione di modelli di calcolo per la modellizzazione dei fenomeni di combustione della biomassa (CFD).

Parallelamente può essere interessante definire e promuovere una metodologia di omologazione per gli impianti da proporre a livello europeo, analogamente a quanto previsto ad esempio per i veicoli (ciclo urbano ed extra urbano per la determinazione dei livelli emissivi).

Si segnala come a livello nazionale ed europeo siano stati avviati numerosi programmi di ricerca, finalizzati soprattutto alla valutazione dell'impatto sulla salute del particolato fine sospeso e di altri inquinanti, all'elaborazione di modelli di calcolo e di previsione per lo studio della diffusione di tali sostanze in atmosfera ed all'analisi dei processi emissivi.

Sono state avviate diverse attività di ricerca finalizzate alla definizione di un idoneo sistema di abbattimento del particolato per applicazioni domestiche ma, in base alle informazioni in letteratura e reperibili sul mercato, attualmente non sono disponibili dispositivi per il contenimento del particolato fine ed ultrafine adatti ad applicazioni di piccola taglia.

Sempre nell'ambito della combustione di biomassa in apparecchi di piccola taglia, forte attenzione è stata rivolta al miglioramento delle tecnologie di combustione ed al contenimento delle emissioni, soprattutto in Paesi quali l'Austria e la Germania, anche mediante simulazioni numeriche al calcolatore (analisi CFD Computational Fluid Dynamics).

### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione**

Diversi studi ed indagini a livello nazionale ed europeo mostrano come i consumi di biomassa per il riscaldamento domestico siano in aumento, soprattutto per quanto riguarda il consumo di pellet, e come il numero di apparecchi installati sia quasi raddoppiato negli ultimi 10 anni.

Per un utilizzo sostenibile delle risorse disponibili si intende in particolare promuovere l'utilizzo delle biomasse per la produzione di calore ad uso civile o industriale, con eventuale produzione combinata di energia elettrica in impianti cogenerativi.

In Italia si ha un buon potenziale di biomassa disponibile da residui della lavorazione del legno, residui agroindustriali e da filiere boschive che permetterebbero uno sviluppo notevole del settore.

In Tabella 3 è riportata una stima del potenziale di biomassa in Italia da dati ENEA. I dati fanno riferimento alle quantità di legna direttamente accessibile. Da segnalare infatti come sia spesso difficile accedere ai boschi ed ai terreni, a causa della presenza di vincoli di varia natura, delle pendenze dei terreni, della mancanza o non praticabilità delle strade, etc..

Le principali barriere alla diffusione sono di carattere economico ed ambientale (con riferimento alle problematiche connesse all'emissione di particolato), ma occorre fare opportune distinzioni in base alla taglia degli impianti ed alla tipologia di applicazioni.

Si segnalano soprattutto le incertezze dovute ai prezzi della biomassa (in particolare le forti oscillazioni nel prezzo del pellet) ed ai regimi di incentivazione. Queste ultime sono in alcuni casi variabili di anno in anno e non garantite a lungo termine. Così come altre tecnologie di sfruttamento delle rinnovabili, anche gli impianti a biomassa spesso non si sostengono economicamente se non sono incentivati a livello nazionale o locale.

Come accennato, recentemente alcuni studi hanno individuato nella combustione della biomassa legnosa una delle principali fonti di particolato in atmosfera (sia PM10 che PM2.5), portando all'applicazione di disposizioni a livello locale e regionale che limitano l'utilizzo degli apparecchi per il riscaldamento domestico alimentati a biomassa legnosa.

A questo proposito si segnala come molti degli apparecchi di piccola taglia per la combustione di biomassa presenti sul mercato nazionale siano progettati in base a criteri ormai obsoleti associando impropriamente il termine biomassa al concetto di 'combustione pulita' senza prestare la dovuta attenzione alla fenomenologia della combustione e della formazione di inquinanti e promuovendo

l'utilizzo di biomasse alternative al legno (mais, sansa, gusci, etc.) il cui utilizzo in realtà comporta problemi non ancora completamente risolti in questo tipo di apparecchi.

**Tabella 3: Potenziale di biomassa in Italia (disponibilità annuale di sostanza secca)**

REGIONE	paglie [kton/a]	potature [kton/a]	sanse + [kton/a]	totale foreste [kton/a]
Piemonte	2.479	110	48	257
Valle D'Aosta	0	2	0	1
Lombardia	3.617	40	17	242
Veneto	1.745	367	75	91
Trentino-Alto Adige	2	65	13	35
Friuli-Venezia Giulia	593	56	11	65
Liguria	4	19	5	96
Emilia-Romagna	1.557	398	63	237
Toscana	724	238	64	365
Marche	539	58	17	32
Lazio	437	248	57	112
Umbria	430	102	14	67
Abruzzo	229	290	55	60
Molise	163	31	29	44
Campania	317	287	66	120
Basilicata	452	50	12	65
Puglia	1.219	814	370	46
Calabria	212	1.012	190	154
Sicilia	732	598	186	26
Sardegna	260	121	29	65
<b>TOTALE</b>	<b>15.711</b>	<b>4.906</b>	<b>1.320</b>	<b>2.181</b>

### Analisi economica

Il costo totale di un impianto alimentato a biomassa comprende il costo dell'apparecchio, della sua installazione, dell'eventuale impiantistica correlata (sistema di accumulo inerziale, impianto idraulico, etc.), il costo del combustibile ed il costo della gestione e della manutenzione.

In generale gli impianti di riscaldamento a biomassa sono caratterizzati da costi di investimento piuttosto alti e da bassi costi di esercizio.

Non è semplice indicare delle stime di costo, in quanto gli apparecchi presenti sul mercato e le soluzioni impiantistiche adottabili sono molteplici e caratterizzate da parametri variabili a seconda della specifica applicazione e soprattutto della potenza dell'impianto. Di seguito verranno quindi fornite solo delle indicazioni di massima che non pretendono di essere esaustive della reale offerta del mercato.

Il seguente grafico (Figura2) raffigura i prezzi indicativi di alcune tipologie di impianti per riscaldamento. I prezzi sono espressi in €/kW, esclusa l'IVA, ai quali bisogna aggiungere l'installazione, che può incidere in misura variabile, orientativamente dal 20 al 50% del costo delle apparecchiature a seconda delle diverse soluzioni impiantistiche. I grafici evidenziano per tutte e tre le tipologie di impianto (a legna, a pellet e a cippato) un calo molto pronunciato dei costi unitari di investimento con l'aumentare della potenza installata ciò soprattutto sugli impianti a pellet e a legna. Infatti gli impianti di maggiore potenza sono generalmente più convenienti dei piccoli in termini di rapporto costo/beneficio.

Nella tabella 5 sono riportati i prezzi indicativi per impianti cogenerativi con moduli ORC. I prezzi sono IVA esclusa e comprensivi di: caldaia a biomassa, scambiatore di calore fumi caldi/olio diatermico, modulo ORC, progettazione ed ingegnerizzazione, opere civili, allacciamento alla rete, canone annuo di manutenzione. Il costo di investimento dell'impianto è largamente variabile in funzione del tipo di biomassa disponibile e delle soluzioni tecniche adottabili.

Un altro importante parametro da considerare è il prezzo della biomassa. Nel caso della legna da ardere con tenore idrico 20% il prezzo medio è di circa 130 €/t + IVA. Nel caso del cippato con tenore idrico 30% il prezzo medio è di 70 €/t +IVA. Il pellet è il combustibile più costoso e con maggiori fluttuazioni legate al mercato. Un prezzo indicativo per tenore idrico al 10% e vendita in sacchi da 15 kg è di 200 €/t +IVA.

I prezzi riportati sono da intendersi indicativi, in quanto estremamente variabili in funzione della zona di reperimento della biomassa, dei costi di trasporto e della domanda.

Nella stima di bilancio economico è necessario valutare anche eventuali incentivi pubblici, disponibili come contributi a fondo perduto, prestiti agevolati o come detrazioni d'imposta.

**Tabella 4: Costi indicativi di apparecchi alimentati a biomassa legnosa di potenza < 1 MW**

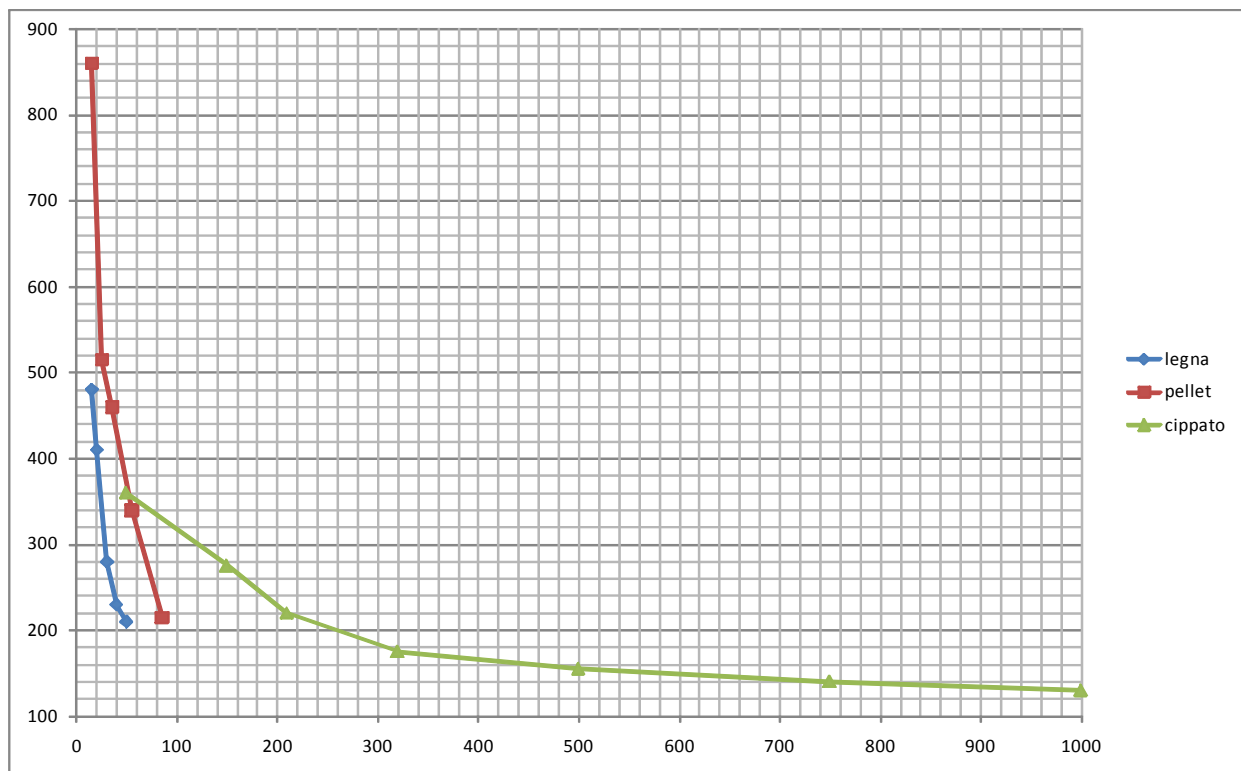
potenza nominale [kw]	Combust.	tipologia apparecchio	prezzo apparecchio (iva esclusa) [€]	note
< 10	ciocchi	caminetto a focolare aperto	400	
10÷15	ciocchi	caminetto a focolare aperto	400÷1800	
< 10	ciocchi	caminetto a focolare chiuso	1000÷1300	
10÷15	ciocchi	caminetto a focolare chiuso	1000÷4000	
< 15	pellet	caminetto a focolare chiuso/ termocamino	2000÷4000	
15÷30	ciocchi	termocamino	2000÷4000	
< 15	legna	stufa ad aria	600÷3800	
< 15	legna	stufa ad acqua	4000÷5000	
< 10	pellet	stufa ad aria	1700÷3200	
10÷15	pellet	stufa ad acqua	3000÷5000	
10÷20	pellet	caldaia	11000	con serbatoio pellet adiacente, controllo combustione automatico con sonda lambda
10÷20	ciocchi	caldaia	4000	
20÷50	ciocchi	caldaia	11000	controllo combustione automatico con sonda lambda
50÷150	ciocchi	caldaia	11000÷22000	controllo combustione automatico con sonda lambda
150÷500	cippato - pellet	caldaia	60000÷90000	con sistema di estrazione meccanico e coclea, controllo combustione automatico con sonda lambda
500÷1000	cippato - pellet	caldaia	90000÷180000	con sistema di estrazione meccanico e coclea, controllo combustione automatico con sonda lambda

Note: costo del solo apparecchio, salvo diversa specifica indicata. Prezzi aggiornati al 2009.

**Tabella 5: Costi indicativi impianto cogenerativo con modulo ORC (costi totali)**

P <sub>el</sub> [kW]	P <sub>t</sub> [kW]	costo (IVA escl.) [k€]
550	2500	2800 ÷ 3500
1150	5500	3300 ÷ 4100
2000	10000	5400 ÷ 6700

Figura 2: Costi indicativi di un impianto di riscaldamento per uso domestico (€/kW)



Note: asse X=kW e Y=€.

(a) a legna da ardere comprensivo di caldaia, accumulatore inerziale, bollitore per acqua calda sanitaria e centralina di regolazione; b) a pellet comprensivo di caldaia, sistema di estrazione pellet, bollitore per acqua calda sanitaria e centralina di regolazione; c) a cippato comprensivo di caldaia, sistema di estrazione cippato, ciclone e centralina di regolazione), dati al 2003<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Schenone G., Impianti a biomassa di piccole dimensioni < 0,5 MW<sub>t</sub>



## LA TECNOLOGIA GEOTERMICA PER USI TERMICI

Descrizione e stato dell'arte  
 Prospettive tecnologiche e R&D  
 Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione  
 Analisi economica

### Descrizione e stato dell'arte

Un'applicazione delle risorse geotermiche a "bassissima entalpia" che sta conoscendo negli ultimi anni una rapida diffusione in tutta Europa, ed anche in Italia, è quella delle cosiddette pompe di calore geotermiche, utilizzate per la climatizzazione estiva ed invernale di edifici, per la produzione di acqua calda sanitaria e per la produzione di "caldo/freddo" per cicli produttivi industriali ed alimentari. Il termine pompe di calore geotermiche (PCG) è utilizzato in maniera omnicomprensiva per indicare una varietà di sistemi che utilizzano il terreno, l'acqua sotterranea o l'acqua superficiale come scambiatori di calore.

I sistemi a PCG sono costituiti da tre componenti: (i) un sistema di scambio geotermico (terreno, acqua), (ii) una pompa di calore e (iii) un sistema di riscaldamento/refrigerazione collocato all'interno di un edificio. Le PCG funzionano come un refrigeratore reversibile che rimuove calore da un luogo per depositarlo in altro luogo, ad es. dal terreno verso l'edificio in periodo invernale (modalità riscaldamento) e in direzione opposta in periodo estivo (modalità raffrescamento). L'applicazione principale è quindi la climatizzazione di edifici residenziali e commerciali, sebbene questi sistemi possano supportare anche la produzione di acqua calda sanitaria e la produzione di "caldo/freddo" per cicli produttivi industriali e alimentari. Una terminologia diffusa che contraddistingue il tipo di sistema di scambio geotermico utilizzato in accoppiata con le pompe di calore è quello di PCG a circuito aperto ed a circuito chiuso. I circuiti aperti sono costituiti dai sistemi che sfruttano direttamente l'acqua sotterranea o di superficie per lo scambio termico con la pompa di calore. La maggioranza dei sistemi a circuito aperto è costituita da pozzi che prelevano acqua di falda, mentre i sistemi che sfruttano direttamente l'acqua di superficie sono utilizzati limitatamente nelle aree in cui c'è effettiva disponibilità di prelievo da corpi idrici superficiali (es. aree costiere, laghi, laguna).

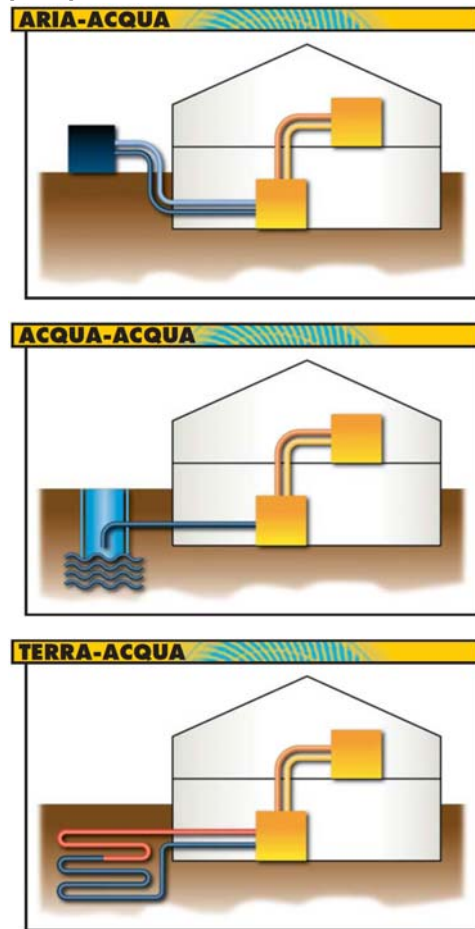
I circuiti chiusi sfruttano, invece, indirettamente il calore contenuto nel terreno o nei corpi idrici tramite uno scambio con un fluido termovettore circolante in tubi o sonde. Per questo motivo, questi sistemi vengono anche definiti con i termini di sonde geotermiche (verticali o orizzontali a seconda della disposizione). Esiste un'altra categoria di scambiatori geotermici a circuito chiuso, definiti geostrutture (o pali energetici), costituiti da tubi contenenti un fluido termovettore integrati in piloni o pali di fondazione di edifici. Le sonde geotermiche verticali costituiscono la tipologia più diffusa. Esse sono costituite da perforazioni verticali in cui sono inseriti dei tubi di polietilene e lo spazio tra i tubi viene riempito con materiale definito grout. Il grout è generalmente di tipo bentonitico oppure del calcestruzzo arricchito con sabbie che ne elevano la conducibilità termica. Le profondità di perforazione variano tra i 40 e 200 m (mediamente tra gli 80 e 140 m) a seconda delle locali condizioni idrogeologiche, mentre i diametri di perforazione sono compresi tra i 100 e i 200 mm. Le sonde geotermiche orizzontali consistono in una serie di tubi posizionati in trincee scavate in superficie, generalmente di 1-2 m di profondità. Esse possono avere numerose configurazioni possibili, sia per forma dei tubi scambiatori, sia per il tipo di connessione idraulica tra i diversi tubi.

### Prospettive tecnologiche

Il principio di funzionamento dei sistemi a PCG risiede nel fatto che a profondità di qualche decina di metri la temperatura del suolo diventa sostanzialmente stabile, risentendo in maniera minima delle fluttuazioni della temperatura dell'aria in superficie.

Quindi, poiché i corpi idrici sotterranei e il terreno sono più caldi dell'aria esterna in inverno e più freddi dell'aria esterna in estate, lo scambio termico da parte di questi corpi con un fluido termovettore che trasferisce calore dall'ambiente da climatizzare diventa energeticamente conveniente. Infatti, sebbene le pompe di calore richiedano energia elettrica per funzionare, il bilancio energetico è complessivamente positivo.

**Figura 1: Le diverse tipologie di pompe di calore**



Fonte: ENEA

La resa di una pompa di calore è misurata dal coefficiente di prestazione "COP", dato dal rapporto tra energia termica resa (alla sorgente di interesse) ed energia elettrica consumata, il cui valore massimo nel funzionamento annuo varia da 4 a 6. La prospettiva tecnologica è sia di un miglioramento dell'efficienza delle PCG, sia di un miglioramento delle prestazioni degli scambiatori geotermici. Come riconosciuto dall'EPA (Environmental Protection Agency), la tecnologia a pompe di calore geotermiche è, fra tutte le tecnologie disponibili per la climatizzazione, quella a più basso valore di emissioni di CO<sub>2</sub>. Oltre all'implementazione tecnologica di nuovi materiali e di pompe di calore più efficienti, la prospettiva di sviluppo dei sistemi a PCG è legata anche ad un affinamento della conoscenza del contesto geologico ed idrogeologico in cui si situano i sistemi PCG. Questo punto è essenziale per uno sfruttamento ottimale in termini energetici e per una tutela assoluta delle risorse idriche sotterranee. I maggiori rischi connessi sono infatti imputabili a: (i) il rischio che nel corso della perforazione per l'installazione di sonde verticali o pozzi d'acqua si creino le interconnessioni tra falde acquifere diverse, (ii) le variazioni incontrollate di temperatura negli acquiferi, (iii) l'inquinamento delle falde sotterranee da parte di sostanze impiegate nel processo di scambio termico. Le prospettive di uno sviluppo sostenibile dei sistemi a PCG sono pertanto legate ad una integrazione ottimale di competenze di progettazione geologica ed ingegneristica.

#### **Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione**

In Europa, da una decina di anni il mercato delle pompe di calore geotermiche ha registrato una rapida crescita per il riconosciuto significativo contributo di questi sistemi alla riduzione dei consumi energetici degli edifici e quindi all'abbassamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Nel

2008, il numero di pompe di calore geotermiche censite in Europa è di 782.461, con una potenza termica complessiva di 8.920 MW<sub>t</sub>. Negli ultimi cinque anni, anche in Italia il mercato delle pompe di calore geotermiche ha subito un significativo incremento. In Italia, nel 2008, la stima del numero di PCG installate è di 7.500, per una potenza termica di 750 MW<sub>t</sub> (dati EurObserv'ER 2009). A livello europeo non esiste ancora una normativa unificata di riferimento per l'installazione di PCG. Inoltre, solo nei paesi in cui il mercato delle PCG è consolidato da diversi anni (e.g. Germania, Svizzera, Svezia, Austria), l'installazione di questi sistemi è assoggettata a vincoli autorizzativi specifici. Inoltre, in questi paesi le autorità nazionali o regionali per la gestione e protezione delle risorse idriche superficiali e sotterranee hanno pubblicato linee guida e standard di riferimento. In Italia, manca una normativa a livello nazionale per questi sistemi, così come mancano standard e linee guida di riferimento per i progettisti ed i costruttori. A fronte della posizione nazionale, a livello regionale si registrano alcuni tentativi più o meno esaustivi (es. Provincia di Bolzano, Provincia di Vicenza) di regolamentare l'installazione delle PCG. Tuttavia, l'assenza di una normativa condivisa a livello nazionale genera uno stato di confusione che di fatto preclude uno sviluppo diffuso di questa tecnologia su scala nazionale. La predisposizione di strumenti normativi e di procedure tecniche d'installazione mirate all'ottenimento di elevate prestazioni energetiche stabili nel tempo, nel pieno rispetto della tutela dell'ambiente e degli acquiferi sotterranei, costituiranno un elemento chiave per lo sviluppo futuro dei sistemi a pompe di calore geotermiche. Altro aspetto chiave per promuovere la diffusione di questi dispositivi è quello della riduzione dei costi iniziali d'installazione.

## Analisi economica

I costi d'investimento relativi all'installazione di sistemi a PCG possono essere suddivisi in costi di terreno e costi d'impianto. I costi di terreno sono quelli correlati all'esplorazione di superficie, alla perforazione, agli studi correlati (es. test di risposta termica, prove di pompaggio). I costi d'impianto sono invece quelli relativi alla progettazione, ai materiali impiegati, ai collegamenti idraulici e all'installazione. Il costo d'investimento per un sistema di PCG è normalmente il 20-40% più caro di un sistema convenzionale di climatizzazione. Tuttavia, a fronte di costi d'installazione maggiori, i costi di gestione di questi sistemi di climatizzazione rispetto a quelli tradizionali sono nettamente più bassi. Nel caso in cui un impianto a PCG sia utilizzato sia per il riscaldamento che per il raffrescamento, il tempo di ritorno dell'investimento può variare da 3 a 5 anni; questo tempo si allunga fino a 10 anni se il sistema viene utilizzato unicamente in una delle due modalità. In Europa, il costo d'investimento specifico per un sistema a sonde verticali è stimato sui 3.000-6.000 Euro per un abitato di 100 m<sup>2</sup> tramite un pozzo di meno di 100 m di profondità. Altri effetti economici correlati all'uso di questi sistemi sono i bassi costi di manutenzione (non è necessaria una manutenzione regolare) e un'elevata durabilità, (oltre 50 anni per le sonde verticali e di diversi anni a seconda del contesto per i pozzi ad acqua di falda). La vita media delle pompe di calore geotermiche è di circa 40.000 ore di funzionamento, corrispondente a circa 20 anni.

**Tabella 1: Numero e capacità installata delle pompe di calore nei paesi UE nel 2007 e nel 2008\***

	2007		2008*	
	Nombre/ Number	Puissance/ Capacity (MWth)	Nombre/ Number	Puissance/ Capacity (MWth)
Sweden	298 049	2 682,0	320 687	2 909,0
Germany	115 813	1 273,9	150 263	1 652,9
France	102 456	1 127,0	121 886	1 340,7
Finland	38 912	827,9	46 412	857,9
Austria	40 549	454,1	48 641	544,8
Netherlands	15 230	392,0	19 310	508,0
Poland	10 000	133,0	11 000	180,0
Ireland	7 578	124,0	9 673	157,0
Italy	7 500	150,0	7 500	150,0
Czech Republic	6 965	112,0	9 168	147,0
United Kingdom	5 350	69,6	10 350	134,6
Denmark	11 250	123,8	11 250	123,8
Belgium	8 200	98,4	9 500	114,0
Estonia	3 913	50,1	4 874	63,0
Hungary	350	15,0	350	15,0
Slovenia	720	6,4	1 125	12,2
Lithuania	200	4,3	200	4,3
Romania	40	2,0	40	2,0
Greece	194	1,9	194	1,9
Slovakia	8	1,4	8	1,4
Bulgaria	19	0,3	19	0,3
Latvia	10	0,2	10	0,2
Portugal	1	0,2	1	0,2
<b>Total EU 27</b>	<b>673 307</b>	<b>7 649,5</b>	<b>782 461</b>	<b>8 920,2</b>

\*Stima.

Fonte: EurObserv'ER 2009



## **APPENDICE: IL BAROMETRO DEL SETTORE SOLARE TERMICO**

#### **BOX - I "Barometri" di EurObserv'ER**

*Il barometro EurObserv'ER, messo a punto dal consorzio Observ'ER (Observatoire des énergies renouvelables) con sede in Francia, al quale partecipano Observ'ER (Francia), ECN (Paesi Bassi), Eclareon (Germania), Institute for Renewable Energy (EC BREC I.E.O., Polonia), Jozef Stefan Institute (Slovenia) è pubblicato da Systèmes Solaires – Le Journal des Energies Renouveables. Tutti i barometri in versione bilingue inglese-francese sono scaricabili gratuitamente previa registrazione dal sito web <http://www.eurobserv-er.org/>. Si prevede di rendere disponibile a breve anche la versione italiana curata da ENEA.*

*La traduzione in italiano del barometro a partire dal 2009 è a cura dell'Ufficio Studi ENEA ed è realizzata grazie all'accordo tra EurObserv'ER, ENEA e la rivista QualEnergia che, già da tempo, ne curava la pubblicazione.*

*Il barometro misura lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili in ogni Stato membro europeo e valuta i progressi ottenuti per il raggiungimento degli obiettivi indicati dalle direttive europee sulle fonti energetiche rinnovabili e sui biocarburanti. I barometri sono pubblicati ogni due mesi e si riferiscono a tutte le fonti rinnovabili.*

*Nell'ambito del programma «Energia intelligente – Europa» cofinanziato da Ademe e dalla DG TREN, il Consorzio ha potuto estendere il barometro ai Paesi che progressivamente sono entrati a far parte dell'Unione Europea e ha reso possibile l'elaborazione di nuovi indicatori sui biogas, sulla biomassa solida e sulla frazione di rifiuti derivata dai materiali rinnovabili. E' stato inoltre sviluppato un sistema di informazione a livello geografico on-line, che consente agli utenti di visualizzare il database del barometro su mappe dinamiche.*

*Oltre alle misurazioni barometriche 'tematiche', che si concentrano sulle singole fonti energetiche rinnovabili ogni anno il gruppo EurObserv'ER pubblica un barometro 'riepilogativo', che riassume i progressi di tutti i settori e che confronta i progressi fatti con gli obiettivi comunitari. Questa panoramica riepilogativa affronta anche le tematiche relative all'energia solare e alle tecnologie che sfruttano l'energia delle onde e delle maree.*

## IL BAROMETRO DEL SETTORE SOLARE TERMICO

Il mercato europeo del solare termico è cresciuto in maniera spettacolare nel 2008 con oltre 4,6 milioni di m<sup>2</sup> installati rispetto ai 3,1 milioni di m<sup>2</sup> nel 2007. Ciò è dovuto principalmente al raddoppio del mercato tedesco, ma anche la forte crescita nei paesi del sud Europa ha giocato un ruolo chiave. Mentre il 2009 appare incerto, le prospettive di crescita a medio e lungo termine sono ancora entusiasmanti.

Il mercato solare termico dell'Unione Europea ha senza dubbio superato le previsioni con una crescita del 51,4% nel 2008, ossia circa 3.238,5 MWth (**tabella 1 e 2**). I collettori che forniscono questa potenza addizionale coprono una superficie di oltre 4,6 milioni di m<sup>2</sup>, cioè 1,6 milioni di m<sup>2</sup> in più del 2007, oltrepassando per la prima volta la soglia simbolica dei 4 milioni di m<sup>2</sup>.

**Tabella 1: Superfici installate annue nel 2007 nei paesi dell'Unione Europea per tipo di collettore (in m<sup>2</sup>) e potenza equivalente (in MWth)**

	Capteurs vitrés/ Glazed collectors			Total (m <sup>2</sup> )	Puissance équivalente (MWth) Equivalent power (MWth)
	Capteurs plans vitrés Flat plate collectors	Capteurs sous vide Vacuum collectors	Capteurs non vitrés Unglazed collectors		
Germany	846 000	94 000	20 000	960 000	672,0
Italy	278 000	52 000		330 000	231,0
France*	311 000	12 000	6 000	329 000	230,3
Austria	277 620	3 399	8 662	289 681	202,8
Greece	279 000	4 000		283 000	198,1
Spain	251 000	11 000	13 000	275 000	192,5
Czech Republic	18 900	6 100	74 100	99 100	69,4
Poland	47 032	21 115		68 147	47,7
Cyprus	65 000			65 000	45,5
Belgium	47 760	14 740	2 500	65 000	45,5
United Kingdom	27 000	27 000		54 000	37,8
Portugal	50 300			50 300	35,2
Netherlands	20 000		27 000	47 000	32,9
Sweden	15 554	9 911	20 435	45 900	32,1
Denmark	23 000	1 000	1 600	25 600	17,9
Ireland	14 872	4 799		19 671	13,8
Slovenia	10 300	1 700		12 000	8,4
Slovakia	7 740	1 260		9 000	6,3
Hungary	6 000	2 000		8 000	5,6
Malta	5 500			5 500	3,9
Bulgaria	5 000			5 000	3,5
Finland	3 000	1 000		4 000	2,8
Luxembourg	1 918			1 918	1,3
Latvia	1 500			1 500	1,1
Lithuania	700			700	0,5
Romania	500			500	0,4
Estonia	350			350	0,2
<b>Total EU 27</b>	<b>2 614 546</b>	<b>267 024</b>	<b>173 297</b>	<b>3 054 867</b>	<b>2 138,4</b>

\*Dipartimenti d'oltremare inclusi. - I decimali sono scritti con una virgola.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

**Tabella 2: Superfici installate annue nel 2008\* nei paesi dell'Unione Europea per tipo di collettore (in m<sup>2</sup>) e potenza equivalente (in MWth)**

	Capteurs vitrés/ Glazed collectors			Total (m <sup>2</sup> )	Puissance équivalente (MWth) Equivalent power (MWth)
	Capteurs plans vitrés Flat plate collectors	Capteurs sous vide Vacuum collectors	Capteurs non vitrés Unglazed collectors		
Germany	1 710 000	190 000	20 000	1 920 000	1 344,0
Spain	414 000	20 000	32 000	466 000	326,2
Italy	361 000	60 000		421 000	294,7
France**	372 000	16 000	6 000	394 000	275,8
Austria	343 617	4 086	15 220	362 923	254,0
Greece	295 000	5 000		300 000	210,0
Poland	89 820	39 812		129 632	90,7
Belgium	66 860	20 640	3 500	91 000	63,7
Czech Republic	26 500	8 500	55 000	90 000	63,0
Portugal	86 620			86 620	60,6
United Kingdom	47 250	33 750		81 000	56,7
Sweden	14 530	12 283	28 648	55 461	38,8
Netherlands	23 305		28 216	51 521	36,1
Ireland	31 727	11 883		43 610	30,5
Cyprus	39 270	843	439	40 552	28,4
Denmark	33 000			33 000	23,1
Slovakia	10 250			10 250	7,2
Slovenia	6 565	3 535		10 100	7,1
Hungary	10 000			10 000	7,0
Romania	10 000			10 000	7,0
Malta	3 758	3 241		6 999	4,9
Bulgaria	6 000			6 000	4,2
Finland	2 100		1 200	3 300	2,3
Latvia	1 500			1 500	1,1
Luxembourg	882			882	0,6
Lithuania	700			700	0,5
Estonia	350			350	0,2
<b>Total EU 27</b>	<b>4 006 604</b>	<b>429 573</b>	<b>190 223</b>	<b>4 626 400</b>	<b>3 238,5</b>

Fonti della tabella 2: AGEE-Stat (Germania), ASIT (Spagna), Assolterm (Italia), Enerplan (Francia), Observ'ER (Francia), Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (Austria), EC BREC I.E.O (Polonia), Ministry of Industry and Trade (Repubblica Ceca), ADENE (Portogallo), Solar Trade Association (Regno Unito), Belsolar (Belgio), Svensk Solenergi (Svezia), Statistics Netherlands, SEI (Irlanda), Energy Institute (Cipro), Plan Energi (Danimarca), Energy Centre Bratislava (Slovacchia), IJS (Slovenia), Gaiasolar ltd (Hungary), Viessmann Romania, MRA (Malta), Sofia Energy Center (Bulgaria), Direction de l'énergie (Lussemburgo), Solpros Ay (Finlandia), Motiva (Finlandia).

\*Stima. \*\*Dipartimenti d'oltremare inclusi. - I dati di mercato per le Repubbliche Baltiche non erano disponibili per l'indagine. In loro assenza, EurObserv'ER ha usato dati di mercato pubblicati lo scorso anno da ESTIF per il 2007. - I decimali sono scritti con una virgola.

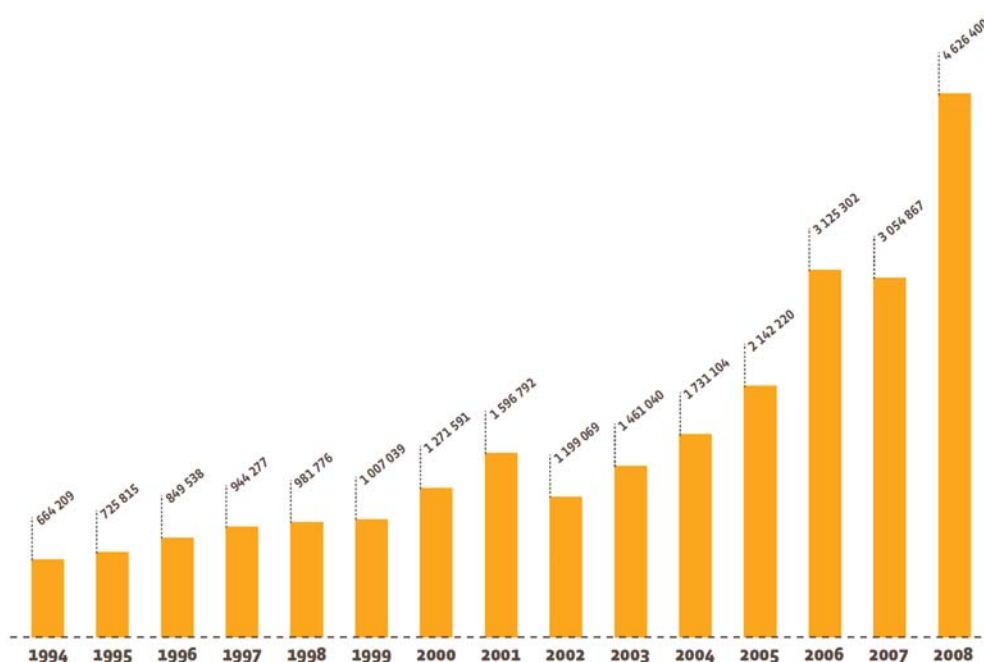
## UN MERCATO DI 3.238 MWth NELL'UNIONE EUROPEA

### CRESCITA IN AUMENTO

Dal 2006, la crescita del mercato del solare termico dell'Unione ha vacillato se paragonata con la performance dei tre anni precedenti (**grafico 1**). Una forte crescita è stata registrata nel 2006, seguita da una leggera contrazione nel 2007 ed una nuova stasi nel 2008. E' probabile che il mercato si contragga ulteriormente nel 2009 ma le previsioni per il 2010 sono più ottimiste. Il trend di lungo termine del mercato UE del solare termico con un tasso di crescita media annua del 17,5% dal 2000 è ancora molto positivo. Tuttavia, il mercato è ancora molto suscettibile agli andamenti economici ed ai prezzi dell'energia. La recessione nel mercato solare termico è stata causata dalle difficili condizioni economiche che hanno colpito nel 2007 il

mercato delle sostituzioni degli apparecchi per il riscaldamento, aggravata dall'aumento dei prezzi dell'energia che è stato a sua volta ampiamente responsabile della spettacolare crescita del mercato del solare termico nel 2008. Al contrario, il prezzo del petrolio è crollato alla fine dello scorso anno, come risultato diretto del calo della attività economica mondiale, e questo dovrebbe ancora avere effetti negativi sul mercato del 2009. I sistemi di incentivazione e le nuove norme relative alla costruzione e ristrutturazione di edifici (principalmente in Spagna, Portogallo e Germania), dovrebbero parzialmente compensare questo rallentamento ma da sole non sono sufficienti a sostenere i livelli di crescita che si sono verificati nel 2008. Tuttavia, l'industria è molto fiduciosa riguardo ai trend di medio e lungo termine del mercato solare.

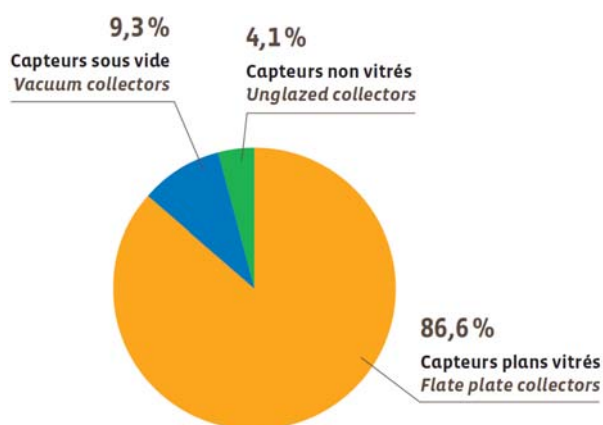
**Grafico 1: Evoluzione delle superfici installate annue nell'Unione Europea dal 1994 (in m<sup>2</sup>)**



\*Stima. Stati Membri inclusi alla data del loro ingresso.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

**Grafico 2: Mercato solare termico 2008 dell'Unione Europea suddiviso per tecnologia**



Fonte: EurObserv'ER 2009.

**I COLLETTORI VETRATI RAPPRESENTANO IL 95,9% DI TUTTE LE VENDITE**

I collettori vetrati, inclusi i collettori piani (86,6% delle vendite nel 2008) e i collettori sottovuoto (9,3% delle vendite) guidano il mercato con una quota del 95,9% (**grafico 2**). Essi vengono usati per la produzione di acqua calda domestica, ed anche per il riscaldamento e raffreddamento degli edifici. In Europa del sud, i serbatoi dell'acqua calda sono spesso posizionati fuori dagli edifici e direttamente connessi al collettore in quello che è conosciuto come termosifone. Nei paesi e regioni dove vi è meno insolazione, i pannelli sono costruiti (o fissati) sul tetto e i serbatoi dell'acqua calda sono posizionati dentro gli edifici vicino al sistema di riscaldamento. I collettori flessibili, non vetrati occupano il rimanente 4,1%, e sono principalmente usati per il riscaldamento delle

piscine e occasionalmente montati sul tetto per il riscaldamento degli edifici. La conoscenza di questo mercato tende ad essere più ridotta rispetto a quella del mercato dei collettori vetrati, prima di tutto perché le autorità pubbliche difficilmente, se non del tutto, tendono a favorirlo e in secondo luogo, i dati di vendita dei produttori non vengono costantemente registrati.

## **IL MERCATO DEL COLLETTIVO VA SEMPRE PIÙ IN ALTO**

Mentre le installazioni domestiche individuali sono la maggiore forma di applicazione del solare termico, il mercato del multi-uso sta incominciando ad espandersi soddisfacendo prima di tutto le richieste di acqua calda per il riscaldamento di edifici residenziali, edifici del settore terziario, hotel, impianti sportivi e complessi residenziali (abitazioni unifamiliari raggruppate), e spesso offrendo sistemi combinati per il riscaldamento ed il raffreddamento. La volontà politica di sviluppare questo tipo di applicazioni ha una forte influenza sui dati di penetrazione nel mercato nazionale. In Austria<sup>15</sup>, la quota del collettivo è stata fissata al 18% nel 2008 (complessi residenziali: 11%; hotel e infrastrutture per il tempo libero: 4%; e industria: 3%), mentre in Spagna, il mercato è stimato a circa 21,5%, ossia 100.000 m<sup>2</sup>. Nella terraferma francese il dato è 18,2%. La penetrazione del mercato è maggiore nel nord Europa - 55,2% del mercato svedese e 42% del mercato danese, grazie allo sviluppo del solare termico negli impianti sportivi (specialmente piscine). Gli altri paesi europei che hanno prodotto delle statistiche sul mercato del collettivo per il 2008 sono la Polonia (30,8%), la Repubblica Ceca (11,1%), Cipro (6,3%) e i Paesi Bassi (4,7%). Il teleriscaldamento è una delle applicazioni del collettivo che richiede installazioni solari termiche di ampia superficie, essendo facile combinare il solare con altre fonti energetiche (fossili o rinnovabili) o alimentare un preesistente sistema di teleriscaldamento. La Svezia è stata la prima ad installare sistemi di teleriscaldamento alimentati da collettori solari termici fin dagli anni 70. Oggi possiede 22 complessi di potenza per il solare. Ma è la Danimarca che detiene il record per la più grande installazione (18.189 m<sup>2</sup>) che alimenta il sistema di riscaldamento urbano della città di Marstal. Vi è un certo numero di piccoli sistemi solari termici per il riscaldamento che alimentano i quartieri residenziali o i condomini nei Paesi Bassi e Germania. Questa soluzione merita di essere sviluppata in Europa del sud, dove il clima è favorevole.

## **I PRINCIPALI MERCATI DELL'UNIONE EUROPEA**

### **Il raddoppio del mercato tedesco**

Secondo AGEEstat, il gruppo di lavoro sulle Statistiche delle Energie Rinnovabili del Ministero dell'Ambiente Tedesco, 1.920.000 m<sup>2</sup> di capacità di collettori solari termici è stata installata nel 2008, che è il doppio di quella del 2007 pari a 960.000 m<sup>2</sup>, superando di molto la capacità record installata nel 2006 (1.530.000 m<sup>2</sup>). Il dato fornito dall'associazione dell'industria solare (BSW) mostra 210.000 nuove installazioni di solare termico nel 2008 (portando le installazioni totali alla fine del 2008 a 1.244.000) incluse 170.204 che sono state coperte dal programma di incentivazione del mercato (MAP). Questo programma, il cui nuovo sussidio annuale è stato fissato a 500 milioni di € tra il 2009 e il 2012, finanzia boiler solari al tasso di 60 € per m<sup>2</sup> (o almeno 410 € per installazione) e 105 € per m<sup>2</sup> per i sistemi solari combinati (acqua calda + riscaldamento). La ragione principale di questa crescita è l'aumento molto intenso del costo del gas e del gasolio, che ha portato le famiglie a rimpiazzare i propri impianti per il riscaldamento con soluzioni più economiche e meno energivore. La caduta dei prezzi dell'energia e la crisi economica, che potrebbe avere un picco quest'anno, si confronterà con le previsioni di mercato per il 2009 e la BSW si aspetta una contrazione del 10% del suo mercato.

Tuttavia il mercato tedesco dovrebbe trarre beneficio dal nuovo decreto sulle fonti d'energia rinnovabile (EEG Wärme). Questa legge, che è in vigore dal 1 gennaio 2009, pianifica di raddoppiare la quota di riscaldamento verde dal 7 al 14% nel 2020. Rende obbligatorio l'uso di rinnovabili per il riscaldamento dei nuovi edifici (o progetti di ristrutturazione), ma lascia gli investitori liberi di scegliere la propria fonte d'energia. Coloro che optano per il solare termico dovranno installare 0,04 m<sup>2</sup> di collettori per m<sup>2</sup> di superficie riscaldata. In Germania, una casa nuova su quattro ha già un sistema solare termico installato, ma il potenziale di crescita nel

segmento della sostituzione dei boiler è enorme. Secondo la Associazione delle Industrie Tedesche per le tecnologie della Casa, Energia e Ambiente, solo il 12% dei 17 milioni di impianti per il riscaldamento del paese sono di recente produzione.

### **Il mercato spagnolo frenato dalla crisi degli alloggi**

L'Associazione Industriale Spagnola per il solare termico (ASIT) ha dichiarato una forte crescita del suo mercato con circa 466.000 m<sup>2</sup> installati nel 2008, un aumento del 69,5% rispetto al 2007. La maggior parte di questa crescita è dovuta alla effettiva implementazione del nuovo codice per l'edilizia (CDT - Código Técnico de la Edificación), che obbliga ogni nuova costruzione o progetto di rinnovo a coprire il 30-70% del fabbisogno di acqua calda domestica attraverso il solare termico. Le prospettive di crescita per il 2009 sono deboli con previsioni a 310.000 m<sup>2</sup>. Questo calo è l'effetto combinato della crisi economica e di quella degli alloggi che hanno inflitto un duro colpo alla Spagna confermato da 150.000 inattese nuove costruzioni nel 2009 - tutt'altra cosa rispetto alle 560.000 costruite nel 2008. Il paese mostra una cattiva performance rispetto al target di 5 milioni di m<sup>2</sup> del Piano per le Energie Rinnovabili 2005-2010. Il Ministero dell'Industria sta attualmente lavorando per definire la legge sulle energie rinnovabili e l'efficienza energetica e per implementare il nuovo Piano per le Energie Rinnovabili (PER 2011-2020). Questi due documenti dovrebbero portare un forte messaggio al settore solare termico, che permetterà alle aziende di affrontare meglio la crisi degli alloggi. Se la determinazione del governo spagnolo è reale, ASIT calcola che il mercato potrebbe salire dal 2010 ad un volume di almeno 500.000 m<sup>2</sup>.

### **Crescita di 400.000 m<sup>2</sup> installati in Italia**

Il mercato italiano è passato al terzo posto nell'Unione Europea con 421.000 m<sup>2</sup> di capacità installata nel 2008 secondo i dati forniti dall'Associazione Italiana Solare Termico (Assolterm). Tuttavia la crescita del mercato (+27,6%) è più lenta che in Germania e Spagna e casualmente, il mercato del 2007 si era consolidato a 330.000 m<sup>2</sup>. Le paure iniziali create dalla nuova legislazione (Decreto legge 185/08) per lo sviluppo del settore solare termico sono svanite. Originariamente il decreto è stato inteso a modifica del tasso di riduzione d'imposta del 55% e a fissazione di un limite di 80-100 milioni di € al fondo per la riduzione d'imposta. Infine l'atto è stato adottato dal Parlamento il 14 gennaio 2009, dopo che parecchi aggiustamenti sono stati fatti alle cifre. La riduzione del 55% della tassa sul costo totale dell'impianto solare è stata infine mantenuta, e prosegue dal 1 gennaio 2009, mentre l'intero tetto al fondo per la riduzione della tassa è stato abolito. Inoltre, questa riduzione fiscale sarà deducibile in 5 anni. C'è qualche incertezza se i sussidi alle installazioni saranno estesi, ma gli installatori del settore sono ottimisti. Mantenere questi sussidi è di vitale importanza in quanto la crisi economica colpirà lo sviluppo del mercato.

### **La Francia gode di condizioni di sviluppo ideali**

Il mercato francese gode di una stabile, ma non proprio esponenziale crescita. L'associazione per la promozione del solare Enerplan ha stimato il mercato della terraferma per il 2008 a 313.000 m<sup>2</sup> (253.000 m<sup>2</sup> installati nel 2007), composto da 42.000 scaldabagni solari indipendenti e 5.800 sistemi solari combinati. Le installazioni multi-utente stanno mostrando una forte crescita e sono stimate a 57.000 m<sup>2</sup>. Observ'ER aggiunge a questi dati ulteriori 6.000 m<sup>2</sup> di collettori non vetrati per il mercato delle piscine. Il dato sui collettori installati per i Dipartimenti e Comunità francesi d'oltremare è stimato a 75.000 m<sup>2</sup>, portando il mercato annuale francese nel 2008 a 394.000 m<sup>2</sup>, equivalenti a 275,8 MWth. Le autorità francesi hanno continuato a portare avanti i loro sforzi per promuovere il settore solare. I privati possono beneficiare di un credito d'imposta fino al 50% sul costo dell'impianto a cui si aggiungono i premi regionali (in alcune regioni si aggiunge fino a 100 € per m<sup>2</sup>) e ora le autorità locali regolarmente garantiscono premi. Le leggi derivanti dalla Tavola Rotonda sull'Ambiente di Grenelle dovrebbero aprire ancor di più questo mercato. Nel 2009 un fondo per il riscaldamento da rinnovabili è stato stanziato per il multi-uso negli edifici, ed anche un interesse dello zero per cento sul prestito può essere aggiunto al credito d'imposta. Il

restringimento della regolamentazione sul termico la cui entrata in vigore è prevista per il 2012 dovrebbe da parte sua incoraggiare l'intera adozione del solare termico nelle nuove costruzioni.

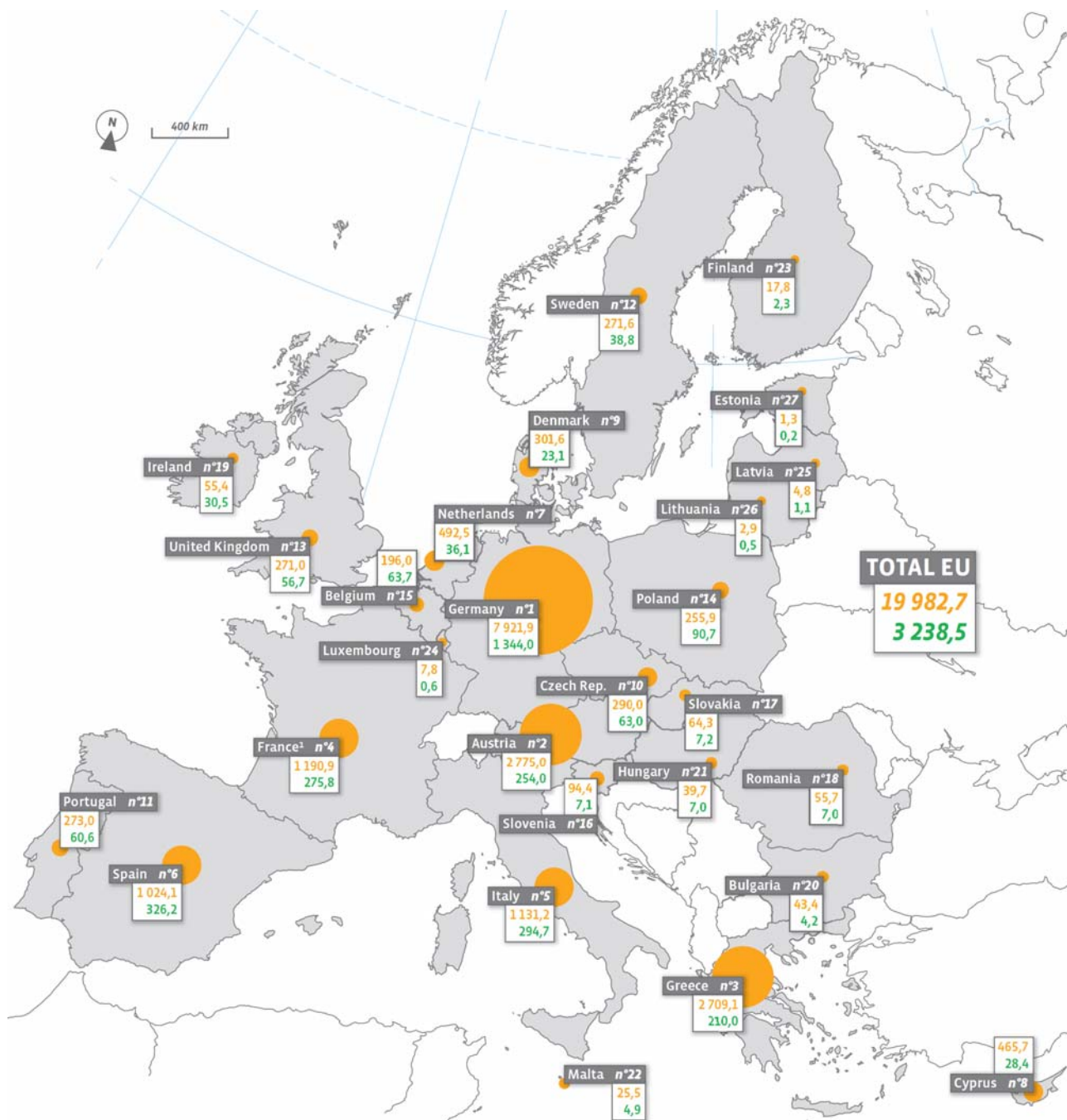
### **Il mercato austriaco si riprende**

Secondo lo studio annuale "Erneuerbare Energie in Österreich, Marktentwicklung 2008" condotto per conto del Ministero dei Trasporti, Innovazione e Tecnologia austriaco, il mercato del solare termico si è ripreso nel 2008, dopo essersi contratto leggermente nel 2007. Nel 2008 il dato sulla capacità installata era 362.923 m<sup>2</sup> rispetto 289.681 m<sup>2</sup> nel 2007, corrispondente ad una crescita da un anno all'altro del 25,3%. Il governo federale austriaco ha deciso di stimolare il mercato del solare termico nel segmento della ristrutturazione degli edifici come uno dei meccanismi di stimolo per l'intera attività economica. Oggi vengono offerti ai privati 2.500 € da investire in un sistema per il riscaldamento solare termico a condizione che il fabbisogno di riscaldamento annuale della casa non ecceda i 75 kWh per m<sup>2</sup>. La produzione di un certificato di efficienza energetica è un criterio per l'eleggibilità. Un'altra condizione è che l'area della superficie del collettore solare deve essere almeno 20 m<sup>2</sup>. Lo stato federale potrebbe riconoscere discrezionalmente in casi specifici delle riduzioni fino a 2.920 € dell'imponibile per la tassa sul reddito. Il governo federale premia le imprese con sussidi che coprono fino al 40% dei costi d'investimento a seconda dei livelli di efficienza energetica dell'installazione. Tuttavia il vero motore dietro la crescita del mercato austriaco sono i sussidi regionali stanziati da ogni stato. Uno dei più generosi è quello della Bassa Austria che ha aumentato i suoi sussidi ai sistemi per il riscaldamento da energie rinnovabili. La sovvenzione, in vigore da Aprile 2009, potrebbe essere di 5.000 € (precedentemente 2.950 €). Tuttavia questa è una soluzione temporanea, perché i sistemi di incentivazione potrebbero essere rivisti dopo il 31 dicembre 2009.

### **L'EUROPA SI AVVICINA A 20.000 MWth**

I dati di mercato sono più semplici da misurare della superficie totale dei sistemi solari termici in funzione per una semplice ragione – i calcoli devono tenere conto delle ipotesi di smantellamento dei dispositivi più vecchi. Le ipotesi di smantellamento formulate da EurObserv'ER sono di 20 anni (15 anni se installati prima del 1989) per i collettori vetrati e 12 anni per i collettori non vetrati. Le installazioni indipendenti che sono state ben conservate potrebbero avere una vita utile più lunga, ma se le installazioni vengono rinnovate, più moderni, efficienti collettori tendono ad essere installati. Dato che i collettori non vetrati sono più esposti alle condizioni climatiche, la loro vita utile tende ad essere più breve. Ovunque gli esperti nazionali contattati applicano ipotesi di smantellamento specifiche per il loro paese o quando sono state fornite ipotesi ufficiali, EurObserv'ER ha usato questi dati. Secondo tali ipotesi, l'area della superficie dei collettori solari termici in funzione nell'Unione Europea è di circa 28,6 milioni di m<sup>2</sup>, equivalenti a circa 20.000 MWth (**tabella 3**). La classifica dei paesi con la maggiore capacità vede al primo posto la Germania con oltre 11,3 milioni di m<sup>2</sup> in funzione, seguita dall'Austria (4 milioni di m<sup>2</sup>) e dalla Grecia (3,9 milioni di m<sup>2</sup>). La Francia (inclusi i territori d'oltremare) è quarta con 1,7 milioni di m<sup>2</sup>. Se questi dati vengono riesaminati in base alla superficie installata per abitante (**tabella 4**), Cipro è in testa con 843 m<sup>2</sup> ogni 1000 abitanti, che è 1,8 volte di più dell'Austria (475,8 m<sup>2</sup> ogni 1000 abitanti) e 2,4 volte di più della Grecia (345,1 m<sup>2</sup> ogni 1000 abitanti). Tuttavia l'Austria risulta il principale paese dell'Europa continentale con 3,5 volte in più di collettori installati per abitante della Germania, quarta in questa classifica. L'esempio di questo paese mostra che i paesi dell'Unione Europea hanno ancora molto ritardo da recuperare.

**Figura 1: Capacità solare termica installata nell'Unione Europea alla fine del 2008\* (in MWth)**



Legenda: 50 Capacità solare termica cumulata installata alla fine del 2008\* (in MWth) - 50 Capacità solare termica installata durante l'anno 2008\* (in MWth)

\*Stima. Dipartimenti e Comunità francesi d'oltremare inclusi - I decimali sono scritti con una virgola.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

**Tabella 3: Capacità cumulata\* dei collettori solari termici installati nell'Unione Europea nel 2007 e nel 2008\*\* (in m<sup>2</sup> e in MWth)**

	2007		2008	
	m <sup>2</sup>	MWth	m <sup>2</sup>	MWth
Germany	9 419 000	6 593,3	11 317 000	7 921,9
Austria	3 601 431	2 521,0	3 964 353	2 775,0
Greece	3 570 200	2 499,1	3 870 200	2 709,1
France***	1 351 850	946,3	1 701 300	1 190,9
Italy	1 195 577	836,9	1 616 010	1 131,2
Spain	997 036	697,9	1 463 036	1 024,1
Netherlands	673 033	471,1	703 632	492,5
Cyprus	625 200	437,6	665 313	465,7
Denmark	399 580	279,7	430 880	301,6
Czech Republic	324 215	227,0	414 215	290,0
Portugal	303 380	212,4	390 000	273,0
Sweden	345 000	241,5	388 000	271,6
United Kingdom	306 160	214,3	387 160	271,0
Poland	235 897	165,1	365 529	255,9
Belgium	192 513	134,8	280 013	196,0
Slovenia	124 756	87,3	134 856	94,4
Slovakia	81 670	57,2	91 920	64,3
Romania	69 600	48,7	79 600	55,7
Ireland	35 567	24,9	79 177	55,4
Bulgaria	56 000	39,2	62 000	43,4
Hungary	46 700	32,7	56 700	39,7
Malta	29 360	20,6	36 359	25,5
Finland	22 163	15,5	25 463	17,8
Luxembourg	10 332	7,2	11 214	7,8
Latvia	5 350	3,7	6 850	4,8
Lithuania	3 450	2,4	4 150	2,9
Estonia	1 470	1,0	1 820	1,3
<b>Total EU 27</b>	<b>24 026 490</b>	<b>16 818,5</b>	<b>28 546 750</b>	<b>19 982,7</b>

\*Tutte le tecnologie includono i collettori non vetrati. \*\* Stima. \*\*\* Dipartimenti d'oltremare inclusi - I decimali sono scritti con una virgola.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

## **UN SETTORE COMPLETAMENTE PRONTO AD AFFRONTARE LE SFIDE EUROPEE**

### **OLTRE 50.000 POSTI DI LAVORO NELL'UNIONE EUROPEA**

L'aumento del mercato dell'Unione Europea nel 2008 ha generato una quantità considerevole di posti di lavoro e ricchezza. Questa crescita è in parte dovuta al fatto che la maggior parte dei componenti integrati nei sistemi venduti in Europa sono prodotti sul suolo europeo ed anche al fatto che la vendita, l'installazione e la manutenzione degli impianti richiedono molta forza lavoro. La stima del numero di posti di lavoro e del fatturato generato dal settore solare termico europeo è resa più difficile dal fatto che i dati forniti dalle associazioni nazionali dei produttori e dai ministeri spesso comprendono differenti realtà. Comunque, sulla base dei dati del Ministero che seguono, EurObserv'ER stima il numero di posti lavoro generati dal settore solare termico ad oltre 50.000. Per quanto riguarda le vendite, queste dovrebbero superare la soglia dei 3 miliardi di € nel 2008. Il settore ha un potenziale molto alto per l'occupazione. ESTIF (European Solar thermal Federation) calcola che nel 2020 il settore potrebbe avere oltre 450.000 persone occupate a tempo pieno. Secondo il Ministero dell'Ambiente tedesco (BMU), il settore solare termico *tedesco* ha occupato direttamente ed indirettamente 17.400 persone

nel 2008 rispetto alle 12.100 nel 2007. Gli investimenti hanno generato 15.500 posti di lavoro, ai quali vanno aggiunti ulteriori 1.900 posti di lavoro nel monitoraggio e manutenzione degli impianti. Il settore gode di vendite attorno ai 1,2 miliardi di €. Gli indicatori della BSW per il settore solare termico tedesco sono ancora più alti. Essi fissano l'attività del solare termico tedesco a 1,7 miliardi di € (850 milioni nel 2007 e 1,2 miliardi nel 2006), il numero dei posti di lavoro (diretti ed indiretti) generati dal settore, in crescita da 15.000 nel 2007 a 25.000 nel 2008 (19.000 nel 2006). Le vendite nel solare termico **austriaco** (produzione, distribuzione, design e installazione) sono fissate attorno ai 590 milioni di € (385 milioni di € nel 2007). Secondo lo studio "Erneuerbare Energie in Österreich, Marktentwicklung 2008", questo dato si scompone in: 37% nella produzione, 32% nelle vendite e 31% nel disegno e installazione dei sistemi. Il settore austriaco ha anche creato 7.400 posti di lavoro a tempo pieno (6.500 nel 2007). L'industria austriaca lavora principalmente con l'export e nel 2008 ha esportato il 79,8% della sua produzione, ossia 1.301.980 m<sup>2</sup> su un totale di 1.632.200 m<sup>2</sup>. Questo dato si scompone in 94,7% di collettori piani, 1,1% di collettori sottovuoto e 4,2% di collettori non vetrati. La quota di import austriaco di collettori risulta marginale a 54.870 m<sup>2</sup>. L'occupazione è stata il maggiore beneficiario grazie allo sviluppo di altri principali mercati nell'UE. ASIT stima per il settore **spagnolo** 8.000 posti di lavoro per un turnover di circa 375 milioni di € (210 milioni nel 2007). Il settore **italiano** è simile per dimensioni con una forza lavoro di circa 10.000 unità con un valore di fatturato generato di 400 milioni di € secondo Assolterm. Anche il settore **francese** si sta espandendo con 6.500 posti di lavoro creati nel 2008 e vendite che si avvicinano ai 400 milioni di € secondo Enerplan. I dati sull'occupazione e il fatturato per il settore **greco** non erano disponibili al momento dello studio, ma nel 2007, la Grecia aveva già individuato 3.250 posti di lavoro per un turnover nella regione di 235 milioni di €.

**Tabella 4: Capacità solare termica in funzione ogni 1000 abitanti nel 2008\*\* (in m<sup>2</sup>/1.000 abitanti e in kWth/1.000 abitanti).**

	m <sup>2</sup> /1000 inhab	kWth/1 000 inhab
Cyprus	843,0	590,1
Austria	475,8	333,1
Greece	345,1	241,6
Germany	137,6	96,4
Malta	88,6	62,0
Denmark	78,7	55,1
Slovenia	66,6	46,6
Netherlands	42,9	30,0
Sweden	42,3	29,6
Czech Republic	39,9	27,9
Portugal	36,7	25,7
Spain	32,3	22,6
Italy	27,1	19,0
France***	26,7	18,7
Belgium	26,3	18,4
Luxembourg	23,2	16,2
Ireland	18,0	12,6
Slovakia	17,0	11,9
Poland	9,6	6,7
Bulgaria	8,1	5,7
United Kingdom	6,3	4,4
Hungary	5,6	4,0
Finland	4,8	3,4
Romania	3,7	2,6
Latvia	3,0	2,1
Estonia	1,4	1,0
Lithuania	1,2	0,9
<b>Total EU 27</b>	<b>57,4</b>	<b>40,2</b>

\*Tutte le tecnologie includono i collettori non vetrati. \*\* Stima. \*\*\* Dipartimenti d'oltremare inclusi - I decimali sono scritti con una virgola.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

## IL SETTORE ATTENDE DI RITORNARE A CRESCERE

Nel 2009 i produttori europei non sono in una situazione molto meno favorevole rispetto a quella in cui si trovavano nel 2008. Molti dei produttori hanno contato sulla forte, sostenuta crescita del mercato europeo, chiaramente segnata da una reale volontà politica di sviluppare il settore. Di conseguenza essi hanno investito milioni di € per la costruzione di nuovi impianti e linee di produzione. Il mercato ha dimostrato di essere molto più vulnerabile alla situazione economica rispetto alle aspettative e soprattutto alle variazioni dei prezzi dell'energia e della materia prima (principalmente rame). La caduta del costo del petrolio, che è crollato del 70% in pochi mesi da \$140 per barile nel giugno 2008 a \$40 sei mesi dopo, ha penalizzato inevitabilmente il mercato delle applicazioni solari termiche. Allo stesso modo, il decollo delle

vendite dei sistemi solari nei primi tre trimestri del 2008 difficilmente può essere visto in maniera scollegata dall'esplosione del prezzo del petrolio.

**Tabella 5: Aziende rappresentative del settore solare termico dell'Unione Europea nel 2008**

Entreprises Companies	Pays Countries	Activité Activity	Chiffre d'affaires 2008 (M€) Turnover 2008 (M€)	Capacité de production de capteurs en 2009 Collector production capacity in 2009
Bosch Thermotechnik	Allemagne Germany	Fournisseurs d'équipement de chauffage dont systèmes solaires Heating equipment supplier of which solar thermal accounts for	443*	800 000 m <sup>2</sup>
Viessmann	Allemagne Germany	Fournisseurs d'équipement de chauffage dont systèmes solaires Heating equipment supplier of which solar thermal accounts for	391**	800 000 m <sup>2</sup>
Vaillant	Allemagne Germany	Fournisseurs d'équipement de chauffage dont systèmes solaires Heating equipment supplier of which solar thermal accounts for	171**	250 000 m <sup>2</sup>
Solvis	Allemagne Germany	Fournisseur de systèmes solaires thermiques Solar thermal heating systems supplier	72	500 000 m <sup>2</sup>
Wagner & Co Solartechnik	Allemagne Germany	Fournisseur de systèmes solaires thermiques Solar thermal heating systems supplier	n.a.	460 000 m <sup>2</sup>
GREENoneTEC	Autriche Austria	Fabricants de capteurs plans vitrés et sous vide Flat plate & vacuum collectors	117	1 600 000 m <sup>2</sup>
Clipsol	France France	Fournisseur de systèmes solaires thermiques Solar thermal heating systems supplier	14	100 000 m <sup>2</sup>
Isofotón	Espagne Spain	Fournisseur de systèmes solaires thermiques Solar thermal heating systems supplier	n.a.	100 000 m <sup>2</sup>

\*Attività del gruppo nel solare termico. \*\*Attività del gruppo nelle energie rinnovabili.

Fonte: EurObserv'ER 2009.

La contrazione attesa in determinati mercati (soprattutto la Spagna) nel 2009 e il rallentamento della crescita nella maggior parte dei paesi UE dovrebbe portare all'industria europea problemi di vendite e di eccessiva capacità produttiva. Se in questa situazione si prendesse come esempio il mercato fotovoltaico, potrebbe scoppiare una guerra dei prezzi che indebolirebbe un certo numero di produttori. Tuttavia l'industria europea nel suo complesso è fiduciosa riguardo le prospettive di crescita del mercato a medio e lungo termine. Gli obiettivi della direttiva europea rilanciati dai governi incoraggeranno nei prossimi 12 anni il rinnovo di milioni di applicazioni energivore per il riscaldamento con nuovi sistemi costo-efficienti basati su energia rinnovabile. L'inizio di una ripresa economica è atteso durante il 2010, e questo dovrebbe con ogni probabilità coincidere con la ripresa della crescita del mercato solare termico.

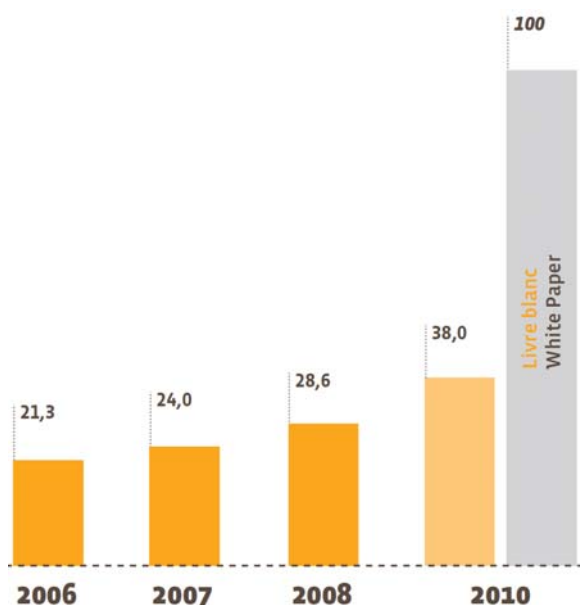
## LA CAPACITÀ PRODUTTIVA EUROPEA INCREMENTA NOTEVOLMENTE

I produttori europei del solare termico hanno rivolto la crescita di mercato a proprio vantaggio. Più specificamente, i maggiori produttori di sistemi per il riscaldamento che diversi anni fa hanno capito che la maggior parte del business del mercato del riscaldamento non poteva basarsi su applicazioni che utilizzano esclusivamente fonti fossili, hanno nettamente aumentato

le loro capacità produttive per sistemi di riscaldamento verdi (**tabella 5**). Per esempio, **Bosch Thermotechnik** ha annunciato lo scorso luglio che aumenterà la sua produzione di collettori solari termici in Germania attraverso la costruzione di un nuovo impianto in Wettringen (4,9 milioni di € di investimento), la cui entrata in funzione è a giugno 2009, e dovrebbe occupare circa 200 persone. Esso permetterà all'industriale tedesco di incrementare la sua capacità produttiva di 350.000 collettori, portando la sua capacità annuale a 800.000 m<sup>2</sup>. Questi collettori saranno venduti sotto i marchi Buderus e Junkers. Nel 2008, Bosch Thermotechnik ha incrementato le sue vendite di solare termico del 44% per circa 443 milioni di €, ossia 14,8% del fatturato totale del gruppo (2.987 milioni di € nel 2008). Il gruppo tedesco **Viessmann**, numero tre europeo nel mercato termico, è stato uno dei primi ad anticipare il forte potenziale del mercato solare termico internazionale, ed ha annunciato lo scorso ottobre di aver accumulato vendite di collettori per oltre 2 milioni di m<sup>2</sup> – l'equivalente di 280 campi da calcio. Gli investimenti fatti nel suo impianto francese di Faulquemont nel 2007 – 10 milioni di € per costruire due nuove linee di produzione (pienamente operative da agosto 2008) – hanno dato al gruppo una capacità annuale di 600.000 m<sup>2</sup> di collettori piani in questo sito. Il gruppo ha inoltre acquisito la quota maggioritaria del produttore cinese Eurocone, in Beijin, che realizza tubi sottovuoto per il mercato europeo. Anche l'assemblaggio dei tubi per la produzione di collettori avviene nel suo impianto di Faulquemont, fornendogli una capacità produttiva addizionale di circa 200.000 m<sup>2</sup>. Nel 2008, i sistemi ad energia rinnovabile ammontavano per quasi un quarto (23% ossia 391 milioni di €) delle vendite di Viessmann (1,7 miliardi di €). Il gruppo sottolinea che le energie rinnovabili hanno contribuito per quasi metà (48%) di questo incremento nel suo fatturato che è cresciuto del 20% rispetto al 2007. Dal 2008, il gruppo tedesco **Vaillant** ha prodotto collettori piani per il mercato nazionale. Dalla metà del 2008, 500 collettori solari termici sono usciti ogni giorno dalla sua fabbrica di Gelsenkirchen che ha una capacità produttiva annuale di circa 100.000 collettori (250.000 m<sup>2</sup> all'anno). Un'altra linea di produzione, delle stesse dimensioni, è attualmente in costruzione nel suo impianto francese a Nantes. Questi collettori saranno inizialmente prodotti per i mercati di Germania, Spagna, Francia, Italia, Austria e Olanda, successivamente le vendite verranno estese ai mercati dell'Europa del nord e dell'est. Il gruppo Vaillant ha avuto un fatturato di 2.438 milioni di € nel 2008, 7% dei quali (171 milioni di €) deriva dal suo business nelle energie rinnovabili (solare termico e pompe di calore). Nel 2008, le vendite del gruppo di sistemi solari termici sono incrementate del 60% rispetto al 2007, mentre quelle di pompe di calore sono incrementate del 55%. Accanto a questi maggiori gruppi mondiali nel settore termico che producono e vendono sistemi completi (collettori, caldaie di tipo top-up, serbatoi per l'acqua calda, regolatori, ecc.), vi sono altri produttori che hanno scelto di concentrarsi su assorbitori e collettori. Questa strategia ha funzionato particolarmente bene per il produttore austriaco, **GREENoneTEC**, che nell'arco di pochi anni è diventato il produttore leader mondiale di collettori. L'azienda esporta oltre l'85% della propria produzione in circa quaranta paesi e possiede una quota del 25% del mercato europeo. La compagnia ha deciso di non vendere i collettori sotto il proprio nome, ma piuttosto di rifornire gli assemblatori di pacchetti che distribuiscono i sistemi sotto il proprio marchio. Nel 2008, GREENoneTEC ha superato per la prima volta la soglia di un milione di m<sup>2</sup> di produzione in un solo anno con 1.100.000 m<sup>2</sup> nel 2008 rispetto a 730.000 m<sup>2</sup> nel 2007. La compagnia, la cui capacità produttiva è già di 1.600.000 m<sup>2</sup>, mira nei prossimi anni a incrementare la propria capacità nella fabbrica di St. Veit (Carinzia) a 3.000.000 m<sup>2</sup>. Nel 2008, la compagnia, che occupa 410 persone, ha un fatturato di 117 milioni di €. Vi sono attori storici del settore che sono completamente specializzati nella produzione e vendita di sistemi basati sull'energia rinnovabile. Anch'essi hanno investito in nuova capacità produttiva. Un esempio è il produttore tedesco, **Solvis**, che ha investito 8 milioni di € nel 2008 per incrementare la capacità produttiva da 200.000 m<sup>2</sup> a 500.000 m<sup>2</sup> a partire da aprile 2009. L'anno scorso, Solvis ha visto il suo fatturato praticamente raddoppiare (+95%) a 72 milioni di €. Allo stesso tempo il suo numero di addetti è salito da 220 a 330. Recentemente, la tedesca **Wagner & Co Solartechnik** ha commissionato un nuovo impianto di produzione a Kirchhain (Assia) che produrrà 200.000 collettori all'anno (460.000 m<sup>2</sup>) – l'equivalente di 60 campi da calcio. Questo impianto ha anche il merito di essere autosufficiente energeticamente, soprattutto grazie al suo impianto fotovoltaico su tetto da 250 kWp. **Kingspan Renewable** è stata creata nella tarda estate del 2007, a seguito dell'acquisto di Thermomax, il produttore di collettori sottovuoto del gigante irlandese dei materiali isolanti, Kingspan. Thermomax è stata una delle aziende leader nel

mercato solare termico dei collettori sottovuoto a collaborare con la tedesca **Ritter Solar**. Un anno dopo, la nuova divisione per le vendite Ambiente e Rinnovabili di Kingspan contribuisce per il 16% delle vendite totali del gruppo. Mentre la complessiva attività di questa divisione è in calo (266,7 milioni di €, 9% in meno rispetto al 2007), le vendite dei prodotti di Thermomax (ora venduti dalla filiale Kingspan Solar) sono state eccezionali, registrando una crescita del 66% nel 2008. Il gruppo, che mira ad una crescita ancora più consistente in questo settore, sta considerando di incrementare la sua capacità produttiva del 300% nel 2009. Clipsol, creata nel 1979 con sede a Aix-les-Bains, è il leader francese nel mercato solare termico del multi-utente. E' in crescita da inizio millennio, una volta istituito il "Plan soleil" in Francia. Nell'autunno 2008, il gruppo franco-belga del settore energia GDF Suez è diventato il suo azionista di maggioranza (51%), il che dovrebbe aprire le porte della compagnia a nuovi mercati. **Clipsol** ha una gamma di sistemi termici individuali, multi-utente e industriali. La compagnia copre tutte le fasi della produzione dal disegno del prodotto alla produzione, e lo fa esclusivamente nei suoi 3 siti di produzione in Savoia. Il fatturato di Clipsol tra il 2007-2008 ha raggiunto 14 milioni di €, un aumento del 16% da un anno all'altro. La compagnia ha una capacità produttiva di prodotti solari termici di 80.000-100.000 m<sup>2</sup>.

**Grafico 3: Confronto del trend attuale con gli obiettivi del Libro Bianco (in m<sup>2</sup>)**



*I decimali sono scritti con una virgola.*

Fonte: EurObserv'ER 2009.

imminente studio di ESTIF, il solare termico potrebbe rappresentare oltre il 10% della produzione addizionale di energia rinnovabile necessaria per raggiungere l'obiettivo dell'Unione Europea del 20% entro il 2020.

### **2010 – EMERGENDO DALLA CRISI**

Alla forte crescita del mercato solare termico registrata nel 2008 dovrebbe seguire un anno un po' più tranquillo. Il mercato probabilmente si contrarrà nel 2009 essenzialmente a causa del crollo atteso nel mercato spagnolo combinato con un calo di circa il 10% previsto nel mercato tedesco. Anche la crescita della maggior parte degli altri paesi dell'Unione Europea potrebbe essere colpita dalla crisi economica. Perciò il 2009 dovrebbe essere un anno di pausa, in cui i produttori dovranno aspettare se vogliono trarre vantaggio dalla svolta nel mercato solare termico attesa durante il 2010. Mettendo assieme tutti questi elementi, EurObserv'ER stima il mercato a circa 4,5 milioni di m<sup>2</sup> nel 2009 e a 5,5 milioni nel 2010. Tenendo presente la disattivazione attesa nei prossimi due anni, la capacità operativa dell'Unione europea dovrebbe raggiungere 38 milioni di m<sup>2</sup> entro la fine del 2010 (**grafico 3**). Il mercato europeo ha solide basi, sostenute dai quadri normativi nazionali (come la regolamentazione del calore negli edifici) e vari sistemi di incentivazione. Il settore ha notevoli possibilità di espansione. Secondo un

