



ENEA

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

Ricerca
e innovazione
per un futuro
low-carbon

Le Fonti
Rinnovabili 2010

LE FONTI RINNOVABILI 2010

Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon

2010 ENEA

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie,
l'energia e lo sviluppo economico sostenibile
Lungotevere Thaon di Revel, 76 00196 Roma

ISBN 978-88-8286-224-4

In copertina:

Gloria Tranchida, *"Eolico"*, 2006, cm 70 x 100

cartone riciclato e tecnica mista su tela

per gentile concessione dell'autore

gloriatranchida@yahoo.it



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

LE FONTI RINNOVABILI 2010

Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon

Contributi¹

Il Rapporto è stato curato dall'Ufficio Studi dell'ENEA

Responsabile del coordinamento scientifico: *Carlo Manna*

Responsabile del coordinamento redazionale: *Andrea Fidanza*

Hanno collaborato:

Capitolo 1: *A. Fidanza, M. Leonardi (WWF Italia)*

Capitolo 2: *B. Baldissara, U. Ciorba, A. Fidanza, M. Gaeta, F. Gracceva, M.C. Tommasino*

Capitolo 3: *T. Franci (REF), E. Zanchini (Legambiente)*

Capitolo 4: *A. Fidanza; M. Leonardi (WWF Italia)*

Capitolo 5: *G. Coletta, D. Palma, M.C. Tommasino*

Appendice – Schede tecnologiche: *A. Baietto (CEGL), F. Batini (CEGL), G. Braccio, M. Calisi, C. Clementel, F. Fabrizi, R. Farina, M. Gallanti (ERSE), D. Marano, S. Notarnicola (Ambiente Italia), V. Pignatelli, L. Pirazzi, R. Roberto, V. Sabatelli, E. Salvatici (CEGL), V. Verga (Assolterm)*

¹ Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato.

PREFAZIONE

La recente crisi economica, le incertezze legate ai costi e all'approvvigionamento dell'energia, il crescente livello delle emissioni e il rischio di cambiamenti climatici, mettono seriamente in discussione la sostenibilità dell'attuale sistema economico-produttivo mondiale.

È opinione condivisa che gli interventi prioritari da assumere, a livello globale, per affrontare tali problematiche, riguardino in primo luogo la diffusione di tecnologie e di comportamenti per un uso razionale dell'energia. Ma se gli interventi sull'efficienza, in particolare negli usi finali dell'energia, costituiscono una condizione necessaria per affrontare le sfide dell'energia e del clima, una prospettiva di lungo termine non può essere affrontata se non accelerando l'impegno nella ricerca e nello sviluppo di tecnologie, che consenta da una parte un ricorso *pulito* alle fonti fossili, e dall'altra il pieno utilizzo delle fonti rinnovabili.

La definizione di una strategia nazionale di lungo periodo per l'Italia nel settore dell'energia, e in particolare in quello delle rinnovabili, è condizione necessaria per ridurre le numerose barriere che ne ostacolano lo sviluppo. In questo senso, le politiche che verranno adottate dovranno realizzare il necessario equilibrio tra strumenti che consentano la creazione di una adeguata domanda di tecnologie per le rinnovabili - con particolare attenzione al livello di efficacia dei meccanismi di incentivazione - e strumenti in grado di stimolare l'innovazione e lo sviluppo tecnologico.

Sul perseguimento di questi obiettivi peserà l'entità degli investimenti, pubblici e privati, che verranno destinati allo sviluppo e alla industrializzazione di sistemi tecnologici innovativi ma, soprattutto, la capacità di focalizzare su opzioni tecnologiche prioritarie questi investimenti, in una logica di cooperazione tra strutture della ricerca e sistema industriale.

In questa ottica, l'obiettivo comunitario assegnato all'Italia per il 2020, che prevede una copertura del 17% di consumi finali con energia da fonti rinnovabili, rappresenta uno stimolo allo sviluppo e alla diffusione di nuove tecnologie che, rispondendo a importanti e urgenti questioni che si pongono oggi sul piano energetico e ambientale, possono essere in grado di promuovere la crescita economicamente sostenibile del paese.

A partire da queste premesse, il nuovo Rapporto sulle fonti rinnovabili dell'ENEA, nel fornire una visione d'insieme sullo stato dell'arte e sulle dinamiche in atto a livello nazionale e internazionale, propone un ragionamento complessivo su potenzialità, prospettive e barriere allo sviluppo.

Cogliendo le indicazioni del legislatore che, con l'istituzione dell'Agenzia, ha voluto sottolinearne il ruolo nel campo dei "servizi avanzati nei settori dell'energia", il Rapporto testimonia l'impegno dell'ENEA a supporto del decisore pubblico sul piano delle politiche energetiche e ambientali e, sul piano delle tecnologie, a sostegno di quei processi di qualificazione e di innovazione tecnologica necessari all'impresa per conseguire uno sviluppo competitivo e sostenibile.

Giovanni Lelli

Commissario ENEA

INTRODUZIONE

La corsa mondiale alle rinnovabili per un futuro *low-carbon* è cominciata: l'Italia può e deve parteciparvi

Paolo Frankl

Capo Divisione Energie Rinnovabili, Agenzia Internazionale per l'Energia

I trend globali odierni di domanda e offerta di energia sono chiaramente insostenibili da un punto di vista ambientale, economico e sociale. Il settore energetico si trova ad affrontare quattro sfide principali: la minaccia di un cambiamento climatico con potenziali effetti distruttivi ed irreversibili, la riduzione progressiva della sicurezza degli approvvigionamenti, la crescita e volatilità dei prezzi dell'energia e la crescente domanda energetica nei Paesi in via di sviluppo. Non è esagerato affermare che uno sviluppo economico sostenibile sarà possibile solo se il mondo saprà garantire un'offerta di energia affidabile a prezzi accessibili ed effettuare una rapida trasformazione verso approvvigionamenti energetici a basso contenuto di carbonio, efficienti e rispettosi dell'ambiente.

In particolare per quanto attiene al cambiamento climatico, nel Comunicato conclusivo del Meeting Ministeriale del 2009, i Ministri dei Paesi IEA (International Energy Agency) hanno notato che *"i costi di non-azione sono maggiori dei costi di azione"* e che *"gli scenari della IEA mostrano che le emissioni di gas effetto serra dovranno iniziare a diminuire significativamente entro i prossimi dieci-quindici anni"*. Essi hanno anche espresso l'intenzione di *"condividere con tutti gli altri Paesi l'obiettivo di ridurre almeno del 50% le emissioni globali al 2050"* e hanno riconosciuto l'obiettivo di *"ridurre le emissioni complessive di gas effetto serra dei Paesi sviluppati di almeno l'80% rispetto al 1990"*. Per raggiungere questi ambiziosi obiettivi occorrerà attuare una rivoluzione negli usi e nella produzione di energia e sviluppare un portfolio di tecnologie energetiche *low-carbon*, di cui le fonti rinnovabili costituiranno parte essenziale. Il recente Scenario 450 del *World Energy Outlook (WEO) 2009* – compatibile con una concentrazione atmosferica della CO₂ a lungo termine di 450 ppm e una probabilità del 50% di contenere l'aumento della temperatura media globale entro 2 gradi centigradi – prevede una crescita della quota delle fonti rinnovabili nella produzione mondiale di energia elettrica dall'attuale 18% al 37% nel 2030. Le sole fonti non-idroelettriche crescono in questo scenario dal 2% attuale al 18% – stessa quota del nucleare a livello mondiale al 2030 – aumentando di più di dieci volte in termini assoluti. Nello Scenario 450 il 23% della riduzione delle emissioni al 2030 rispetto allo scenario di riferimento è dovuta alle fonti rinnovabili (incluso un 3% dai biocombustibili per il trasporto) che danno quindi il secondo contributo più importante alla riduzione delle emissioni dopo l'efficienza energetica.

Per raggiungere tali obiettivi di diffusione delle fonti rinnovabili saranno necessari ingenti investimenti a livello globale. Nello Scenario 450 per il settore elettrico, il *WEO 2009* stima dei livelli di investimento in nuove installazioni da tecnologie energetiche rinnovabili (escluso il grande idroelettrico) dell'ordine di 140 miliardi di dollari per anno nel periodo 2010-2020 e di circa 280 miliardi di dollari per anno nel decennio successivo.

Quanto siamo distanti da questi obiettivi? I trend di crescita degli investimenti e i dati relativi alla nuova capacità installata di fonti rinnovabili a livello mondiale negli ultimi anni sono incoraggianti. A livello europeo, sia nel 2008 che nel 2009 le nuove installazioni da fonti rinnovabili hanno superato quelle da fonti convenzionali nel settore elettrico, rappresentando oltre il 60% del totale nel 2009. L'eolico è diventato la prima fonte in assoluto in termini di nuove installazioni nel 2009, con una quota del 39%.

Sebbene minore in termini assoluti, lo sviluppo del fotovoltaico in Europa procede a ritmi serrati, con una capacità complessiva installata a fine 2009 di 10 GW, ovvero quasi la metà dei 22 GW totali installati a livello mondiale. Il solare a concentrazione conosce un nuovo revival dal 2006, soprattutto in Spagna e negli Stati Uniti. L'interesse in questa tecnologia si espande oggi a tutta l'area mediterranea e medio-orientale, dove sono in corso di costruzione o sviluppo diversi progetti dimostrativi di grandi dimensioni. Nei prossimi anni, inoltre, è prevedibile una diffusione accelerata delle fonti rinnovabili nell'Unione Europea, grazie alla Direttiva sull'uso dell'energia da fonti rinnovabili. La stessa Direttiva permette l'importazione da Paesi Terzi, incoraggiando quindi anche lo sviluppo delle rinnovabili in aree circostanti l'Europa, prima fra tutte l'area mediterranea.

Negli Stati Uniti il mercato dell'eolico è cresciuto del 39%, con 10 GW installati nel 2009. Oltre 3 GW di solare termico a concentrazione sono in corso di costruzione o progettazione. Anche il mercato del fotovoltaico è in accelerazione, e supererà probabilmente il mercato giapponese già nel 2010.

Ma le fonti rinnovabili crescono rapidamente anche in altre parti del mondo, soprattutto nelle grandi economie emergenti. Per il terzo anno di seguito, la capacità eolica installata in Cina è raddoppiata e nel 2009, con 12 GW di nuove installazioni, la Cina è diventata il primo mercato per l'eolico a livello globale. Già primo produttore mondiale di moduli fotovoltaici, il gigante asiatico conta oggi un numero impressionante di impianti fotovoltaici in costruzione o progettazione sul proprio territorio. L'India ha recentemente approvato un programma di sviluppo molto ambizioso per l'energia solare. Oltre che ingenti nuove realizzazioni di grandi impianti idroelettrici, il Brasile prevede nuove installazioni per complessivi 15 GW entro il 2018 da eolico, piccolo idroelettrico e biomassa. Infine anche il Sud Africa e la Russia stanno introducendo nuovi strumenti legislativi per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

La rapida evoluzione dei mercati delle fonti rinnovabili ha due importanti implicazioni. La prima è la prevedibile diminuzione dei costi che, grazie alle economie di scala e di volume, aumenterà la competitività delle fonti rinnovabili rispetto a quelle convenzionali. La seconda è un'evidente opportunità di business che attrae sempre più numerosi e nuovi investitori nel campo delle rinnovabili, anche tra quelli non tradizionalmente impegnati nel settore energetico.

I trend globali a tale proposito sono molto chiari. Gli investimenti annuali in nuova capacità installata sono decuplicati in sei anni, passando da circa 10 miliardi di dollari/anno nel 2003 al picco assoluto di poco oltre 100 miliardi di dollari nel 2008. Nonostante la crisi finanziaria ed economica, tale livello è rimasto sostanzialmente stabile anche nel 2009, grazie ad una crescita significativa degli investimenti nei Paesi asiatici, soprattutto in Cina, che ha compensato la decrescita osservata in Europa ed in America. Anche i pacchetti di stimolo economico adottati in vari Paesi hanno aiutato a stabilizzare gli investimenti, anche se il maggiore impatto di questi aiuti economici sarà percepibile nel biennio 2010-11, per il quale è previsto un nuovo record di investimenti in energie rinnovabili a livello mondiale.

Se i pacchetti di stimolo economico saranno probabilmente importanti nei prossimi due-tre anni, in un orizzonte temporale più lungo sarà determinante combinare tali strumenti di breve termine con politiche di supporto efficaci ed economicamente efficienti, al fine di sostenere la diffusione delle fonti energetiche rinnovabili al tasso di crescita necessario per un futuro sistema energetico *low-carbon*. In particolare sarà necessario migliorare le politiche esistenti e introdurre nuove in un numero sempre più crescente di Paesi.

La IEA ha recentemente svolto un'analisi comparativa dell'efficacia delle varie politiche di promozione delle energie rinnovabili nel mondo (*Deploying Renewables - Principles for Effective Policies - 2008*) ed ha concluso che, malgrado i recenti pro-

gressi, vi è un importante potenziale di miglioramento per le politiche di sostegno alle rinnovabili in molti Paesi. Lo studio identifica inoltre cinque principi fondamentali, sui quali basare politiche a favore delle energie rinnovabili realmente efficaci ed economicamente efficienti:

- la rimozione delle barriere non-economiche, come ad esempio: gli ostacoli amministrativi, gli ostacoli all'accesso alla rete, una struttura non ottimale del mercato dell'energia elettrica, la mancanza d'informazioni e formazione; il superamento delle problematiche di accettazione sociale al fine di migliorare il funzionamento del mercato e delle politiche;
- la necessità di un quadro di supporto economico prevedibile e trasparente per attirare gli investimenti;
- l'introduzione di incentivi transitori, che devono diminuire col passare del tempo, al fine di promuovere e monitorare le innovazioni dal punto di vista tecnologico e portare le tecnologie energetiche rinnovabili rapidamente verso la competitività di mercato;
- lo sviluppo e l'attuazione di incentivi appropriati che garantiscano un livello specifico di supporto alle diverse tecnologie in base al loro livello di maturità tecnologica, al fine di sfruttare il significativo potenziale del grande portfolio di tecnologie energetiche rinnovabili necessario per un futuro *low-carbon*;
- La dovuta considerazione dell'impatto- conseguente ad una penetrazione su vasta scala delle tecnologie energetiche rinnovabili – sul sistema energetico nel suo complesso, in particolare nei mercati energetici liberalizzati, con la dovuta attenzione all'efficienza degli investimenti e all'affidabilità del sistema.

Dove si colloca l'Italia nel contesto europeo e globale e rispetto al potenziale di sviluppo delle rinnovabili e delle politiche per il loro supporto? Si possono fare alcune considerazioni che evidenziano i punti di forza e di debolezza della situazione italiana e lo stato attuale delle politiche in favore delle rinnovabili.

Da un lato, l'analisi della IEA evidenzia un notevole potenziale per le fonti rinnovabili in Italia. Lo sviluppo delle energie rinnovabili contribuisce infatti non solo alla mitigazione dell'effetto serra ma può fornire un contributo importante al Paese in termini di sicurezza energetica e di sviluppo economico. Oltre all'eolico, vi è un potenziale notevole in termini di biomasse e biogas per la cogenerazione, di solare per la produzione di energia elettrica e di calore, nonché di utilizzo della geotermia. Va poi sottolineato che lo sviluppo di una filiera industriale delle fonti rinnovabili è pienamente compatibile con il tessuto economico italiano, caratterizzato da una presenza diffusa sul territorio di piccole e medie imprese.

Tuttavia, nel periodo preso in esame dalla IEA (2000-2005), a fronte di una diffusione delle rinnovabili sostanzialmente limitata, il sistema italiano figura tra i più cari al mondo per kilowattora di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile, a causa sia degli alti costi dell'energia convenzionale che degli elevati incentivi per le rinnovabili. Tale situazione è anche il risultato degli effetti negativi combinati di importanti barriere non economiche, quali: vischiosità amministrative, complesse procedure di autorizzazione, mancanza di chiarezza nella suddivisione delle competenze tra i numerosi enti pubblici interessati, difficoltà di accesso alla rete e problematiche di accettazione sociale. Inoltre, il sistema d'incentivi *technology-neutral* predisposto a suo tempo in Italia, che avrebbe dovuto premiare uno sviluppo veloce sul mercato delle tecnologie più mature e più competitive, si è nella pratica scontrato con queste barriere, creando una situazione di sostanziale impasse.

Di conseguenza il livello di capacità di nuova installazione e produzione attesa non è stato raggiunto mentre allo stesso tempo i costi hanno avuto una forte impennata.

Negli ultimi anni si riscontra un sensibile miglioramento nella diffusione delle energie rinnovabili in Italia, grazie anche all'avviamento di nuove normative che vanno nel senso delle raccomandazioni della IEA. In particolare, sono stati introdotti sistemi di incentivi di tipo *technology-banding* (ovvero tarati sulla maturità della tecnologia) miranti a stimolare la crescita di tutti i tipi di fonti, e non soltanto di quelle relative alle tecnologie mature. Inoltre, sono state avviate misure tese a favorire lo snellimento delle procedure amministrative e autorizzative.

Tuttavia, la diffusione delle energie rinnovabili deve accelerare ulteriormente e rimane molto da fare per raggiungere gli obiettivi fissati dalla Direttiva Europea al 2020. Occorre proseguire con decisione nella strada intrapresa per rimuovere le barriere non economiche, soprattutto quelle legate alle procedure di autorizzazione e ai ritardi con cui vengono predisposte le norme attuative che rendono operative le norme primarie ai diversi livelli nazionale, regionale e locale. Occorre garantire tempi certi e ridurre i rischi d'investimento legati alle barriere non-economiche. Data la grande quantità di capacità rinnovabile che deve essere installata nel prossimo decennio, serve investire maggiormente nelle reti e nelle infrastrutture. Tali investimenti porteranno benefici non solo per le rinnovabili, ma per tutto il sistema energetico nel suo complesso.

In parallelo, occorre ridurre nel tempo gli incentivi economici alle rinnovabili, in maniera progressiva e prevedibile, coerentemente con il progresso tecnologico e la riduzione dei costi di queste tecnologie energetiche che sarà possibile ottenere anche attraverso adeguati investimenti in attività di R&S. Solo strumenti di supporto mirati all'innovazione ed al raggiungimento della competitività economica saranno in grado di contenere i costi e si dimostreranno economicamente e politicamente sostenibili nel lungo termine.

Infine, in vista degli obiettivi vincolanti fissati per il 2020, è necessario favorire maggiormente, anche attraverso un opportuno sistema di incentivazione e azioni mirate, lo sviluppo delle tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di calore al fine di recuperare il ritardo del nostro Paese. Come dimostra un recente documento ENEA (Dossier "Usi termici delle fonti rinnovabili"), un maggiore utilizzo delle rinnovabili termiche potrà permettere infatti, rispetto ad una impostazione "elettrica", di raggiungere più facilmente e a costi minori la quota del 17% dei consumi finali di energia stabilita per l'Italia.

Il presente volume affronta questi diversi temi in maniera approfondita e trasparente, evidenziando in maniera chiara i progressi raggiunti. Allo stesso tempo identifica con chiarezza le difficoltà principali sin qui riscontrate e quanto resta ancora da fare per attuare una politica di lungo termine per lo sviluppo delle fonti rinnovabili Italia, mirata a rendere queste fonti una risorsa importante per lo sviluppo economico sostenibile del Paese, in termini sia di sicurezza energetica sia di creazione di lavoro e valore, oltre che per la mitigazione delle emissioni. In particolare il Rapporto affronta alcuni punti nodali quali le relazioni con il territorio, la ricerca e soprattutto le problematiche e le possibilità relative alla creazione di una filiera industriale delle rinnovabili in Italia.

Le *Fonti Rinnovabili 2010* si pone come uno strumento prezioso di riferimento per tutti i decisori pubblici e privati attivi nello sviluppo delle fonti rinnovabili nel nostro Paese. La corsa mondiale alle fonti rinnovabili per un futuro *low-carbon* è cominciata. L'Italia ha tutte le carte in regola – a livello economico, imprenditoriale, di capacità, di ricerca e innovazione – per cogliere questa grande opportunità di sviluppo e occupare il ruolo che le spetta: quello di un Paese leader nel campo delle rinnovabili in Europa e nel Mediterraneo.

SOMMARIO

1	LE RINNOVABILI A LIVELLO INTERNAZIONALE	13
1.1	<i>Il contributo delle rinnovabili alla riduzione delle emissioni.....</i>	13
1.2	<i>Lo scenario mondiale.....</i>	19
1.3	<i>Lo scenario europeo</i>	22
1.3.1	Ripartizione tra Paesi membri degli obiettivi UE sulle rinnovabili.....	31
	Box 1 - La nuova direttiva europea sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili.....	41
2	LE RINNOVABILI A LIVELLO NAZIONALE	43
2.1	<i>La produzione di energia da rinnovabili in Italia</i>	43
2.1.1	Stato dell'arte delle rinnovabili in Italia	43
2.2	<i>Il ruolo delle rinnovabili nel medio e lungo periodo</i>	49
	Box 2 - Schema degli scenari ENEA	50
	Box 3 - Ipotesi su costi e potenzialità del solare fotovoltaico.....	58
3	LE RINNOVABILI A LIVELLO LOCALE.....	61
3.1	<i>Le Regioni</i>	61
	Box 4 - Ripartizione a livello regionale dell'obiettivo nazionale per il 2020	84
3.2	<i>I Comuni.....</i>	85
4	INCENTIVAZIONE E MERCATO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA	91
4.1	<i>Il costo degli incentivi alle rinnovabili.....</i>	91
4.2	<i>Efficacia delle politiche e sviluppo della rete</i>	102
5	COMMERCIO INTERNAZIONALE E SVILUPPO COMPETITIVO NELLE TECNOLOGIE FER	113
5.1	<i>Il contesto degli scambi mondiali</i>	114
5.2	<i>Sviluppo e competitività delle tecnologie FER in Europa</i>	124
5.2.1	L'Italia e il rischio di una nuova divergenza tecnologica dall'Europa	134
	APPENDICE – SCHEDE TECNOLOGICHE	139
	<i>SOLARE TERMICO.....</i>	141
	<i>BIOMASSE TERMICHE</i>	153
	<i>BIOGAS.....</i>	165
	<i>GEOTERMIA</i>	175
	<i>IDROELETTRICO.....</i>	189
	<i>EOLICO</i>	199
	<i>FOTOVOLTAICO.....</i>	209
	<i>SOLARE TERMODINAMICO</i>	219
	<i>BIOCARBURANTI</i>	231

1 LE RINNOVABILI A LIVELLO INTERNAZIONALE

1.1 Il contributo delle rinnovabili alla riduzione delle emissioni

Le attività dell'uomo, sin dall'epoca pre-industriale, hanno contribuito enormemente ad accrescere il livello globale di emissioni di gas serra nell'atmosfera. Il loro aumento dal 1970 al 2004, secondo le stime del foro intergovernativo sul mutamento climatico (IPCC), è stato del 70% (figura 1.1a) e solamente quello della CO₂, il principale gas serra di natura antropica, è stato dell'80% passando da 21 Gt a 38 Gt².

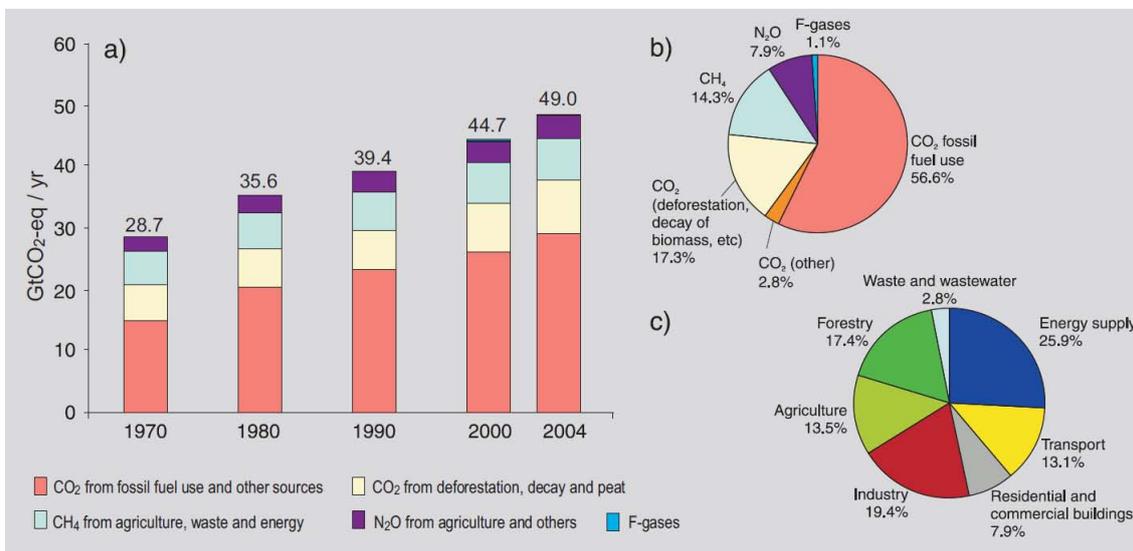
La principale causa dell'accrescimento del livello di CO₂ sono i combustibili fossili che nel 2004 hanno contribuito per oltre il 56% del totale delle emissioni di gas serra di natura antropica (figura 1.1b).

I settori che maggiormente hanno determinato la crescita del livello di emissioni antropogeniche di gas serra nel periodo 1970-2004 sono stati quello dell'industria, dei trasporti e della produzione di energia. Quest'ultimo nel 2004 ha inciso per una quota pari quasi al 26% del totale (figura 1.1c).

Secondo le stime della IEA, nello scenario tendenziale dell'ultimo rapporto ETP³ si potrà arrivare nel 2050 ad un incremento nel livello globale di emissioni di CO₂ provenienti da combustione di fonti energetiche fossili del 130% rispetto al 2005, corrispondente ad un tasso di crescita medio annuo pari all'1,8% tra il 2005 ed il 2030 e pari al 2% nel successivo ventennio 2030-2050.

Questo peggioramento del livello di emissioni di CO₂ potrà inoltre causare, secondo le valutazioni dell'IPCC, un innalzamento della temperatura globale media di circa 6 °C.

Figura 1.1 – a) Emissioni antropogeniche globali di gas serra 1970-2004; b) Quote per tipologia di gas serra nel 2004; c) Quote per settore nel 2004

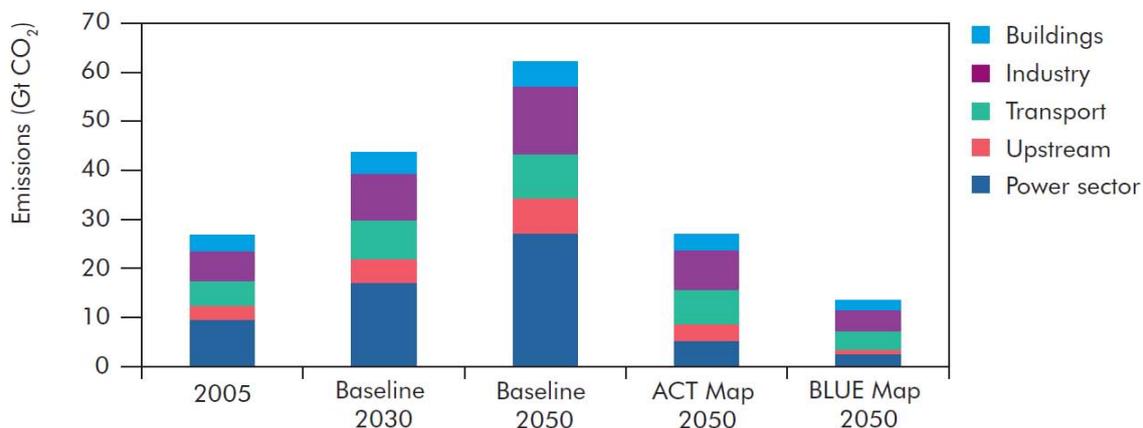


Fonte: IPCC - Climate Change 2007 Synthesis Report

² *Climate Change 2007: Synthesis Report*. Intergovernmental Panel on Climate Change.

³ *Energy Technology Perspectives 2008*. International Energy Agency.

Figura 1.2 – Emissioni globali di CO₂ nello scenario tendenziale, ACT Map e BLUE Map



Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

Considerate inoltre le previsioni di crescita al 2050 dell'economia mondiale, pari a circa quattro volte i livelli attuali, e quelle di Paesi quali Cina ed India, corrispondenti a circa dieci volte rispetto al presente, sempre più risultano urgenti degli interventi volti a svincolare la crescita economica dal corrispondente aumento della domanda energetica ed in particolare da quella di combustibili fossili.

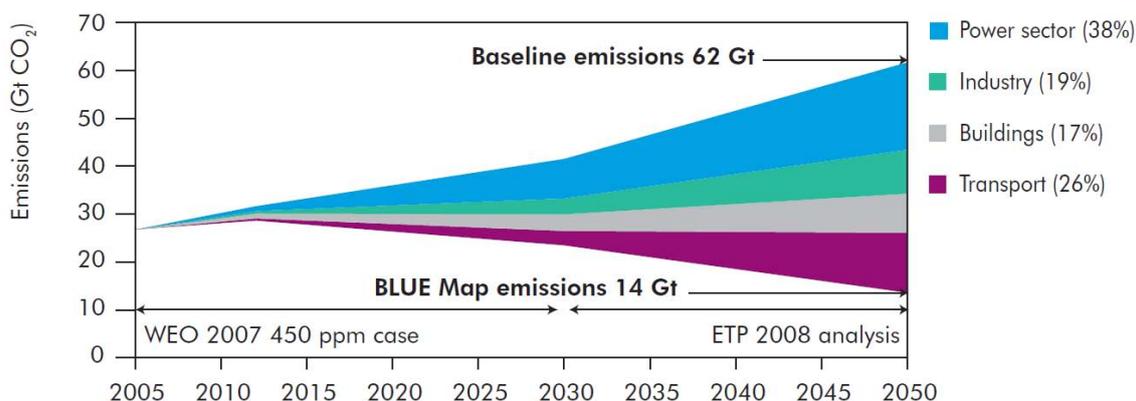
In un'ottica di evoluzione del sistema energetico-economico in cui, attraverso una accelerazione dell'introduzione di tecnologie esistenti e di quelle in fase avanzata di sviluppo meno inquinanti, si riuscirà a riportare entro il 2050 il livello globale di emissioni di CO₂ nell'atmosfera pari a quello attuale (scenario ACT Map), il beneficio che ne conseguirà potrà essere di 35 Gt di CO₂ in meno rispetto ad una evoluzione tendenziale del sistema (scenario Baseline) a cui corrispondono 62 Gt immesse in atmosfera nel 2050 (figura 1.2).

In uno scenario più ottimistico ed ambizioso di evoluzione del sistema energetico come lo scenario BLUE Map, in cui il presente livello di emissioni di CO₂ sarà ridotto del 50% entro il 2050, anche attraverso l'introduzione di tecnologie non ancora disponibili, i vantaggi da un punto di vista ambientale saranno indubbiamente maggiori e vengono stimati nell'ordine di 48 Gt di CO₂ in meno rispetto allo scenario tendenziale. Raggiungere entro il 2050 una diminuzione delle emissioni tra il 50% e l'85% potrebbe consentire, secondo l'IPCC, di contenere l'aumento della temperatura atmosferica entro un intervallo di 2 °C e 2,4 °C.

Da un'osservazione della diminuzione di emissioni globali imputabile ad ogni settore nel periodo 2005-2050 che è possibile ottenere passando dallo scenario tendenziale a quello BLUE Map (figura 1.3), ne emerge che il settore elettrico sarà quello responsabile della quota maggiore, pari al 38% (~18,2 Gt) del totale, seguito da quello dei trasporti con il 26% (~12,5 Gt), dall'industria con il 19% (~9,1 Gt) e da quello residenziale con il 17% (~8,2 Gt). Fino al 2030 il contributo totale alla riduzione delle emissioni di tutti i settori di uso finale sarà pari a quello del settore energetico ed in seguito diventerà progressivamente maggiore⁴.

⁴ Lo scenario BLUE Map è coerente con quello 450 ppm del World Energy Outlook 2007 (IEA).

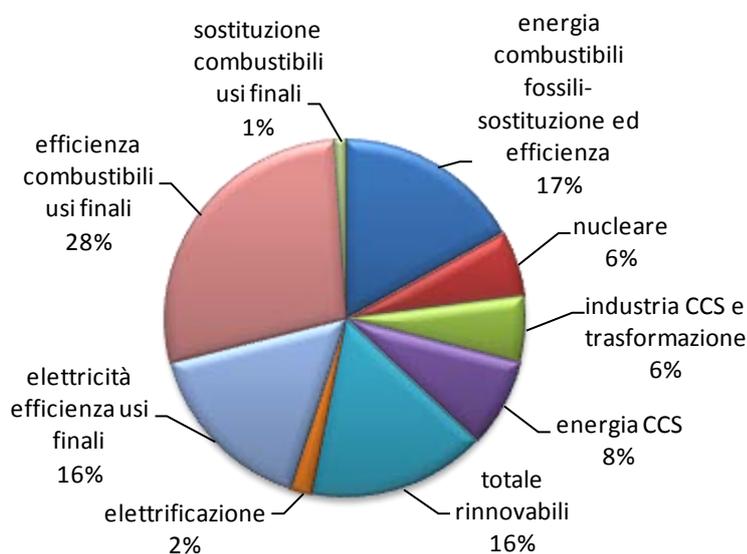
Figura 1.3 – Riduzioni delle emissioni di CO₂ per settore dallo scenario tendenziale a quello BLUE Map. Anni 2005-2050



Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

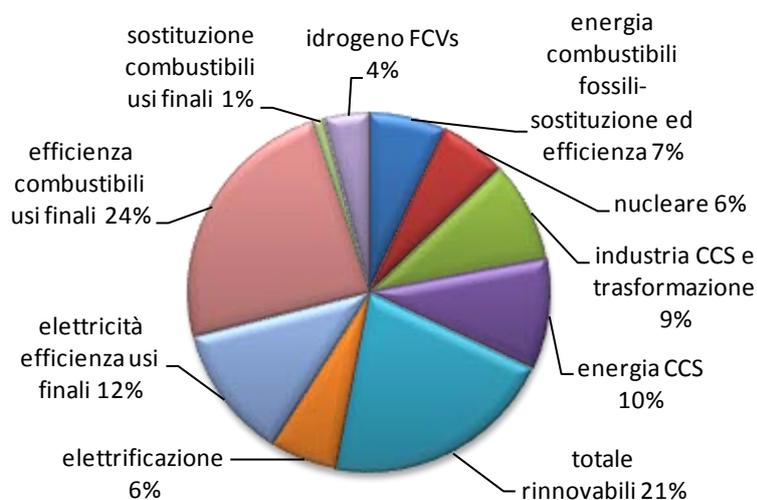
Esaminando, per entrambi gli scenari ACT Map e BLUE Map, il contributo di ogni singola area tecnologica alla riduzione delle emissioni globali di CO₂ nel 2050 rispetto allo scenario tendenziale (figura 1.4 per lo scenario ACT Map, figura 1.5 per quello BLUE Map), ne emerge che in futuro le fonti rinnovabili giocheranno un ruolo determinante concorrendo per il 16% nello scenario ACT Map, pari a circa 5,6 Gt in meno, e per il 21% in quello BLUE Map, pari a circa 10,1 Gt in meno, di cui approssimativamente un quarto derivante dal solo uso di biocarburanti.

Figura 1.4 – Riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario ACT Map rispetto allo scenario tendenziale nel 2050 per area tecnologica



Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

Figura 1.5 – Riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario BLUE Map rispetto allo scenario tendenziale nel 2050 per area tecnologica

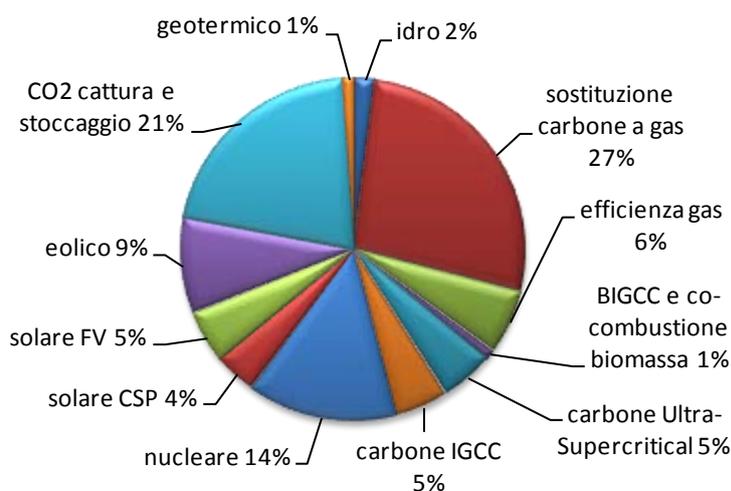


Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

In questo ultimo scenario in particolare le fonti rinnovabili si collocano direttamente al secondo posto, subito dopo l'efficienza negli usi finali di combustibili, che contribuisce invece per il 24% della riduzione totale di emissioni di CO₂ (~11,5 Gt in meno).

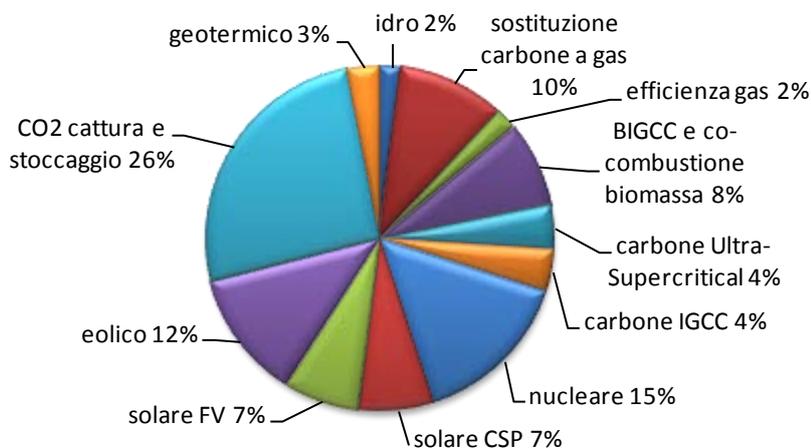
Analizzando nel dettaglio la composizione dei contributi delle singole aree tecnologiche, all'interno del solo settore energetico, per la riduzione delle emissioni totali di CO₂ negli scenari ACT Map (figura 1.6) e BLUE Map (figura 1.7), emerge che rispetto al caso tendenziale l'energia eolica, solare e da biomassa saranno, tra le diverse fonti rinnovabili, quelle che concorreranno in misura maggiore.

Figura 1.6 – Riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore energetico nello scenario ACT Map rispetto allo scenario tendenziale nel 2050 per area tecnologica



Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

Figura 1.7 – Riduzione delle emissioni di CO₂ nel settore energetico nello scenario BLUE Map rispetto allo scenario tendenziale nel 2050 per area tecnologica



Fonte: IEA – Energy Technology Perspectives 2008

In particolare l'impiego della tecnologia solare fotovoltaica e di quella a concentrazione porterà rispettivamente, nello scenario ACT Map, a tagli delle emissioni di CO₂ nel 2050 pari a 0,7 Gt (5%) e 0,6 Gt (4%), che potranno arrivare a crescere nello scenario BLUE Map fino a quote di 1,3 Gt (7%) e 1,2 Gt (7%) rispettivamente.

L'energia eolica contribuirà nel caso ACT Map ad un taglio di 1,3 Gt (9%) ed in quello BLUE Map ad uno di 2,1 Gt (12%), mentre l'energia geotermica oscillerà tra un minimo di 0,1 Gt (1%) nel primo scenario ed un massimo di 0,6 Gt (3%) di CO₂ in meno nel secondo.

L'energia da biomassa, sia quella prodotta con tecnologia IGCC⁵ che quella da co-combustione, subirà la più forte crescita in termini di contributo alla diminuzione delle emissioni di CO₂ nel passaggio da uno scenario all'altro, apportando rispettivamente un taglio pari a 0,2 Gt (1%) ed a 1,5 Gt (8%).

L'apporto del settore idroelettrico non subirà sostanziali variazioni tra i due scenari, mantenendosi rispettivamente intorno a valori di 0,3 Gt (2%) e 0,4 Gt (2%) nel 2050.

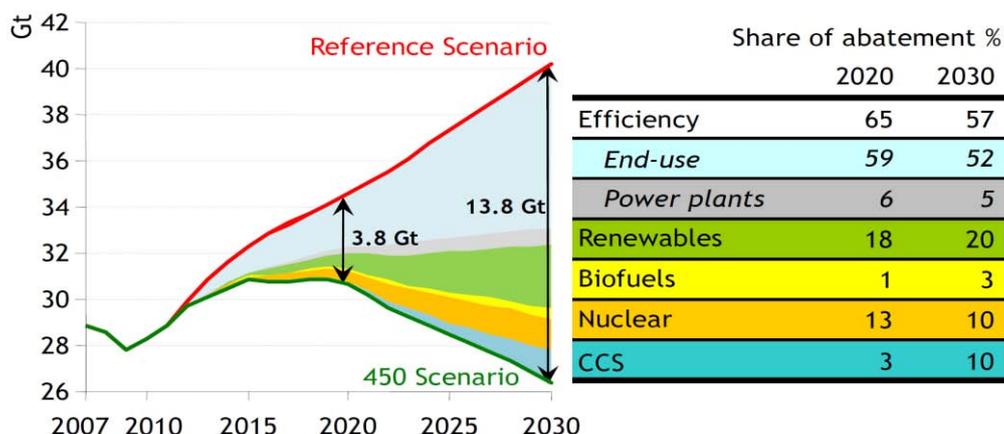
Anche nei settori di uso finale dell'energia le fonti energetiche rinnovabili avranno un ruolo fondamentale per la riduzione delle emissioni di CO₂. Il loro impiego passerà da un 9% nello scenario tendenziale ad un 16% in quello ACT Map, fino ad un più ottimistico 23% in quello BLUE Map nel 2050.

In entrambi gli scenari alternativi un apporto molto importante nei settori di uso finale proverrà in particolare dalle tecnologie basate sull'utilizzo di biomasse, specialmente quelle di nuova generazione, il cui uso rispetto al caso tendenziale quadruplicherà nello scenario BLUE Map. Nel solo settore industriale la quota nel 2050 di biomasse e rifiuti sarà del 12% nello scenario ACT Map e arriverà fino al 18% in quello BLUE Map.

La possibilità quindi di frenare sensibilmente l'aumento tendenziale nel tempo del livello di emissioni di CO₂ da uso energetico, pari a circa 3/4 delle emissioni totali di CO₂ in atmosfera, sarà sempre più legata alla dipendenza degli approvvigionamenti dalle diverse fonti energetiche rinnovabili e agli interventi di "efficientamento" dei consumi.

⁵ Integrated Gasification Combined Cycle.

Figura 1.8 – Riduzioni per fonte delle emissioni di CO₂ da uso energetico nel 450 Policy Scenario rispetto allo scenario tendenziale



Fonte: IEA – World Energy Outlook 2009

Con riferimento agli scenari climatico-politici contenuti nell'ultimo WEO⁶, è possibile infatti osservare il peso che le fonti energetiche rinnovabili e gli interventi di efficienza energetica avranno nel medio-lungo termine passando dallo scenario tendenziale (Reference Scenario) a quello di stabilizzazione della concentrazione di gas serra sul livello di 450 parti per milione di CO₂ equivalente (figura 1.8).

Il caso tendenziale mostra la costante evoluzione in crescita del livello di emissioni di CO₂ da usi energetici nel mondo che transitano da 28,8 Gt nel 2007, a 34,5 Gt nel 2020 ed infine a 40,2 Gt nel 2030. Nello scenario alternativo, il 450 Policy Scenario, si nota la differente trasformazione nel tempo di questi livelli di CO₂ rispetto allo scenario di riferimento, che raggiungeranno infatti il picco prima del 2020 a 30,9 Gt, per poi abbassarsi a 26,4 Gt nel 2030. Le minori quantità di emissioni tra i due scenari corrispondono rispettivamente nel 2020 e nel 2030 a 3,8 Gt e 13,8 Gt evitate.

Il contributo più grande al cambiamento di tendenza globale nello scenario alternativo proviene dagli interventi di aumento dell'efficienza energetica, principalmente negli usi finali, che nel complesso permetteranno di ridurre, rispetto al caso base, la quantità di CO₂ di una quota pari al 65% nel 2020 ed al 57% nel 2030.

Anche le fonti energetiche rinnovabili avranno un ruolo determinante. Nello Scenario 450, infatti, esse contribuiranno nel 2020 al 18% della diminuzione complessiva di CO₂ ed al 20% dieci anni dopo. Fonti rinnovabili e interventi di efficienza energetica permetteranno assieme di abbattere approssimativamente i 4/5 del totale delle emissioni nel 2020 e nel 2030 rispetto al caso base.

Anche l'incidenza dei biocarburanti e quella delle tecnologie CCS per la riduzione della CO₂ crescerà nel tempo, nel primo caso passando da 1% nel 2020 a 3% nel 2030 e nel secondo da 3% a 10%. Differentemente la tecnologia nucleare subirà un decremento della propria quota che transiterà da 13% a 10% nello stesso intervallo temporale.

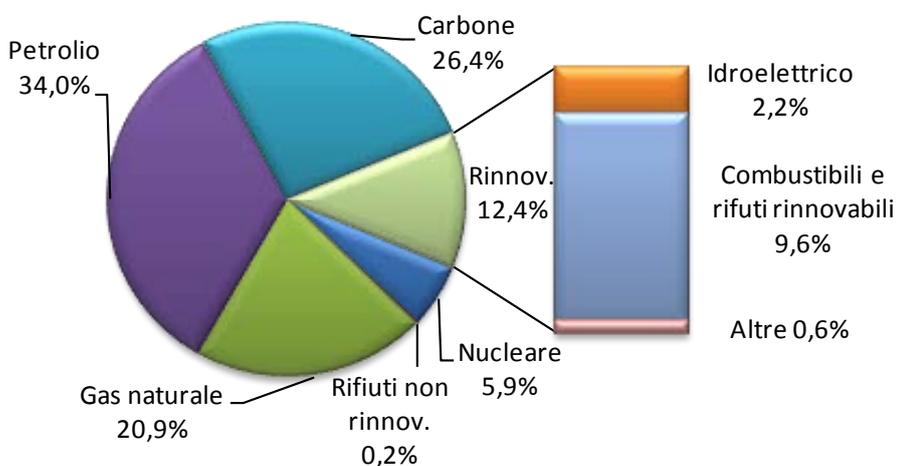
⁶ World Energy Outlook 2009. International Energy Agency.

1.2 Lo scenario mondiale

L'incidenza delle diverse fonti energetiche sull'offerta mondiale totale di energia primaria nel 2007, equivalente a 12.026 Mtep⁷, è stata del 34% per il petrolio, del 26,4% per il carbone, del 20,9% per il gas naturale, del 5,9% per l'energia nucleare e del 12,4% per le fonti energetiche rinnovabili (figura 1.9). Queste ultime hanno consentito di produrre complessivamente 1.492 Mtep di energia primaria, di cui la quota più grande derivante dall'uso di biomassa solida, pari al 9,3% dell'offerta mondiale ed al 73% del totale da rinnovabili (figura 1.10).

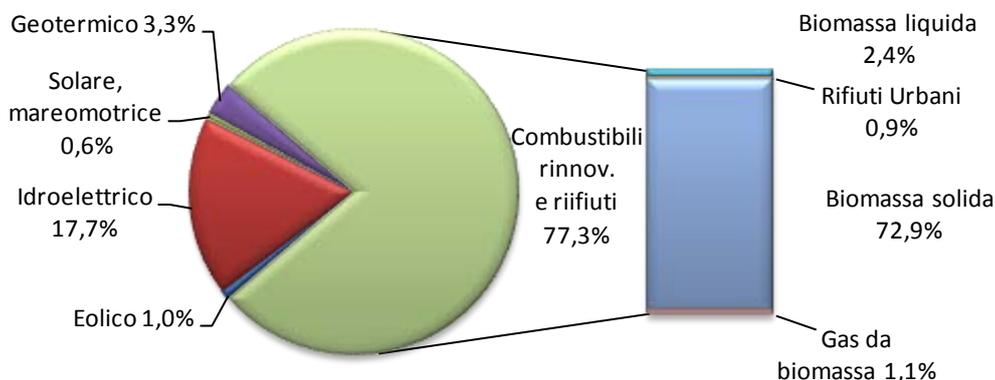
L'idroelettrico e la geotermia sono rispettivamente la seconda e la terza fonte energetica di tipo rinnovabile in termini di apporto energetico, con quote nel 2007 rispettivamente di 2,2% e 0,4% dell'offerta mondiale totale di energia primaria e di 17,7% e 3,3% dell'intera offerta da fonti rinnovabili.

Figura 1.9 – Offerta di energia primaria totale mondiale nel 2007: quote per fonte



Fonte: IEA – Renewables Informations 2009

Figura 1.10 – Offerta mondiale di energia da fonti rinnovabili nel 2007: quote per fonte



Fonte: IEA – Renewables Information 2009

⁷ Renewables Information 2009. International Energy Agency.

Il solare, l'eolico e l'energia mareomotrice incidono sul totale dell'offerta di energia primaria globale con una quota pari a 0,2% ed una pari a 1,6% su quella costituita dalle sole rinnovabili.

L'eolico, nonostante gli attuali livelli di produzione ancora ridotti, ha avuto dal 1990 al 2007 un tasso medio annuo di crescita dell'offerta pari al 25%, mostrando il più forte scostamento rispetto a quello di crescita media annua dell'offerta mondiale di energia primaria da fonti rinnovabili nello stesso periodo, che è invece pari ad 1,7% (figura 1.11).

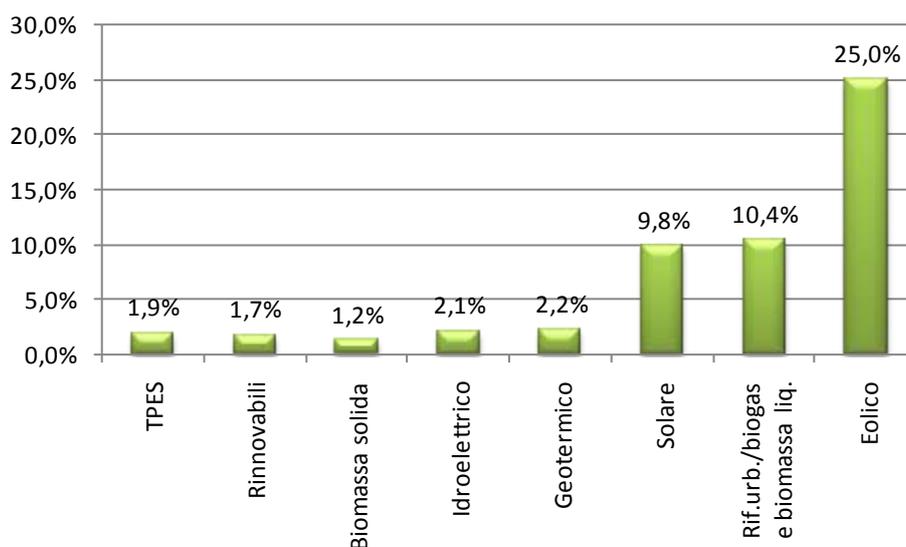
Seguono il segmento composto da biomassa liquida, rifiuti urbani e biogas e quello composto da solare fotovoltaico e solare termico, con tassi di crescita media annua dal 1990 al 2007 pari rispettivamente a 10,4% ed a 9,8%.

Il settore geotermico e quello idroelettrico mostrano invece dei tassi di crescita media annua più ridotti ed equivalenti rispettivamente a 2,2% ed a 2,1%.

La biomassa solida, finora la principale fonte di tipo rinnovabile per la produzione di energia primaria, mostra nel periodo considerato un tasso di crescita medio annuo pari ad 1,2%, inferiore a quello medio annuo di crescita dell'offerta di energia primaria da rinnovabili ed anche il più basso tra tutte le fonti considerate. I principali Paesi produttori di biomassa solida sono quelli in via di sviluppo od emergenti, con una quota pari ad 85,9% della produzione totale. L'Asia da sola contribuisce per il 30,9% e l'Africa per il 27,1% del totale, mentre i Paesi OECD (cioè quelli maggiormente industrializzati aderenti all'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) partecipano alla produzione mondiale da biomassa con una quota ben più inferiore, pari al 14,1%.

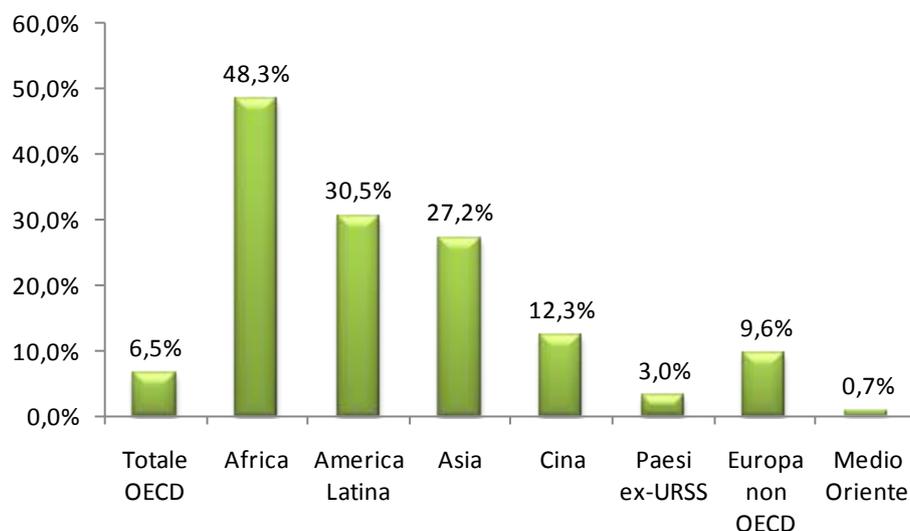
Nel complesso, la crescita delle fonti energetiche rinnovabili dal 1990 al 2007 è avvenuta ad un tasso medio annuo (1,7%) di poco al di sotto di quello dell'offerta mondiale di energia primaria (1,9%, barra TPES in figura 1.11).

Figura 1.11 – Tassi di crescita medi annui dell'offerta mondiale di energia da fonti energetiche rinnovabili dal 1990 al 2007 (valori percentuali)



Fonte: IEA – Renewables Information 2009

Figura 1.12 – Offerta di energia da fonti energetiche rinnovabili nel 2007: quote per area



Fonte: IEA – Renewables Information 2009

Nel 2007 le fonti energetiche rinnovabili rappresentano solo il 6,5% della fornitura totale di energia proveniente dai Paesi OECD ([figura 1.12](#)). Se si considera solamente la produzione mondiale proveniente dall'eolico, dal solare e dalle tecnologie di sfruttamento delle maree, tutte quante definite le "nuove" energie rinnovabili, la quota dei Paesi OECD sale invece al 68,8%.

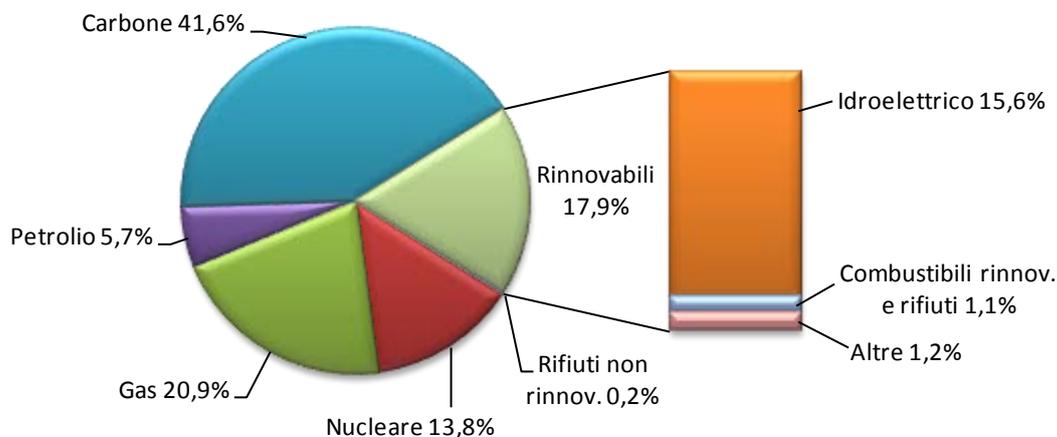
Nei Paesi non-OECD la quota di energia generata da fonti rinnovabili rispetto al totale dell'offerta energetica è del 18,3% e cresce fino al 48,3% se si considera solamente l'Africa. La quota di incidenza delle fonti rinnovabili sull'offerta totale di energia in America Latina ed Asia è rispettivamente del 30,5% e del 27,2% ([figura 1.12](#)).

Per quanto riguarda i consumi per settore nel 2007 di energia da fonti rinnovabili, solamente il 24,4% nel mondo è destinato alla produzione di energia elettrica, mentre questa quota sale oltre il 50% se si considerano i soli Paesi OECD. I settori residenziale, commerciale e pubblico sono i più grandi utilizzatori di energia generata da fonti rinnovabili nel mondo con una quota del 52,3% del totale, mentre il settore industriale ne consuma il 12,3%.

Con riferimento alla produzione mondiale di energia elettrica nel 2007 ([figura 1.13](#)), la quota prodotta da fonti rinnovabili corrisponde al 17,9% della produzione totale che è invece basata essenzialmente sul carbone per il 41,6% ed in discreta parte anche sul gas per il 20,9%. Seguono il nucleare con il 13,8% ed il petrolio con il 5,7%.

La quota di energia elettrica generata da fonti energetiche rinnovabili sul totale della produzione mondiale è diminuita rispetto al decennio precedente essenzialmente a causa della limitata crescita dell'idroelettrico nei Paesi OECD. Questa quota nel 1990 era del 19,5%.

Figura 1.13 – Produzione di energia elettrica mondiale nel 2007: quote per fonte



Fonte: IEA – Renewables Information 2009

Complessivamente il tasso medio annuo di crescita della produzione mondiale di energia elettrica dal 1990 è del 3,1%, che scende al 2,6% nel caso della produzione di energia elettrica dalle sole fonti rinnovabili. L'energia elettrica generata da fonti rinnovabili viene essenzialmente prodotta attraverso il settore idroelettrico, con una quota pari all'87% del totale da rinnovabili e corrispondente al 15,6% della produzione mondiale di energia elettrica nel 2007. In tale anno, a livello mondiale, solo una ridotta parte di energia elettrica è stata prodotta attraverso le altre fonti rinnovabili, tra queste essenzialmente il solare, l'eolico ed il geotermico, con una quota complessiva dell'1,2% della produzione mondiale. Hanno inciso per un totale dell'1,1% rispetto alla produzione mondiale di energia elettrica nel 2007 le rinnovabili combustibili ed i rifiuti, tra cui anche la biomassa solida.

Dalla metà degli anni 90, si è assistito ad una maggiore crescita della produzione totale di energia elettrica nei Paesi non-OECD rispetto ai Paesi OECD, compresa quella generata da fonti rinnovabili. I tassi medi annui di crescita dal 1990 della produzione di energia elettrica "verde" per i Paesi non-OECD e quelli OECD sono rispettivamente pari a 3,9% ed a 1,3%. Nel futuro è possibile che questo maggiore aumento della produzione di energia elettrica dei Paesi non-OECD rispetto a quelli OECD permanga, sia per i quantitativi complessivamente generati e sia per quelli provenienti dalle sole fonti energetiche rinnovabili.

1.3 Lo scenario europeo

Il capitolo è aggiornato in base al "9th Eurobserv'ER Report", edizione 2009.

La quantità di energia rinnovabile consumata nei Paesi dell'Unione Europea raggiunge nel 2008 quota 147,7 Mtep, aumentando di 9,2 Mtep rispetto all'anno precedente. La quota da rinnovabili dei consumi di energia primaria sale a 8,2% nel 2008 dal 7,7% nel 2007.

Il Paese che ha contribuito maggiormente a questo incremento è l'Italia con 2,6 Mtep in più rispetto al 2007, grazie al forte aumento della produzione dei settori biomassa solida e biocarburanti, oltre al considerevole contributo dell'idroelettrico. Segue la Francia, con un aumento di 2,1 Mtep attribuibile al settore idroelettrico e

ai biocarburanti, mentre al terzo posto è il Regno Unito con 0,7 Mtep aggiuntivi, derivanti principalmente dai biocarburanti.

Osservando il contributo dei singoli settori all'aumento di produzione di energia rinnovabile nell'Unione Europea, quello della biomassa solida è il principale responsabile con una crescita di 2,9 Mtep, di cui gran parte attribuibile alla produzione italiana (+1,3 Mtep). Seguono i settori dei biocarburanti con 2,6 Mtep in più, l'idroelettrico (+1,4 Mtep) e l'eolico (+ 1,2 Mtep).

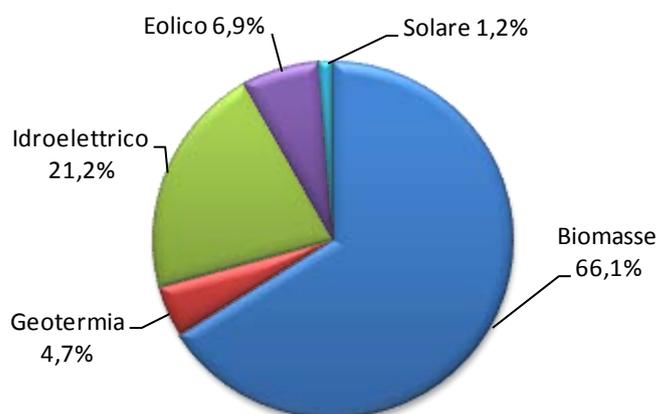
Osservando l'incidenza in termini percentuali che le singole fonti hanno avuto sul totale dell'energia primaria rinnovabile consumata nel 2008 (figura 1.14), si nota chiaramente la netta prevalenza della biomassa con una quota del 66,1%, che non evidenzia variazioni rispetto all'anno precedente.

La seconda fonte in termini di rilevanza sui consumi di energia rinnovabile è l'idroelettrico con una quota del 21,2%, leggermente in calo rispetto all'anno precedente (21,6%).

Segue l'eolico, che nel 2008 ha raggiunto quota 6,9% (era 6,5% nel 2007), il geotermico, di poco in diminuzione con il 4,7% (4,9% nel 2007), ed il solare (termico e fotovoltaico) con una quota pari a 1,2% dei consumi totali che, seppur in netta inferiorità rispetto alle altre fonti rinnovabili, mostra una leggera crescita rispetto al 2007 (0,9%).

Nonostante l'aumento dei consumi totali di energia primaria da fonti rinnovabili, il target europeo⁸ di incrementare al 12% la loro quota rispetto ai consumi totali di energia entro il 2010 non verrà probabilmente raggiunto.

Figura 1.14 – Consumi di energia primaria da fonti rinnovabili in UE nel 2008⁹: quote per fonte



Fonte: EurObserv'ER 2010

⁸ COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

⁹ Stime.

Con riferimento alla quantità di energia elettrica prodotta dai Paesi dell'Unione Europea durante il 2008 attraverso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, si evidenzia un aumento del 7,9% rispetto al 2007 che è riconducibile essenzialmente a Paesi quali Italia (+10,2 TWh) e Francia (+9 TWh). L'incremento complessivo nel 2008 corrisponde a circa 40,9 TWh in più e ad un totale di energia elettrica prodotta da fonti "verdi" pari a 558,4 TWh rispetto ai 517,5 TWh dell'anno prima.

L'aumento più consistente è avvenuto nel settore idroelettrico con 18,4 TWh prodotti in più nel 2008, seguito dall'eolico con un aumento di 13,6 TWh.

Il settore della biomassa ha permesso di produrre ulteriori 5,8 TWh rispetto all'anno precedente, di cui 5 da biomassa solida ed infine il solare con 3,2 TWh in più.

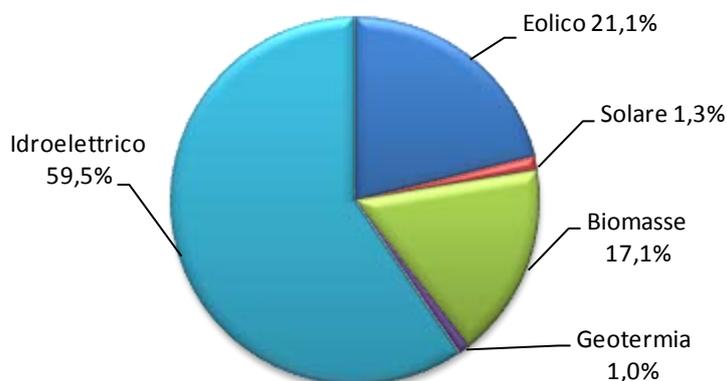
I pesi in termini percentuali che le singole fonti rinnovabili hanno avuto nel 2008, relativamente alla produzione totale di energia elettrica dei Paesi UE, variano notevolmente tra loro (figura 1.15).

L'idroelettrico nel 2008 è stato ancora il settore dominante con una quota dell'energia elettrica prodotta pari al 59,5% del totale, in calo peraltro rispetto al 2007 (60,6%).

La seconda fonte rinnovabile per la produzione di energia elettrica nei Paesi UE è l'eolico con una quota, leggermente in aumento rispetto all'anno precedente, pari a 21,1%. Segue il settore delle biomasse, di poco in calo sul 2007 con il 17,1%, il solare con l'1,3%, pari a quasi il doppio della quota del 2007 e, infine, il settore geotermico con una percentuale dell'1%, rimasta essenzialmente identica a quella del 2007.

In conclusione riguardo al settore elettrico, sebbene vi sia una reale crescita nel 2008 della produzione da rinnovabili, l'obiettivo fissato a livello europeo del 21% entro il 2010 di energia elettrica complessivamente consumata negli Stati membri proveniente da fonti di tipo rinnovabile¹⁰ risulta ancora distante ed è possibile che non venga raggiunto entro il termine prestabilito. Nel 2008 infatti i 27 Paesi UE mostrano collettivamente un livello di penetrazione delle fonti rinnovabili sui consumi di energia elettrica pari al 16,4% del totale (15,3% nel 2007) distando ancora 4,6 punti percentuali dall'obiettivo.

Figura 1.15 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in UE nel 2008: quote per fonte



Fonte: EurObserv'ER 2010

¹⁰ Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001.

Eolico¹¹

In Europa sono stati installati nel 2009 complessivamente 10.102,1 MW¹² di nuova potenza eolica di cui 9.739,1 MW in Paesi dell'Unione Europea e 363 MW nel resto del continente. Questo ha permesso di raggiungere una capacità eolica cumulata totale in Europa alla fine del 2009 di 76.185,2 MW, di cui 74.800,2 MW nell'UE. Nel 2008 la potenza totale installata in Europa è stata di 66.194,3 MW (65.172,3 MW nei Paesi UE).

Nel 2009 la quota di totale di mercato UE è cresciuta del 13,3% rispetto all'anno precedente, segnando un nuovo record delle installazioni annue. Germania e Spagna si confermano nel 2009 i due principali mercati nazionali con rispettivamente un livello di installazioni annue di 1.916,8 MW e 2.459,4 MW.

Germania e Spagna sono anche il primo ed il secondo Paese dell'UE in termini di potenza cumulata totale alla fine del 2009, rispettivamente con 25.777 MW e 19.148,8 MW, ed insieme le due nazioni rappresentano una quota del 60% circa della potenza cumulata totale installata in UE.

L'Italia con i suoi 4.850 MW di potenza totale, di cui 1.113,5 MW installati nel 2009, rappresenta il terzo Paese UE sia per dimensioni di mercato che per potenza cumulata totale alla fine dell'anno.

Il titolo di Paese con la maggiore capacità installata ogni 1000 abitanti spetta invece nel 2009 alla Danimarca con 627,5 kW, seguita da Spagna e Portogallo con rispettivamente 415,5 kW e 332,3 kW.

Riguardo all'eolico *off-shore* la capacità totale installata¹³ nei Paesi UE è passata da 1.481,1 MW nel 2008 a 1.913,8 MW nel 2009 e sei nuovi parchi eolici sono stati connessi nell'ultimo anno.

La produzione totale di energia elettrica d'origine eolica prodotta in Paesi UE nel 2009 è aumentata dell'8,6% se confrontata con quella del 2008 (118,4 TWh) ed è pari a 128,5 TWh; tuttavia risulta una crescita non proporzionale a quella della capacità installata a causa di vento ridotto e stacchi dalla rete in presenza di sovraccarichi.

Al primo e secondo posto risultano ancora Germania e Spagna con rispettivamente 37,5 TWh e 36,2 TWh di produzione elettrica nel 2009, mentre al terzo posto vi è questa volta il Regno Unito con 9,2 TWh.

L'occupazione diretta nel settore eolico avvenuta nei Paesi UE nel corso del quinquennio 2002-2007 ha visto una crescita del 125%, corrispondente ad una media di circa 12.000 nuovi posti di lavoro ogni anno. Le persone direttamente impiegate nel 2007 sono state 108.600, cifra che sale a 154.000 se si considerano anche i lavori indiretti¹⁴. Il 59% dell'occupazione diretta è avvenuta prevalentemente in aziende per la produzione di turbine e di componentistica.

Si stima che nei Paesi UE l'occupazione diretta ed indiretta generata dal settore eolico entro la fine del 2008 è di 160.000 posti di lavoro e gli investimenti nel settore pari a 11 miliardi di euro.

Per l'Italia le stime al 2020, assumendo un potenziale installabile di 16.200 MW, sono di raggiungere un corrispondente potenziale occupazionale di 66.010 addetti totali di cui 19.000 diretti¹⁵.

¹¹ Wind Energy Barometer. EurObserv'ER, 2010.

¹² Stima.

¹³ Inclusi i progetti near-shore ed i test di turbine eoliche off-shore.

¹⁴ *Wind at work*. European Wind Energy Association, 2009.

¹⁵ *Il potenziale eolico italiano e i suoi possibili risvolti occupazionali al 2020*. ANEV 2008.

Le previsioni per il settore eolico nei Paesi UE, ormai già oltre i 40.000 MW di potenza cumulata installata previsti dal Libro Bianco¹⁶ per il 2010, sono di arrivare a circa 86.000 MW entro fine decennio.

Solare fotovoltaico

Nel 2008 la capacità cumulata totale degli impianti fotovoltaici installati in Paesi UE è arrivata a quota 9.689,9 MWp¹⁷, di cui 9.564,1 MWp installati in impianti di tipo *on-grid* (98,7%) e 125,8 MWp in impianti di tipo *off-grid*. Nel 2007 la capacità cumulata complessiva relativa ad impianti fotovoltaici nell'UE è stata di 4.942,9 MWp.

Il valore del rapporto tra capacità fotovoltaica e cittadini UE nel 2008 è di 19,16 Wp per abitante¹⁸. La capacità annuale installata è cresciuta nel 2008 del 159% rispetto a quella dell'anno precedente (1.833,1 MWp) ed è stata pari a 4.747 MWp suddivisi in 4.737,6 MWp connessi alla rete e 9,4 MWp non connessi. La produzione totale di energia elettrica avvenuta nei Paesi UE nel corso del 2008 e generata da impianti fotovoltaici ha visto una crescita: sono stati infatti prodotti 7 TWh¹⁹, di cui 4 TWh in Germania, mentre nel 2007 la produzione UE è stata di 3,9 TWh.

La Germania è lo Stato che possiede la maggiore capacità fotovoltaica cumulata tra tutti i Paesi membri costituendo da sola circa il 55% del totale dell'UE a fine 2008, mentre con il 31,7% delle nuove installazioni effettuate nello stesso anno risulta in questo caso seconda. Nel 2008 sono stati installati in Germania 1.505 MWp, corrispondenti ad una crescita di 402 MWp rispetto a quelli del 2007 (1.103 MWp), portando ad un totale complessivo di potenza cumulata pari a 5.351 MWp alla fine del 2008.

La Spagna è il secondo Paese dell'UE in termini di capacità fotovoltaica cumulata posseduta alla fine del 2008 e pari a 3.404,8 MWp (35,1% UE). Risulta invece prima, superando la Germania, in termini di mercato con 2.670,9 MWp installati nel 2008, pari a circa quattro volte e mezzo le installazioni del 2007. Il mercato spagnolo nel 2008 ha costituito da solo circa il 56% del totale UE.

Nel 2008 anche in Italia come in Spagna quello del fotovoltaico è stato un mercato in crescita. Alla fine dell'anno nel nostro Paese la potenza totale cumulata risulta essere di 458,3 MWp (4,7% UE) e le nuove installazioni pari a 338,1 MWp (7,1% UE), quasi 5 volte la potenza installata nel corso del 2007. L'Italia si colloca nel 2008 al terzo posto della classifica dei Paesi UE sia per potenza cumulata finale che per nuove installazioni e scende al sesto relativamente al rapporto potenza fotovoltaica su abitante²⁰ (5,33 Wp), dove invece Spagna e Germania sono rispettivamente al primo (75,19 Wp) ed al secondo posto (65,08 Wp). Nel 2007 si è assistito ad una crescita del fatturato totale del settore fotovoltaico europeo che è passato da 5,7 miliardi di euro nel 2006 a 9,2 miliardi l'anno seguente²¹. La Germania è il Paese dell'UE a creare più ricchezza con un fatturato di circa 7 miliardi di € nel 2008, 5,46 miliardi di € nel 2007 e 3,7 miliardi di € nel 2006. Seguono Spagna ed Italia con rispettivamente 2,55 e 0,52 miliardi di € di fatturato nel 2007²².

Anche l'occupazione in Europa è aumentata in maniera consistente (+75%) da circa 40.000 posti di lavoro nel 2006 a circa 70.000 nel 2007. La Germania, anche in questo caso al primo posto, ha registrato 47.000 posti di lavoro nel 2008 e 40.000 l'anno precedente.

¹⁶ COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

¹⁷ Stima.

¹⁸ Photovoltaic Barometer. EurObserv'ER, 2009. (Stima).

¹⁹ EurObserv'ER – Geographic Information System.

²⁰ Photovoltaic Barometer. EurObserv'ER, 2009.

²¹ Photovoltaic Barometer. EurObserv'ER, 2008.

²² EurObserv'ER – Geographic Information System.

Seguono Spagna ed Italia con 23.000 e 1.700 persone impiegate nel settore fotovoltaico a testa nel 2007. L'obiettivo del Libro Bianco europeo²³ di arrivare a 3.000 MWp installati in UE entro il 2010 è già stato superato da anni e le previsioni sono di raggiungere quota 18.000 MWp entro fine decennio.

Biocarburanti

Il consumo totale di biocarburanti per il trasporto nel 2008 da parte dei Paesi UE è stato di 10.473.885 tep²⁴, pari a 2,5 Mtep (+31,4%) in più rispetto ai consumi del 2007 (7.968.982 tep). Nonostante ciò il tasso di crescita, se confrontato con quello del precedente periodo 2006-2007 (+45,7%), è in calo.

Complessivamente nel 2008 il consumo di biocarburanti corrisponde al 3,4% del totale consumo energetico di carburanti per il trasporto su strada nei Paesi UE, pertanto ancora 2,35 punti percentuali sono necessari a raggiungere la quota obiettivo (5,75%) fissata dalla Direttiva europea²⁵ per il 2010.

Le stime sui consumi futuri di biocarburanti prevedono una quota di 17 Mtep nel 2010, corrispondente ad un valore percentuale di 5,4% degli impieghi totali di carburanti per il trasporto su strada.

Esaminando la ripartizione dei consumi UE nel 2008 per tipologia di biocarburante²⁶ emerge la prevalenza del biodiesel (78,2%) sul bioetanolo (17,7%) e sugli altri biocarburanti²⁷ (4,1%).

Il biodiesel nel 2008 è cresciuto del 35,8% rispetto ai consumi del 2007 (6.032.420 tep) per un utilizzo totale di 8.194.218 tep.

Nel 2008 anche l'impiego di bioetanolo per il trasporto è aumentato: il consumo finale nei Paesi UE è stato di 1.849.363 tep corrispondente ad un incremento del 54,5% circa rispetto agli utilizzi del 2007 (1.197.333 tep).

L'utilizzo degli altri biocarburanti è limitato a pochi Paesi UE²⁸ che complessivamente hanno mostrato un calo del 41,8% passando da 739.228 tep nel 2007 a 430.304 tep nel 2008 a causa di una riduzione dei consumi di olio vegetale in Germania.

I due Paesi europei protagonisti nel settore dei biocarburanti sono la Germania, con circa 28.500 persone direttamente ed indirettamente impiegate²⁹ nel 2007 ed un consumo totale di 3.257.186 tep nel 2008, pari a circa il 31% di tutta l'UE, e la Francia con circa 6.100 posti diretti di lavoro nel 2007 e 2.424.200 tep di consumi nel 2008, pari a circa il 23% dei Paesi UE.

Biogas

Nei Paesi UE la produzione primaria di energia da biogas ha raggiunto nel 2008 quota 7.542,1 ktep³⁰ mostrando un incremento di 318,6 ktep rispetto al 2007 (+4,4%).

I fanghi da acque reflue di origine urbana ed industriale sono la fonte che ha inciso meno con 994,7 ktep (13,2% del totale) mentre i rifiuti da discarica hanno prodotto 2.915,3 ktep, pari al 38,7% della produzione totale di energia primaria da biogas nel 2008.

²³ COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

²⁴ Stima.

²⁵ Direttiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'8 maggio 2003.

²⁶ Per l'Irlanda il consumo di olio vegetale è incluso in quello di biodiesel.

²⁷ Olio vegetale e biogas.

²⁸ Germania, Austria, Paesi Bassi, Svezia, Lussemburgo e Malta nel 2007 e Germania, Austria, Svezia, Paesi Bassi, Slovacchia e Lussemburgo nel 2008.

²⁹ "8th Eurobserv'ER Report", edizione 2008.

³⁰ Stima.

La principale fonte per la produzione di biogas nell'UE sono gli altri biogas³¹, essenzialmente di origine agricola, che nel 2008 hanno permesso di generare 3.632,1 ktep di energia primaria, quasi la metà (48,2%) della produzione totale.

Le stime della produzione di energia da biogas valutano per i Paesi UE un aumento attorno alle 8,2 Mtep nel 2010, corrispondente a poco più della metà dell'obiettivo fissato³² dalla Commissione Europea per tale data (15 Mtep).

La Germania è il Paese UE che produce la maggiore quantità di energia da biogas con 3.675,8 ktep generati nel 2008, pari a quasi il 49% del totale UE. Segue il Regno Unito con complessivamente 1.637,1 ktep di produzione (21,7% UE) di cui la maggior parte biogas da discarica.

La produzione elettrica totale nel 2008 è di 19.964,7 GWh (3.654,5 GWh da impianti di cogenerazione), aumentata del 3,9% rispetto all'anno precedente in cui era di 19.214,4 GWh.

Anche in questo caso Germania e Regno Unito sono i due Paesi dell'UE a fornire le maggiori quantità di energia elettrica da biogas con produzioni nel 2008 rispettivamente di 8.317,8 GWh (41,7% UE) e 5.322,7 GWh (26,7% UE).

Solare termico

La produzione di energia primaria nel 2008 in UE attraverso il settore solare termico è stata di 1,105 Mtep³³.

Nel 2008 il mercato del solare termico in UE è cresciuto fortemente, 51,5% in più rispetto al mercato del 2007 che è stato di 2.093,9 MWth. Nel 2008 sono stati complessivamente installati 3.172,5 MWth³⁴ in UE, equivalenti ad una superficie di collettori solari pari a 4,53 milioni di m².

Complessivamente nei Paesi UE a fine 2008 la superficie cumulata totale di impianti solari termici installati è di 28,48 milioni di m², corrispondente a 19.982,7 MWth.

Il mercato tedesco, con 1.344 MWth (1.920.000 m²) installati nel 2008, è il più vasto in Europa ed ha mostrato un tasso di crescita del +100% rispetto all'anno prima. In Germania la capacità cumulata installata totale a fine 2008 è stata di 7.921,9 MWth (11.317.000 m²), pari al 39,6% del totale UE.

La Spagna nel 2008 è il secondo mercato per dimensione con circa 326 MWth (466.000 m²) installati equivalenti ad una crescita del 69,5% ed una potenza installata cumulata finale di quasi 1.024,1 MWth (1.463.036 m²).

Il terzo Paese in termini di mercato nel 2008 è l'Italia con 294,7 MWth (421.000 m²) di nuova potenza installata, una crescita del 27,6% rispetto al 2007 e un totale di potenza cumulata installata di 1.131,2 MWth (1.616.010 m²) circa.

La classifica UE dei Paesi con la maggiore capacità installata ogni 1000 abitanti³⁵ vede Cipro in testa con 590,1 kWth (843 m²), seguita da Austria con 333,1 kWth (475,8 m²), Grecia con 241,6 kWth (345,1 m²) e Germania, questa volta al quarto posto, con 96,4 kWth (137,6 m²).

³¹ Da impianti agricoli decentralizzati, impianti di metanizzazione dei rifiuti solidi urbani, impianti CHP centralizzati.

³² COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

³³ EurObserv'ER – Geographic Information System.

³⁴ Stima.

³⁵ Solar Thermal Barometer. EurObserv'ER, 2009 (stima).

Le stime per il 2010 della capacità cumulata totale installata nell'UE sono di arrivare a poco più di un terzo, circa 38 milioni di m², dell'obiettivo stabilito dal libro bianco³⁶ (100 milioni di m²).

La capacità del solare termico di creare nuova occupazione in Europa è di circa un posto di lavoro full-time ogni 80 kWth di nuova potenza installata³⁷. Ad oggi si stima che siano circa 50.000 le persone impiegate in Europa in questo settore per un fatturato totale intorno ai 3 miliardi di € nel 2008. Sempre per il 2008 le stime sui livelli di occupazione nel settore solare termico sono di circa 17.400 posti di lavoro in Germania (1.200 M€ di fatturato), 10.000 in Italia (400 M€ di fatturato), 8.000 in Spagna (375 M€ di fatturato), 7.400 in Austria (590 M€ di fatturato) e 6.500 in Francia (400 M€ di fatturato)³⁸.

Geotermico

Nel 2008 la capacità cumulata installata netta³⁹ in UE del settore geotermico per la produzione di energia elettrica, generata attraverso applicazioni ad alta temperatura, è aumentata di 4,8 MWe rispetto al 2007 per un totale di 719,3 MWe⁴⁰ di cui il 93% circa in Italia (670,5 MWe).

La produzione geotermica di energia elettrica nell'UE, leggermente in calo, è stata di 5.809,5 GWh nel 2008 e quella del 2007 di 5.867,9 GWh. Anche in questo caso l'Italia è al primo posto con 5.520,3 GWh generati nel 2008 (95% UE).

La produzione di calore da sorgenti a bassa e media temperatura nell'UE è risultata pari a 689,2 ktep nel 2008, rimanendo essenzialmente identica a quella del 2007 (690,5 ktep), e la corrispondente capacità installata pari a 2.559,9 MWth (2.535,1 MWth nel 2007).

Il Paese UE nel 2008 a possedere la maggiore capacità installata di sorgenti a bassa e media entalpia è l'Ungheria con 694,2 MWth e 189,6 ktep di produzione energetica, mentre l'Italia si trova questa volta al secondo posto della classifica con 500 MWth e 176,7 ktep, la Francia al terzo con 312 MWth e 114 ktep di produzione.

La seconda modalità di produzione di calore da geotermia è quella basata su sorgenti a temperatura molto bassa⁴¹. In questo caso la capacità installata cumulata nel 2008 in UE è di 8.955,4 MWth suddivisa tra 785.206 impianti totali. La Svezia è il Paese a possedere la maggiore capacità installata (2.909 MWth) e il più alto numero di impianti (320.687), seguita da Germania (1.652,9 MWth e 150.263 impianti) e Francia (1.366 MWth e 124.181 impianti).

Il mercato totale 2008 dei principali Paesi UE nel settore, pari a 114.452 nuovi impianti complessivi, è in aumento del 9% rispetto a quello del 2007, dopo il leggero calo dell'anno precedente, mentre il Paese leader risulta questa volta la Germania con 34.450 nuove unità installate, seguita da Svezia (25.138) e Francia (21.725).

Secondo le previsioni di crescita, il settore della geotermia nel 2010 si dovrebbe avvicinare all'obiettivo europeo⁴² (1.000 MWe) con circa i 933,6 MWe di potenza totale installata in UE per la produzione di energia elettrica.

³⁶ COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

³⁷ ESTIF 2009.

³⁸ EurObserv'ER – Geographic Information System.

³⁹ È la potenza massima presumibilmente sfruttabile che può essere inviata ad un punto di connessione alla rete in maniera continua mentre l'intero impianto sta operando.

⁴⁰ Stima.

⁴¹ Ground source heat pumps.

⁴² COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

Nel caso invece di entrambe le tipologie di applicazioni geotermiche per la produzione di calore, le previsioni di capacità cumulata installata al 2010 vanno ben oltre il target europeo (5.000 MWth), già superato da anni; si stimano infatti circa 14.560 MWth di capacità termica totale nell'UE.

Mini idroelettrico

Utilizzato essenzialmente per produzioni di picco, il settore mini idroelettrico comprende tutte le installazioni con capacità inferiore a 10 MW.

Nel 2008 sono stati prodotti complessivamente nei Paesi UE 43.545,5 GWh di energia elettrica, produzione in aumento (+9,2%) rispetto all'anno precedente (39.891,4 GWh), di cui 9.159,4 GWh in Italia, primo Paese UE in termini di produzione elettrica da impianti idroelettrici a bassa potenza. Al secondo e terzo posto vi sono Germania e Francia con produzioni di energia elettrica, nel 2008, rispettivamente pari a 7.002 GWh e 6.924 GWh.

Nel 2008 l'Italia risulta essere anche il Paese UE a possedere la più elevata capacità cumulata installata su impianti in funzione e pari a 2.605,6 MW, seguita dalla Francia con 2.049 MW e dalla Spagna con 1.872 MW di potenza totale.

Complessivamente nei Paesi UE la capacità cumulata installata del settore mini idroelettrico a fine 2008 è di 12.618,5 MW, cresciuta di 199,7 MW (+1,6%) rispetto al 2007 (12.418,8 MW).

Le previsioni di crescita del settore mini idroelettrico sono di arrivare a 13.000 MW di capacità cumulata installata nel 2010, avvicinandosi quindi all'obiettivo europeo⁴³ di 14.000 MW entro quella data.

Rifiuti solidi urbani (RSU)

Negli Stati dell'UE le finalità di utilizzo dei RSU per la produzione di energia variano tra i Paesi del Nord e quelli del Sud. Mentre nei primi si predilige essenzialmente, in alternativa alla discarica, l'utilizzo dei rifiuti per la produzione di calore, nei secondi i RSU vengono destinati principalmente alla produzione di energia elettrica.

La produzione di energia primaria da RSU nell'UE è in crescita del 3%: nel 2007 sono stati infatti generati 6.610,8 ktep, aumentati a 6.806 ktep nel 2008⁴⁴.

I Paesi a possedere le quote più elevate di produzione di energia primaria nel 2008 sono la Germania, al primo posto con 1.230,8 ktep, la Francia, al secondo con 1.163,9 ktep e la Danimarca, al terzo con 956,6 ktep prodotti complessivamente.

Nel 2008 la produzione di energia elettrica da RSU è stata di 15.220,2 GWh, mostrando una crescita del 3% circa (+460 GWh) rispetto al 2007 (14.760 GWh). In cima alla classifica UE dei Paesi produttori di energia elettrica da RSU nel 2008 si trova la Germania con 4.505,9 GWh, seguita da Francia e Italia con rispettivamente 1.887,3 GWh e 1.556,4 GWh.

Con riferimento al rapporto tra la quantità di energia primaria prodotta per abitante, si nota come i due Paesi UE a possedere i valori più alti dell'indice siano questa volta Danimarca e Svezia, rispettivamente al primo e secondo posto con 174,7 tep e 69,2 tep ogni 1.000 abitanti.

Si prevede al 2010 una crescita della produzione di energia primaria da RSU fino al 5% del target⁴⁵ di produzione da biomassa della Commissione Europea (149 Mtep) per tale data, cioè circa 7,5 Mtep.

⁴³ COM(97)599 final della Commissione Europea del 26 novembre 1997.

⁴⁴ Stima.

Biomassa solida

La produzione di energia primaria attraverso l'uso di biomassa solida nei Paesi UE è stata nel 2008 di 70,3 Mtep⁴⁶, manifestando una crescita positiva (+4,6%) rispetto al 2007 (67,2 Mtep).

Nel 2008 i principali Paesi UE produttori di energia da biomassa solida sono la Germania con 10,3 Mtep e pari al 14,7% di tutta la produzione dell'Unione, la Francia con circa 9 Mtep (12,7% UE) e la Svezia con 8,3 Mtep (11,8% UE).

Con riferimento al dato della produzione di energia primaria per abitante, la classifica UE vede invece in testa i paesi scandinavi: prima la Finlandia con 1,35 tep per abitante e subito dopo la Svezia con 0,9 tep per abitante, mentre Francia e Germania si collocano in questo caso rispettivamente al 12° e 13° posto della classifica.

Nel 2008 la produzione di energia elettrica nell'UE da biomassa solida è di 57,8 TWh, cresciuta del 10,8% rispetto all'anno precedente (52,1 TWh). Anche in questo caso la Germania è il principale Paese UE nel 2008 in termini di produzione elettrica da biomassa solida con 10,4 TWh, seguita da Finlandia (10,2 TWh) e Svezia (8,9 TWh).

Le previsioni al 2010 di energia primaria da biomassa solida sono, comprendendo un import di 1,6 Mtep, di arrivare ad oltre 75 Mtep, cioè circa la metà dell'obiettivo della Commissione Europea sulle biomasse (149 Mtep) per tale data⁴⁷.

1.3.1 Ripartizione tra Paesi membri degli obiettivi UE sulle rinnovabili

Sono trascorsi oltre dieci anni dalla pubblicazione da parte della Commissione Europea del libro bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro bianco per una strategia e un piano di azione della Comunità", COM(97) 599 def, che ha segnato la strada dello sviluppo delle fonti rinnovabili nel mercato interno dell'Unione nel contesto di un coevo processo di integrazione e liberalizzazione dei mercati energetici.

Un decennio durante il quale l'Europa ha assunto la difficile leadership delle politiche per la lotta al cambiamento climatico; il Protocollo di Kyoto è anch'esso del 1997, ed ha portato a compimento l'ambizioso percorso di allargamento dell'Unione.

Le politiche per il clima e quelle per l'energia si sono sempre più avvicinate sino a comprendersi vicendevolmente. Il terzo pacchetto europeo "Energising Europe: A real market with secure supply" adottato dalla Commissione il 19 settembre 2007 ed il pacchetto per il clima presentato dalla Commissione il 23 gennaio 2008, approvato dal Parlamento europeo nel dicembre 2008, rappresentano delle tappe inequivocabili del percorso dell'Unione Europea per costruire un mercato energetico unico nell'ottica della sostenibilità. I temi di sicurezza degli approvvigionamenti, apertura dei mercati, promozione dell'efficienza energetica, sviluppo delle rinnovabili, lotta ai cambiamenti climatici fanno parte oggi di un approccio integrato al problema energetico ed ambientale.

In questo percorso le difficoltà non mancano, così come non mancano in qualche occasione dei punti di contraddizione o sovrapposizione tra una Direttiva ed un'altra. Elementi inevitabili in un processo di integrazione che oggi comprende 27 Stati e una politica energetico ed ambientale comune. Il nucleo dei sistemi energetici adottato in Europa è sufficientemente chiaro.

⁴⁵ COM(2005) 628 final della Commissione Europea del 7 dicembre 2005.

⁴⁶ Stima.

⁴⁷ COM(2005) 628 final della Commissione Europea del 7 dicembre 2005.

Progressione della liberalizzazione dei mercati energetici e sempre maggiore integrazione tra i Paesi membri dell'Unione nell'ottica di un mercato energetico comunitario sempre più regolato da obiettivi ambientali. In questo decennio l'Europa ha adottato e sperimentato diversi meccanismi di regolazione: di mercato centralizzati per la riduzione delle emissioni climalteranti (ETS) od amministrativi con l'introduzione di obiettivi quantitativi vincolanti (proposta di *burden sharing* e rinnovabili) o l'applicazione di standard minimi (regolamento autovetture).

La regolazione del settore delle energie rinnovabili è uno dei principali pilastri della politica energetica europea. La Direttiva 77/2001, ancora oggi il più forte strumento legislativo a favore dello sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) nel contesto globale, è stata sostituita da un nuovo testo ancora più significativo. La nuova Direttiva sulle fonti rinnovabili raccoglie lo stato di avanzamento della strategia energetica europea in tema di rinnovabili. In essa alcuni punti, quali il livello d'integrazione dei mercati in presenza di incentivi e l'apertura degli stessi ai biocombustibili, sono destinati a creare dibattiti e fornire spunti di riflessione. Passaggi inevitabili nello sforzo di sperimentare soluzioni alla crisi energetico-ambientale attuale.

La nuova Direttiva sulla promozione delle fonti energetiche rinnovabili si inserisce nella strategia del cosiddetto *venti, venti, venti* proposta dall'Unione Europea per supportare l'obiettivo unilaterale di riduzione delle emissioni climalteranti a -20% entro il 2020. Il pacchetto presentato dalla Commissione Europea è stato votato all'unanimità dal Parlamento nel dicembre 2008, con qualche modifica rispetto alla proposta originaria ed in un contesto particolarmente incerto.

La rinnovata presidenza negli Stati Uniti, sino ad ora interlocutore sordo ed ostativo nei confronti di politiche condivise riguardo i cambiamenti climatici, introdurrà un nuovo attore in cerca di leadership a livello mondiale. Inoltre il Parlamento Europeo si è trovato ad approvare un pacchetto di Direttive fondamentali in prossimità della scadenza del suo mandato. Il pacchetto rappresenta l'ossatura di regole finalizzate al raggiungimento di un obiettivo di riduzione del 20%, nell'ottica tuttavia, come ribadito in più occasioni da Commissione e Consiglio Europeo, di sottoscrivere un impegno di riduzione del 30% nel contesto di un accordo internazionale sul clima.

La proposta di Direttiva FER

I punti maggiormente innovativi introdotti dalla Direttiva sulle rinnovabili riguardano la scelta e la divisione tra i Paesi membri dell'obiettivo europeo del 20% al 2020, il ruolo della garanzia d'origine come base per la creazione di un mercato europeo delle fonti rinnovabili ed il sotto-obiettivo di contributo delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti.

Divisione degli oneri ed obiettivi nazionali

L'adozione di un target europeo di contributo delle fonti rinnovabili al 20% entro il 2020 è declinato nella nuova Direttiva con alcune novità rispetto all'impianto precedente di promozione delle FER.

- Innanzitutto l'obiettivo di sviluppo è trasposto negli stati nazionali sul totale dei consumi energetici e non più soltanto nel settore elettrico, come in precedenza in base alla Direttiva 77/2001. Questo ne aumenta la complessità ma anche l'efficacia rendendo l'obiettivo direttamente collegato alle politiche nazionali di efficienza energetica.
- Il target nazionale non è più indicativo ma vincolante, anche se la violazione degli obiettivi da parte degli Stati membri non si traduce in un meccanismo sanzionatorio automatico ma nella discrezionalità della Commissione di aprire una procedura d'infrazione.

- All'interno del target complessivo è inserito un sotto-obiettivo vincolante di promozione delle rinnovabili nel settore dei trasporti corrispondente al 10%.
- Il target complessivo è assegnato ai singoli Stati membri con una metodologia di divisione degli oneri che, come vedremo, non è basata sui potenziali fisico-economici di sviluppo ma in base ad un principio duplice di uguale onere per ciascun Paese da un lato e di solidarietà economica dall'altro.
- Il target viene monitorato attraverso la predisposizione di piani d'azione nazionali verificati dalla Commissione.

La nuova Direttiva rappresenta una tappa del percorso d'integrazione sopra accennato. Assegnare un obiettivo per il totale delle fonti rinnovabili in tutti i settori permette da un lato di inglobare in un unico testo normativo l'aggiornamento della Direttiva 77/2001 per la promozione delle rinnovabili nei mercati interni di energia elettrica e della Direttiva 30/2003 sulla promozione dei biocombustibili ed altre fonti alternative nel settore dei trasporti, dall'altro di estendere la promozione di rinnovabili nel settore del calore e del raffreddamento sino ad ora, di fatto, prive di un indirizzo quadro a livello comunitario. Gli obiettivi percentuali inevitabilmente interagiscono con le dinamiche di consumi e dunque si intersecano con le politiche di risparmio energetico. Una sfida ulteriore.

Presentare ed approvare una simile Direttiva, che evidentemente tocca molteplici interessi in un testo unico, è indice di autorevolezza e capacità di governo da parte di Bruxelles. Tuttavia la trasposizione delle Direttive negli ordinamenti degli Stati Nazionali incontrerà in diversi casi ostacoli di non facile soluzione e previsione a seconda dei livelli di indipendenza, convinzione e conoscenza da parte dei diversi Governi. La scelta di un obiettivo vincolante, pur privo di un meccanismo sanzionatorio automatico, è un ulteriore segno di un rafforzamento della politica della Commissione. Nel dibattito l'Europa ha rigettato senza troppa esitazione la proposta italiana di revisione degli obiettivi al 2014.

Già nel 2001, in occasione dei lavori per la Direttiva 77/2001, era stata proposta l'adozione di un obiettivo vincolante in percentuale sul consumo interno lordo di energia elettrica ma il testo finale veniva approvato con l'inclusione di obiettivi unicamente indicativi, lasciando ad una futura valutazione l'opportunità di rendere più vincolante il rispetto dei target. In occasione della valutazione dei risultati della Direttiva 77/2001, la Commissione ha tracciato un bilancio del progresso degli Stati membri in relazione agli obiettivi.

La conclusione è stata che gli sforzi in atto in Europa sembrano essere in grado di garantire una penetrazione delle fonti rinnovabili al 19% del consumo interno lordo del sistema elettrico a fronte di un obiettivo indicativo del 21% e di un punto di partenza nel 1997 del 12,9%. Al pari la valutazione dei progressi in atto della Direttiva 30/2003 lascia ipotizzare una capacità di promuovere i biocombustibili nel settore dei trasporti al 4,20% al 2010 a fronte di un target del 5,75%.

La valutazione della Commissione, pur constatando uno sviluppo delle FER inferiore alle attese, è una chiara conferma dell'utilità di fissare degli obiettivi quantitativi quale elemento strutturale per orientare le politiche dei diversi Stati membri.

Con la nuova Direttiva l'obbligo è posto al 20% del consumo lordo finale di energia dell'Unione Europea e comprende un obiettivo minimo di copertura da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti, prevalentemente biocombustibili, del 10%.

Mentre per quest'ultimo target si prevede un eguale onere percentuale per ciascun Paese membro, per la suddivisione degli obiettivi complessivi di sviluppo delle FER la Commissione Europea ha proposto una metodologia specifica.

Il burden sharing della Direttiva rinnovabili

Per giungere ad una divisione di oneri tra i Paesi membri la Commissione ha condotto una valutazione di costo benefici di due opposte metodologie di assegnazione⁴⁸. In particolare ha valutato:

- una divisione degli obiettivi in base ai potenziali nazionali
- una divisione che comprendesse una quota di onere comune a tutti gli Stati ed una quota in base al PIL, anche tenendo conto degli incrementi di rinnovabili negli ultimi anni.

Tabella 1.1 – Contributo percentuale dei Paesi membri a seguito di una divisione degli oneri su criterio di ottimizzazione economica dei potenziali di sviluppo

Paesi	A	B
Austria	39	16
Belgium	13	11
Bulgaria	23	13
Cyprus	11	8
Czech	20	14
Denmark	33	16
Estonia	39	21
Finland	43	15
France	19	9
Germany	16	11
Greece	19	12
Hungary	20	16
Ireland	17	14
Italy	14	9
Latvia	51	16
Lithuania	36	21
Lux.	9	8
Malta	6	6
Netherlands	13	11
Poland	19	12
Portugal	34	13
Romania	26	9
Slovakia	19	12
Slovenia	24	8
Spain	24	16
Sweden	48	8
UK	13	12

A: Contributo percentuale atteso in base ad una divisione degli obblighi con criterio di ottimizzazione economica in base ai potenziali.

B: Incremento percentuale rispetto all'anno base 2005.

Fonte: Commissione Europea 2008

⁴⁸ Per una completa ed esaustiva descrizione della metodologia di divisione degli oneri consultare: "Commission staff working document. Annex to the impact assessment (provisional); package of implementation relating to the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020". Disponibile sul sito della Commissione: http://ec.europa.eu/environment/climat/climate_action.htm

La divisione sulla base dei potenziali mira ad uno sviluppo ottimale delle FER nei Paesi dell'Unione in base ad un criterio di ottimizzazione dei costi complessivi del sistema. Con questa metodologia vengono privilegiati gli aspetti di efficienza economica e di disponibilità delle fonti rinnovabili ma non vengono fatte considerazioni in merito a criteri di equità tra i Paesi dell'Unione né in merito all'effettiva disponibilità economico-finanziaria dei diversi Paesi nel realizzare i potenziali individuati.

L'adozione di un simile criterio di *burden sharing* sarebbe stata la scelta ottimale in un mercato energetico europeo unico privo delle innumerevoli distorsioni rappresentate dai regimi fiscali in materia energetica e dai diversi sistemi d'incentivazione delle FER nonché delle diverse barriere regolatorie e fisiche nella connessione degli impianti e trasmissione dell'energia. La [tabella 1.1](#) nella pagina a fianco riporta la divisione degli obblighi che sarebbe scaturita a seguito dell'applicazione di una metodologia in base ai potenziali fisico economici di sviluppo delle FER.

La seconda metodologia presa in esame dalla Commissione è invece composta dall'unione di un principio di pari contributo da parte dei Paesi membri dell'Unione (flat rate) e di un principio di divisione degli oneri in base al PIL pro-capite.

I passi successivi descrivono il percorso attraverso il quale la Commissione Europea è giunta alla proposta di target:

- Il primo passo consiste nella stima del consumo lordo finale di energia al 2020 in Europa, previsto in 1270,6 Mtep⁴⁹ (colonna 2, [tabella 1.2](#)).
- A tale stima viene applicato l'obiettivo di contributo delle fonti rinnovabili al 20%, corrispondente a 254,1 Mtep.
- All'obiettivo europeo di 254,1 Mtep, viene sottratto il contributo delle FER esistente al 2005. Il valore effettivo (101,9 Mtep) è corretto per premiare, nella metodologia di assegnazione, i Paesi che abbiano incrementato di oltre il 2% l'apporto di FER dal 2001 al 2005. Per questi Paesi la metodologia prevede di sottrarre un terzo della percentuale di incremento dal valore del 2005.
- Lo sviluppo addizionale di FER al 2020 necessario per soddisfare l'obiettivo europeo del 20% risulta essere $(254,1 - 101,9) = 152,2$ Mtep.
- Metà del contributo, 76,1 Mtep, viene distribuito tra gli Stati membri applicando una pari percentuale di incremento. Questo corrisponde ad un + 5,5% rispetto ai valori del 2005. Ovvero se ogni Paese incrementa del 5,5% il proprio contributo di FER il nuovo apporto a livello europeo consiste in 76,1 Mtep (colonna 3, [tabella 1.2](#)).
- La restante parte, 76,1 Mtep, viene spalmata sul totale della popolazione europea. Ne risulta un incremento necessario, ovvero uno "sforzo per singolo abitante" in Europa, corrispondente a una media di 0,16 tep (colonna 4).
- Tale "sforzo per abitante" è conseguentemente corretto per il PIL delle diverse nazioni e moltiplicato per la popolazione residente (colonna 5, [tabella 1.2](#)).
- Il risultato viene quindi sommato alla quota di rinnovabili già identificata nel contributo FER del 2005 e all'incremento già assegnato con il 5,5%.
- Il risultato corrisponde all'apporto in Mtep complessivo atteso da parte di ogni Stato membro (colonna 6, [tabella 1.2](#)). Tale valore diviso per il consumo lordo finale di energia atteso al 2020 rappresenta la quota d'obbligo richiesta al singolo Stato (colonna 7, [tabella 1.2](#)).

⁴⁹ Lo scenario corrisponde al PRIMES model "cost-efficient" reference case. Cfr pag. 175 "Commission staff working document. Annex to the impact assessment (provisional); package of implementation relating to the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020".

Tabella 1.2 – Divisione degli oneri secondo la metodologia suggerita dalla Commissione Europea

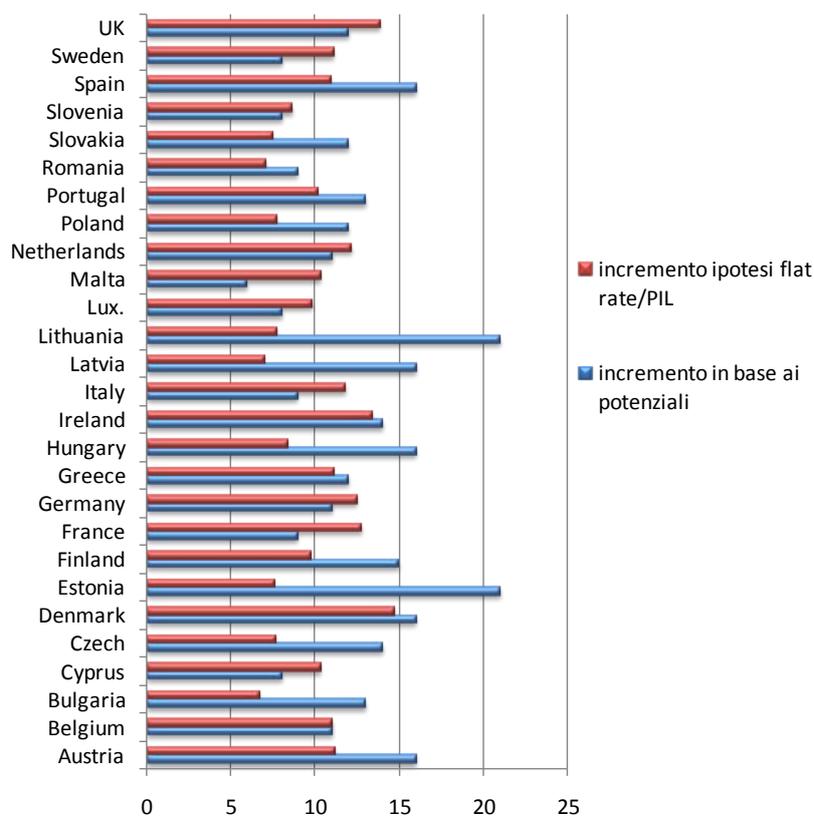
	1	2	3	4	5	6	7
	FER 2005	Stima consumo lordo finale al 2020	Incremento omogeneo +5,5%	Sforzo per abitante aggiuntivo corretto per PIL	Incremento ulteriore per stato membro	Totale apporto di FER al 2020 per il rispetto dell'obiettivo	Percentuale d'obbligo
	%	Mtep	%	tep	Mtep	Mtep	%
Austria	23,3	29,5	28,8	0,21	1,69	10,18	34,5
Belgium	2,2	37,4	7,7	0,2	2,08	4,95	13,2
Bulgaria	9,4	12,3	14,9	0,02	0,15	1,98	16,1
Cyprus	2,9	1,9	8,4	0,12	0,09	0,26	13,2
Czech	5	30,2	10,4	0,07	0,69	3,84	12,7
Denmark	15,4	15,6	20,9	0,27	1,44	4,7	30,1
Estonia	17,1	3,7	22,6	0,06	0,08	0,91	24,7
Finland	28,5	25,7	34	0,21	1,09	9,82	38,2
France	10,3	164,6	15,8	0,19	11,84	37,79	23
Germany	5,8	220	11,3	0,19	15,53	40,33	18,3
Greece	6,9	24,4	12,4	0,12	1,37	4,39	18
Hungary	4,3	20,7	9,8	0,06	0,61	2,64	12,7
Ireland	3,1	14	8,6	0,27	1,11	2,3	16,5
Italy	5,2	154,4	10,7	0,17	9,83	26,31	17
Latvia	34,9	5,9	40,4	0,04	0,09	2,48	41,9
Lithuania	15	6,1	20,5	0,04	0,14	1,4	22,8
Luxemb.	0,9	4,7	6,4	0,45	0,2	0,5	10,7
Malta	0	0,7	5,5	0,08	0,03	0,07	10,3
Netherl.	2,4	53,2	7,9	0,22	3,52	7,71	14,5
Poland	7,2	71,6	12,7	0,04	1,69	10,77	15
Portugal	20,5	21,6	26	0,1	1,03	6,63	30,7
Romania	16,5	34,9	22	0,03	0,55	8,24	23,6
Slovakia	6,7	12,8	12,2	0,05	0,26	1,82	14,2
Slovenia	16	6,3	21,5	0,1	0,19	1,55	24,6
Spain	8,7	115,8	14,2	0,14	6,23	22,63	19,6
Sweden	38,9	34,5	44,4	0,23	2,03	17,35	50,03
UK	1,3	148,1	6,8	0,21	12,47	22,5	15,2
EU-27	8,4	1270,6	13,9	0,16	76,1	254,1	20

Fonte: Commissione Europea, 2008

Tra le due metodologie analizzate, la Commissione ha optato per includere quest'ultima nella proposta di Direttiva. La coincidenza, in diversi casi, dei maggiori potenziali nei Paesi a minore reddito avrebbe determinato un minor costo teorico all'interno dell'Unione ma si sarebbe inevitabilmente scontrata con le difficoltà finanziarie dei nuovi entranti nello sviluppare autonomamente il potenziale individuato. Inoltre i Paesi nuovi entranti non hanno ancora un'esperienza d'incentivazione delle fonti rinnovabili in grado di competere con i mercati dei Paesi più avanzati.

Al contrario la scelta di una divisione in base al PIL, pur introducendo in Europa un costo complessivo più elevato, stimato in 8 miliardi di € al 2020, sembra portare ad una politica di promozione delle rinnovabili maggiormente condivisibile nel complesso e più funzionale alla realtà dei fatti.

Figura 1.16 – Differente divisione degli oneri in base ai potenziali ed in base alla metodologia flat rate/PIL



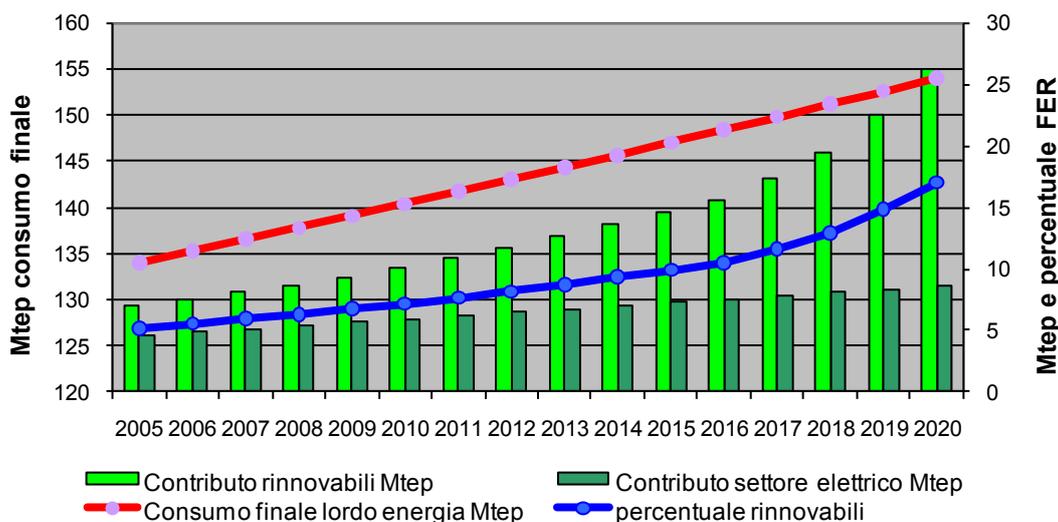
Fonte: Commissione Europea 2008

Tale proposta vedrebbe una riduzione dei costi complessivi qualora accompagnata da sistemi di mercato che permettano il trasferimento di risorse economiche dai Paesi con obiettivi maggiori a Paesi a maggior potenziale ma a bassa potenzialità finanziaria. Tale opzione, parzialmente riconosciuta dalla Direttiva, tuttavia risulterà di difficile applicazione per l'asimmetria dei meccanismi d'incentivazione nei diversi Paesi membri e per la difficoltà di permettere trasferimenti di quote FER in presenza di obiettivi vincolanti riferiti ai singoli Stati.

Sempre in relazione ai target, la proposta di Direttiva è accompagnata da un sistema di monitoraggio più incisivo di quello previsto dalla 77/2001. Gli Stati membri dovranno infatti sviluppare un piano d'azione nazionale da presentare in Commissione entro il 31 giugno 2010. Il piano deve indicare i contributi di energia da FER che gli Stati hanno intenzione di raggiungere nei diversi settori: dei trasporti, dell'energia elettrica e del calore-raffreddamento, specificandone le misure di sostegno messe in campo per il loro utilizzo.

Tali piani dovranno essere corretti nella quantificazione e nelle misure di sostegno qualora lo sviluppo delle rinnovabili si discosti dalla traiettoria di crescita minima individuata dalla Commissione. La traiettoria minima di sviluppo proposta subisce una maggiore accelerazione con l'approssimarsi del 2020 per permettere agli Stati di beneficiare, in termini di costi, del progredire della tecnologia senza tuttavia procrastinare completamente gli obiettivi a fine periodo.

Figura 1.17 – Progressione degli obiettivi di penetrazione FER da rispettare nei piani d'azione nazionali, esempio per l'Italia



Fonte: elaborazione da fonti varie

Il grafico di [figura 1.17](#) fornisce una raffigurazione degli obiettivi assegnati all'Italia. Alla stima di consumo finale fornito dalla Commissione (154 Mtep), il 17% di FER corrisponde a circa 26 Mtep. A tale contributo l'Italia dovrà giungere attraverso una progressione minima ("percentuale rinnovabili", nel grafico) richiesta dalla Commissione degli obiettivi complessivi delle FER nel periodo 2005-2020. Di queste l'esistente piano nazionale di sviluppo delle rinnovabili nel settore elettrico ne ha identificate appena circa 8,5 Mtep ("contributo settore elettrico", nel grafico).

Trading di energia rinnovabile tra Paesi membri

L'adozione di obiettivi di sviluppo nazionali in base alla metodologia "flat rate/PIL" esclude una divisione degli oneri in base ai potenziali. Questo avrebbe rappresentato la soluzione ottimale nell'ottica di una diminuzione dei costi complessivi della politica di incentivazione ma, come anticipato prima, sarebbe stata una decisione priva di fondamento rispetto alla realtà dei mercati energetici dei diversi Paesi. Per contro, la distribuzione degli obblighi in base al PIL accompagnato dalla possibilità di *trading* corregge in parte le inefficienze economiche derivanti da una metodologia non basata sui potenziali.

Il *trading* di energia rinnovabile all'interno dell'Unione ed il relativo trasferimento della quota da contabilizzare nel bilancio dello Stato acquirente solleva tuttavia qualche difficoltà nella definizione delle regole ed in particolare pone dei problemi di compatibilità tra un sistema di mercato e diversi sistemi d'incentivazione basati su meccanismi nazionali non armonizzati.

Già la Direttiva 77/2001 aveva affrontato il tema del trasferimento dell'energia rinnovabile da un Paese all'altro ed aveva previsto che lo scambio di garanzie di origine tra gli Stati, non determinasse automaticamente il trasferimento di quote di produzione valide per il calcolo dell'obiettivo indicativo nazionale. La Direttiva inoltre specificava che il *trading* di energia rinnovabile tra i Paesi membri non determinasse il diritto di accedere ai meccanismi d'incentivazione offerti nel Paese acquirente. Ad esempio l'acquisto di energia rinnovabile dalla Francia da parte dell'Italia non determina un trasferimento delle quote di generazione francesi nel calcolo dell'obiettivo italiano, né il diritto del produttore francese a vedersi riconosciuti i

certificati verdi italiani relativi all'energia esportata. Sempre la Commissione Europea specificava che il trasferimento di energia rinnovabile poteva essere contabilizzato per il calcolo dell'obiettivo del Paese importatore in presenza di un accordo bilaterale in merito.

Ancora nel 2001, in fase di approvazione della Direttiva 77/2001, la Commissione Europea prendeva in considerazione la possibilità di creare un mercato unico delle energie rinnovabili caratterizzato da regole comuni e sistemi d'incentivazione armonizzati. In sostanza riteneva credibile l'adozione di una sorta di sistema di certificati verdi comunitari la cui contrattazione avrebbe determinato il raggiungimento degli obiettivi nazionali attraverso lo sviluppo dei potenziali nei Paesi a minore costo. A quel tempo tuttavia soltanto in alcuni Stati dell'Unione (Gran Bretagna, Svezia ed Italia) si stava iniziando a mettere in pratica meccanismi d'incentivazione degli impianti a FER attraverso meccanismi di mercato (certificati verdi). Era necessario acquisire una certa esperienza prima di proporre un sistema d'incentivazione unico europeo. Inoltre la Direttiva non era riuscita ad introdurre obiettivi vincolanti di penetrazione delle FER, elemento indispensabile per il funzionamento di un meccanismo di mercato a quota d'obbligo quale quello dei certificati verdi. Non solo, in alcuni Stati membri (Danimarca, Spagna e Germania) si stavano progressivamente affermando sistemi d'incentivazione definiti di conto energia (*feed-in tariff*), che si basano sul principio di riconoscimento dell'incentivo ai soli impianti realizzati su territorio nazionale.

La Direttiva 77/2001 concludeva con la possibilità da parte della Commissione di proporre, in occasione della valutazione periodica sullo stato di avanzamento degli obiettivi da parte degli Stati membri, un disegno di armonizzazione dei sistemi d'incentivazione anche a seguito delle esperienze man mano acquisite. I successivi documenti della Commissione prendono tuttavia atto del rafforzamento dei sistemi d'incentivazione nazionali e della difficoltà di procedere con l'imposizione di un sistema unificato a livello europeo.

Peraltro, i sistemi d'incentivazione che meglio si sono dimostrati efficaci nel perseguimento dell'obiettivo sono risultati essere, dalla valutazione della Commissione stessa, quelli sorretti da un meccanismo in conto energia non compatibili con un disegno di mercato sopranazionale. Lo stesso processo di unificazione dei mercati elettrici è risultato nel complesso più difficoltoso di quanto sembrasse e gli obiettivi di apertura dei mercati hanno in generale subito un ridimensionamento anche includendo tappe intermedie di costituzione di mercati regionali.

In tale situazione la nuova Direttiva, nello scegliere obiettivi di rinnovabili in base al PIL anziché in base ai potenziali, si adegua alla considerazione della permanenza di mercati energetici nazionali non ancora completamente integrati (soprattutto nel settore delle fonti rinnovabili, diversamente incentivate nei vari Paesi, con meccanismi a loro volta diversi e complessi); nel contempo, volente o nolente, introduce delle possibilità di *trading* tra i diversi Stati. Tale *trading*, pur limitato e difficile, sarà la cartina tornasole della capacità e la volontà dei mercati di superare le differenze di regolazione delle fonti rinnovabili nei Paesi dell'Unione.

L'apertura al *trading* infatti porta con sé la necessità di fornire alcune soluzioni in un contesto privo di regole armonizzate relative ai meccanismi d'incentivazione. Se si vuole sviluppare un potenziale di crescita in un Paese a limitata disponibilità finanziaria, è evidente che si debba offrire un'opportunità di maggiore ricavo rispetto a quanto offerto dai meccanismi di incentivazioni esistenti nello Stato ospite. Le regole del mercato unico potrebbero portare alla conclusione che chi esporta energia rinnovabile possa accedere agli stessi privilegi d'incentivazione del Paese importatore determinando pertanto una progressiva convergenza su sistemi armonizzati.

Nella fase di approvazione della Direttiva da parte del Parlamento la possibilità di scambio di quote di FER tra i Paesi ha raggiunto maggiore chiarezza. In breve sarà possibile esportare quote di rinnovabili da un Paese all'altro solo nel caso di superamento da parte del Paese venditore degli obiettivi nazionali e soltanto per la quota eventualmente eccedente. Un'altra opzione sembra essere rappresentata dalla conduzione di progetti congiunti tra Paesi membri.

Qualche possibilità di importazione di energia rinnovabile, per il settore elettrico in particolare, è prevista in caso di trasferimento fisico dell'energia nei Paesi dell'Unione. È stata rigettata la proposta di inclusione di quote di rinnovabili in base a trasferimenti virtuali da Paesi extra UE.

La garanzia d'origine, già prevista dalla Direttiva 77/2001, ed ora estesa a tutti i contributi energetici da fonte rinnovabile, diventa il "titolo" in base al quale registrare e monitorare eventuali *trading* di fonti rinnovabili tra Paesi.

La proposta di Direttiva prevede che le garanzie di origine rilasciate a fronte di un contributo da fonte rinnovabile siano consegnate ad un "organismo competente" designato dallo Stato membro nel caso di sistemi d'incentivazione sia in conto energia (feed-in) sia in quota d'obbligo (certificati verdi) sia in opzioni di fornitura "verde".

Questo significa, ad esempio, che la garanzia d'origine rilasciata ad un impianto CIP6 o con certificati verdi è automaticamente consegnata nelle mani di un "organismo competente" (potremmo ad esempio supporre il Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA).

Sarà dunque possibile prevedere un trasferimento delle garanzie d'origine da uno Stato all'altro attraverso gli "organismi competenti" qualora lo sviluppo delle energie rinnovabili nel Paese esportatore sia almeno pari al contributo minimo richiesto in relazione alla traiettoria di sviluppo disegnata dalla Commissione ed illustrata in precedenza nel testo in [figura 1.16](#).

Per quanto concerne, invece, biomasse e biocombustibili d'importazione, la Direttiva istituisce un sistema di riferimento quadro nel tentativo di garantire la sostenibilità delle importazioni.

In sostanza i biocombustibili importati in Europa potranno essere quantificati negli obiettivi nazionali solo in presenza di specifiche garanzie di sostenibilità e di efficienza di filiera.

Box 1 – La nuova Direttiva europea sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili

Il 5 giugno 2009 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea la Direttiva 2009/28/CE *"sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE"*.

Nell'articolo 1 si afferma che *"la presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Fissa obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. Detta norme relative ai trasferimenti statistici tra gli Stati membri, ai progetti comuni tra gli Stati membri e con i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative, all'informazione e alla formazione nonché all'accesso alla rete elettrica per l'energia da fonti rinnovabili. Fissa criteri di sostenibilità per i biocarburanti e i bioliquidi"*.

Gli Stati membri dovranno notificare alla Commissione UE entro il 30 giugno 2010 i propri piani d'azione nazionali per le energie rinnovabili sulla base del modello standard adottato (articolo 4) ed entro il 5 dicembre 2010 mettere *"in vigore le disposizioni legislative, regolamentari e amministrative necessarie per conformarsi alla presente direttiva"* (articolo 27).

Il calcolo della quota di energia da fonti energetiche rinnovabili in ogni Stato membro, fissato nell'articolo 5, è definito *"come la somma:*

- a) del consumo finale lordo di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili;*
- b) del consumo finale lordo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento; e*
- c) del consumo finale di energia da fonti energetiche rinnovabili nei trasporti.*

Si consideri che *"gli Stati membri possono convenire e concludere accordi per il trasferimento statistico da uno Stato membro all'altro di una determinata quantità di energia da fonti rinnovabili"* (articolo 6) oltre a *"cooperare su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica, calore e freddo da fonti energetiche rinnovabili"* (articolo 7).

Vi è anche la possibilità per gli Stati membri di *"cooperare con uno o più paesi terzi su tutti i tipi di progetti comuni per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili"* (articolo 9) a patto che sia consumata nella Comunità. Le cooperazioni consentono tra l'altro di comprendere anche operatori privati.

Sono inoltre considerati, ai fini della presente direttiva, solo i biocarburanti ed i bioliquidi che rispettano determinati criteri di sostenibilità relativi alle emissioni di gas serra, alla biodiversità ed alla protezione delle specie e degli ecosistemi (articolo 17).

2 LE RINNOVABILI A LIVELLO NAZIONALE

2.1 La produzione di energia da rinnovabili in Italia

In questo capitolo sono raccolti e analizzati i dati di energia prodotta in Italia, nell'anno 2008, attraverso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili. In primo luogo si fornisce un quadro complessivo dell'offerta da fonti rinnovabili utilizzando i criteri di conversione adottati nel Bilancio Energetico Nazionale preparato dal Ministero dello Sviluppo Economico⁵⁰; in seguito si forniscono alcune stime relative all'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore, si riportano i dati relativi alla produzione di biocarburanti e si analizzano i dati relativi alla produzione di energia elettrica.

2.1.1 Stato dell'arte delle rinnovabili in Italia

Nel 2008 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al consumo interno lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 9,6%. In [tabella 2.1](#) viene esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito. Complessivamente nel 2008 si è avuto un aumento della produzione da fonti rinnovabili in Italia del 18% (+2.860 ktep) circa rispetto a quella del 2007 (15.641 ktep).

**Tabella 2.1 – Energia da rinnovabili in equivalente fossile sostituito.
Anni 2000-2008 (ktep)**

Fonti energetiche	2000	2005	2006	2007	2008
Idroelettrica ¹	9.725	7.935	8.139	7.219	9.157
Eolica	124	515	654	888	1.069
Solare fotovoltaico	4	7	11	26	99
Solare termico	11	21	29	39	56
Geotermia	1.248	1.384	1.429	1.438	1.427
Rifiuti ²	461	1.501	1.672	1.734	1.784
Legna ed assimilati ³	2.344	3.153	3.328	3.710	3.883
Biocombustibili	95	172	155	174	567
Biogas	162	343	383	415	459
Totale	14.173	15.033	15.798	15.641	18.501
di cui non tradizionali ⁴	2.046	4.556	4.964	5.334	6.210

¹ Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2200 kcal/kWh.

² Inclusa la parte organica.

³ Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni.

⁴ Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas.

* Dati provvisori.

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

⁵⁰ Nel Bilancio Energetico Nazionale il calcolo del consumo interno lordo e delle produzioni nazionali (in Mtep) dell'energia idroelettrica, geotermoelettrica e nucleotermoelettrica e del saldo con gli scambi con l'estero è effettuato sulla base di un consumo specifico medio lordo convenzionale delle centrali termoelettriche tradizionali di 2.200 kcal/kWh.

Si noti come l'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, provenga da fonti non tradizionali quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse (legna, biocombustibili, biogas) che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al 34% del 2008.

Un esame del contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili evidenzia gli andamenti che seguono:

- l'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità;
- la geotermia mostra un contributo relativamente costante, che nel periodo considerato oscilla intorno a 1,4 Mtep;
- per quanto riguarda le altre rinnovabili, si evidenzia nel 2008 il buon incremento della produzione eolica (+20%) e la sorprendente crescita dei biocombustibili (+227%). Meno marcati invece gli aumenti di biomassa legnosa (+5%) che si attesta su valori ancora lontani da quelli tipici dei Paesi europei, dei rifiuti (+3%) e dei biogas (+11%);
- molto bene inoltre le produzioni da fonti solari quali il solare termico (+44%) e il fotovoltaico (quasi quattro volte rispetto al 2007).

Nei paragrafi che seguono viene analizzato separatamente il contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di calore e alla produzione di energia elettrica.

Produzione di calore

Nel 2008 la produzione di calore da fonti rinnovabili⁵¹ viene stimata in quasi 60.000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati, compreso calore da cogenerazione), rimanendo sostanzialmente invariata rispetto a quella dell'anno precedente, e in 73.500 TJ circa nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse) (figura 2.1).

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali mentre gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali⁵².

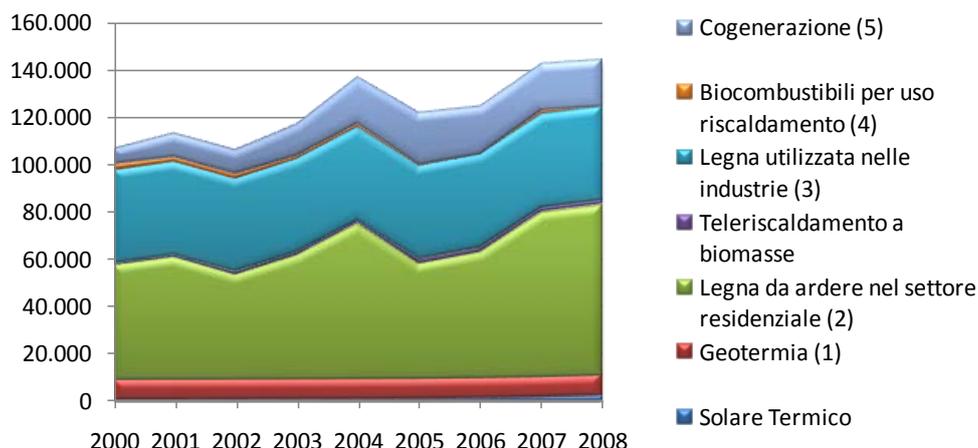
Più limitato l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9.000 TJ, mentre il dato del contributo del solare termico è in miglioramento rispetto al 2007, nel 2008 infatti la produzione di calore tramite questa fonte è stata di circa 2.300 TJ, seppure la potenza installata per abitante rimanga inferiore alla media europea⁵³.

⁵¹ I dati relativi a questo paragrafo sono il risultato di stime.

⁵² Un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002 ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150.000 TJ); una recente indagine svolta a cura della Regione Lombardia indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt (oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa regione con l'Indagine ENEA del 2002).

⁵³ In Italia si stima che siano installati circa 27,1 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori pari a 475,8 in Austria e 345,1 in Grecia e una media di oltre 57,4 m² per 1000 abitanti nei Paesi dell'UE27 (fonte: EurObserv'ER).

Figura 2.1 – Produzione di calore da fonti rinnovabili. Anni 2000-2008 (TJ)



1 Relativamente agli usi diretti della geotermia si riportano i dati di una indagine Enel (G. Allegrini, G. Capretti, F. Sabatelli, Geothermal Development in Italy: Country Update Report, presentato al World Geothermal Congress, Firenze 18-31 maggio 1995.).

2 Non si considera l'utilizzo delle biomasse non commerciali rilevato dall'apposita indagine ENEA.

3 Si riportano i dati di una indagine ENEA risalente all'inizio degli anni novanta.

4 Per il 1995 e il 1998 si ipotizza una percentuale di utilizzo per uso riscaldamento pari al 50% del totale. Per gli altri anni si utilizzano i dati forniti dal MSE.

5 Il calore prodotto in cogenerazione non è compreso nell'equivalente fossile sostituito della tabella "Energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito (valori in ktep)".

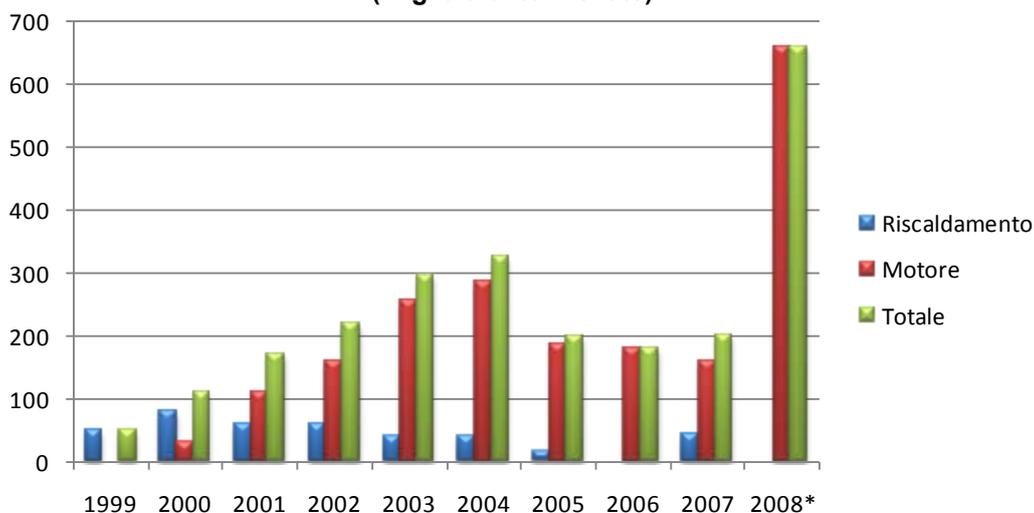
* Dati provvisori

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di varia provenienza

Biocombustibili

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il riscaldamento ([figura 2.2](#)).

Figura 2.2 – Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (migliaia di tonnellate)



* Dati provvisori

Fonte: Ministero Sviluppo Economico

Nel 2008 la produzione lorda di energia da biodiesel corrisponde ad oltre tre volte quella del 2007.

Per il 2008 è stata stimata da tale fonte una sostituzione di energia primaria pari a oltre 23.700 TJ, in netta ripresa rispetto a quella del 2007 (7.272 TJ) e per la prima volta superiore al livello di produzione del 2004. Alla crescita del settore ha contribuito il recente aumento della quota minima vincolante di biocarburanti sul totale dei carburanti fossili immessi in consumo⁵⁴ e l'aliquota d'accisa agevolata per i biodiesel.

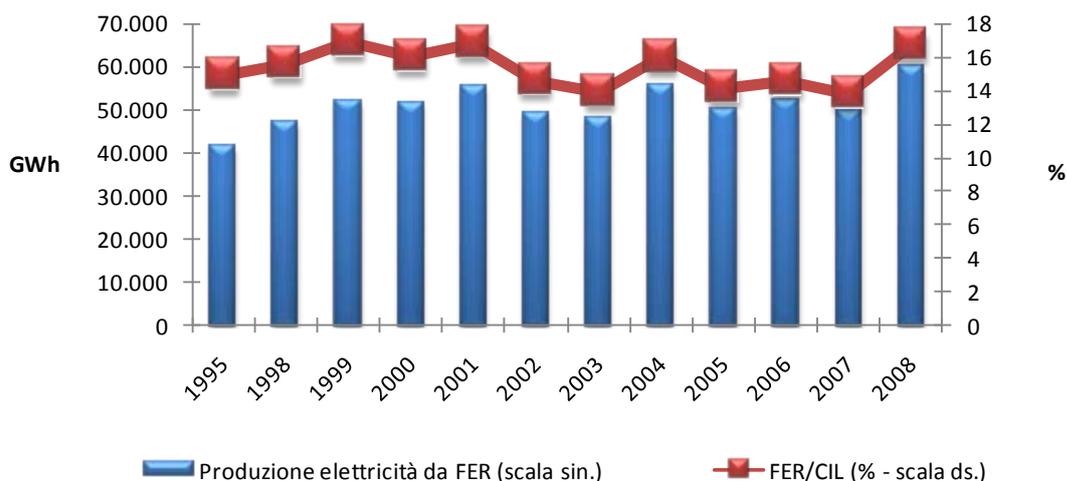
Produzione di energia elettrica

Nel 2008 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata di quasi 60 TWh, corrispondente al 16,7% del consumo interno lordo (figura 2.3). Il dato del 2008 mostra una produzione nazionale di energia elettrica nuovamente in crescita (+21%) dopo il calo dell'anno precedente e superiore anche al picco del 2004 (55,7 TWh), registrando inoltre il valore più alto dal 1995.

La Direttiva 77/2001 per la promozione delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica ha individuato per l'Italia un obiettivo indicativo di produzione dell'energia rinnovabile pari al 25% del totale per l'anno 2010. Risulta pertanto utile soffermarsi ad analizzare i dati con l'ottica di evidenziare le criticità del settore nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali di sviluppo.

Nei dati relativi alla produzione degli ultimi anni è possibile identificare variabili congiunturali, quali la bassa idraulicità, e variabili strutturali riconducibili a sistemi di regolazione ed incentivazione delle energie rinnovabili, non sufficienti ed inefficienti al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo. Inoltre, il progressivo incremento della domanda finale di energia elettrica ha reso più difficile un incremento della quota percentuale delle rinnovabili sul totale, pur in presenza di una crescita della loro produzione in termini assoluti.

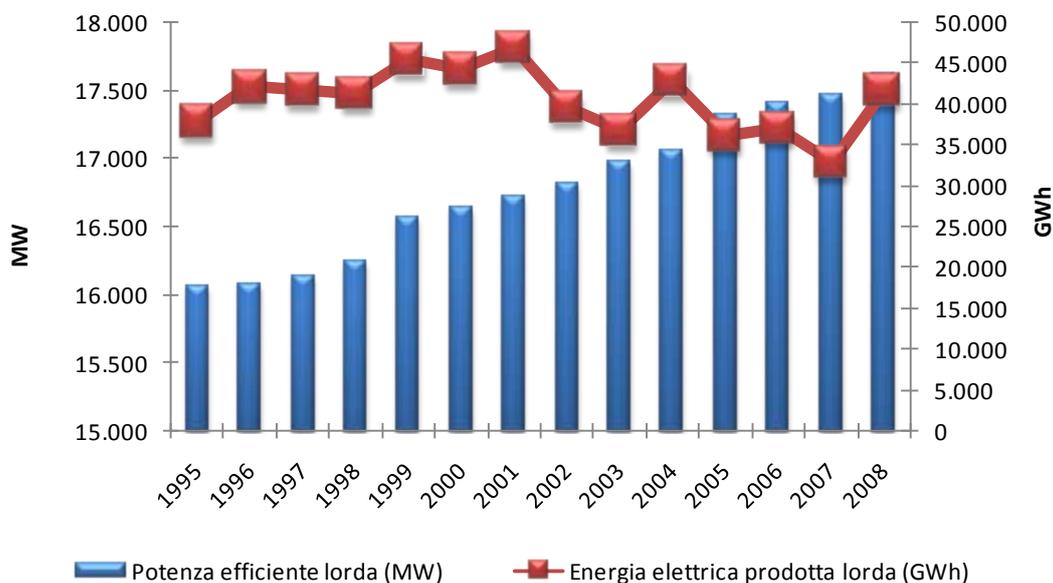
Figura 2.3 – Italia: produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 1995-2008



Fonte: elaborazioni ENEA su dati TERNA ed ENEA

⁵⁴ L'obbligo è fissato al 3% dalla Legge Finanziaria 2008.

**Figura 2.4 – Italia: potenza idroelettrica installata ed energia prodotta.
Anni 1995-2008**



Fonte: Enel (1992-1998), GRTN (1999-2004), TERNA (2005-2008)

* Il fattore di carico (o fattore di capacità) è il rapporto tra l'energia prodotta da uno o più impianti in un certo intervallo di tempo e quella che sarebbe stata prodotta se l'impianto o gli impianti avessero funzionato, nello stesso intervallo di tempo, alla potenza nominale.

Per quanto riguarda la *generazione idroelettrica*, che rappresenta circa il 70% della produzione rinnovabile nazionale, il 2008 è stato un anno di ripresa. Dopo il picco negativo verificatosi nel 2007, la produzione nel 2008 è tornata a crescere (+27%) fino a 41,6 TWh, ma resta comunque al di sotto del livello del 2001 (46,8 TWh) ([figura 2.4](#)).

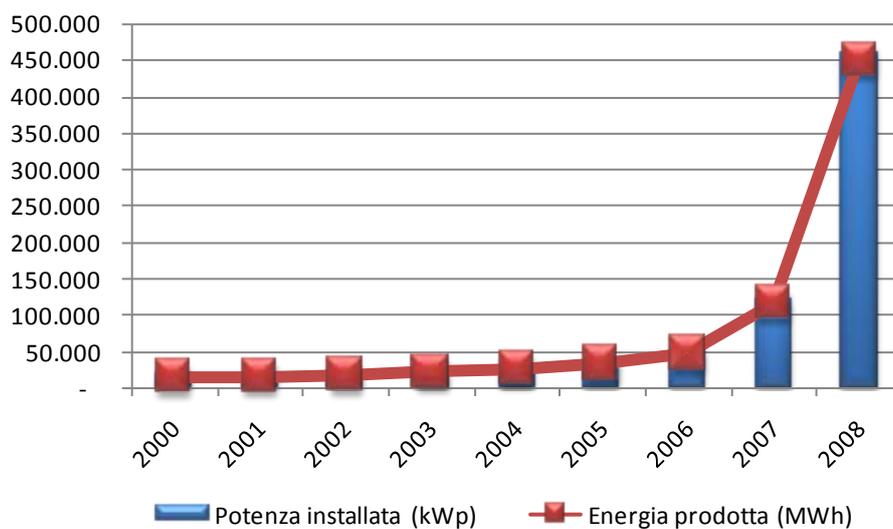
La *generazione eolica* continua la sua crescita, arrivando a quasi 5 TWh nel 2008.

Si evidenzia inoltre la netta crescita del *settore fotovoltaico* la cui produzione elettrica è passata dai 116 GWh del 2007 a 450 GWh nel 2008 ([figura 2.5](#)).

La *generazione geotermica*, seconda per importanza nel contributo nazionale con 5,5 TWh, è risultata sostanzialmente stabile ([figura 2.6](#)), mentre la *generazione da biomassa (legna, biogas e RSU)*, che dovrebbe sostenere la crescita del contributo delle rinnovabili del nostro Paese, ha registrato una crescita limitata, pari 0,5 TWh, tra le più basse negli ultimi anni ([figura 2.7](#)).

Il dato relativo alle biomasse comprende inoltre la generazione da rifiuti anche non biodegradabili, che sono di fatto esclusi dalla qualificazione di energia rinnovabile ai sensi dell'energia utile al raggiungimento degli obiettivi indicativi della Direttiva 77/2001.

Figura 2.5 – Italia: potenza fotovoltaica installata ed energia prodotta. Anni 2000-2008

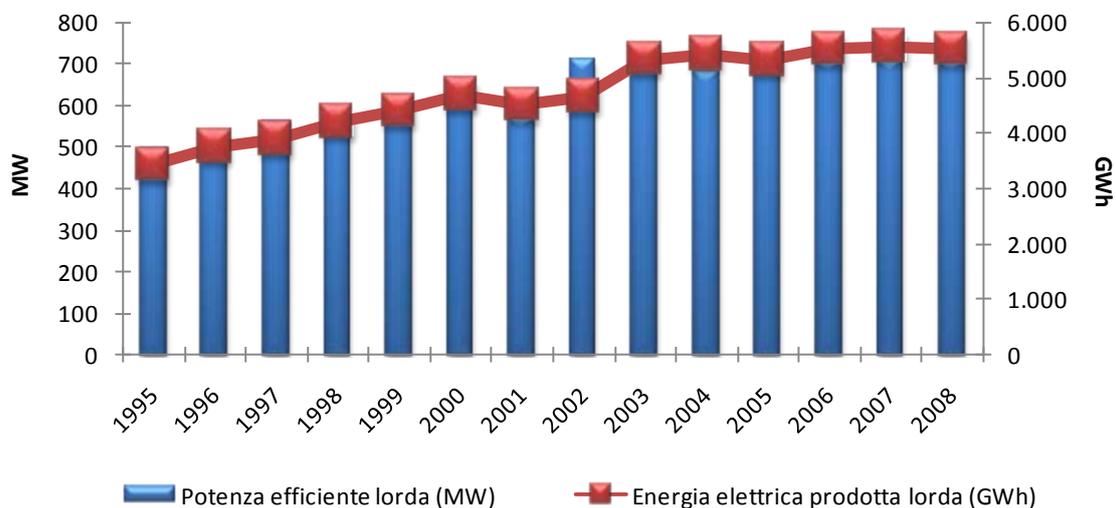


*Le stime sulla produzione di energia sono state riviste sulla base di differenti ipotesi relative al rendimento dei moduli e alla radiazione solare.

** EURObserv'ER per la potenza degli impianti off grid, GSE per la produzione complessiva, stime ENEA per le altre voci.

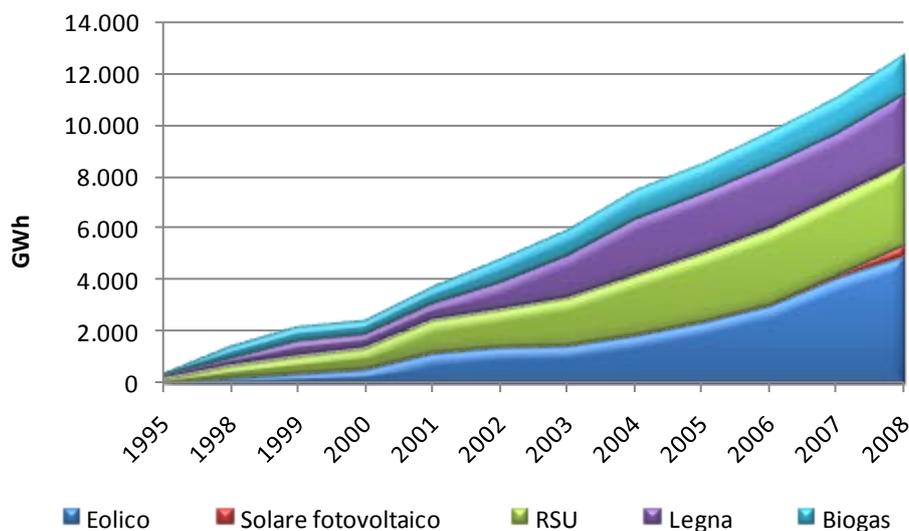
Fonte: IEA – PVPS 2009

Figura 2.6 – Italia: potenza geotermoelettrica installata ed energia prodotta. Anni 1995-2008



Fonte: Enel (1992-1998), GRTN (1999-2004), TERNA (2005-2008)

**Figura 2.7 – Italia: energia elettrica da fonti rinnovabili non tradizionali.
Anni 1995-2008 (GWh)**



Fonte: elaborazioni ENEA su dati TERNA ed ENEA

2.2 Il ruolo delle rinnovabili nel medio e lungo periodo

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, già implementate (per il breve/medio periodo) o in via di definizione (per il lungo periodo). 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 CO₂;
- nel lungo periodo (2040), sia possibile intraprendere una traiettoria di sviluppo in grado di determinare riduzioni delle emissioni di CO₂ 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 un lato mediante investimenti in ricerca e innovazione tecnologica nelle filiere industriali dei settori delle tecnologie energetiche "low-carbon", rinnovabili in primis, da un altro lato 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 diffondere il ricorso a quelle esistenti, creando in tal 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 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 dell'uso dell'energia.

Box 2 – Schema degli scenari ENEA	
RIFERIMENTO	<p><i>Tendenze demografiche da proiezioni ISTAT, tendenze macroeconomiche di breve-medio periodo secondo previsioni di consenso aggiornate alla primavera 2009, di lungo periodo in linea con i tassi di crescita storici di lungo periodo, prezzi dell'energia in linea con 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.⁵⁵</i></p>
ACT	<p><i>Segue la filosofia degli scenari ACT dell'ETP 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 €/t di CO₂.</i></p> <p><i>Interventi di incremento dell'efficienza energetica in linea con il Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica (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>
ACT+	<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 €/t nel 2020, in ulteriore aumento fino a 150 €/t (200 \$/t) 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>

⁵⁵ L'ENEA ha partecipato al lavoro dell'Agenzia Internazionale dell'Energia *Energy Technology Perspectives 2008*; gli scenari ENEA qui presentati sono anche "armonizzati" con 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.

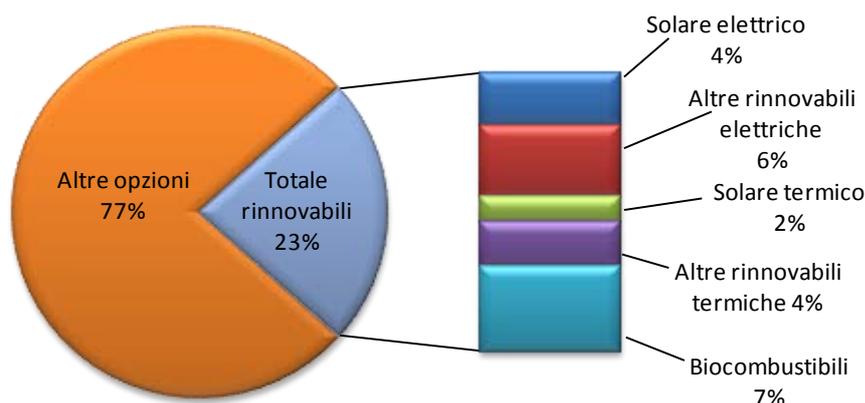
L'analisi di scenario condotta dall'ENEA, sintetizzata nello schema mostrato nel [Box 2](#) nella pagina a fianco, è stata come detto finalizzata a valutare gli effetti di misure di politica energetica e ambientale coerenti con la "filosofia" degli obiettivi in via di definizione a livello europeo e 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 energia da fonti rinnovabili sarà effettuata a partire dai risultati di tale scenario.

Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel medio periodo (2020)

Le misure di promozione delle fonti rinnovabili considerate negli scenari *di accelerazione tecnologica* mirano a raggiungere il potenziale accessibile di sfruttamento stimato per il 2020 nel *Position Paper* del governo italiano⁵⁶.

La [figura 2.8](#) 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 2.8 – Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2020)



Fonte: elaborazione ENEA

⁵⁶ 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.

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 2005 ai 14,4 Mtep del 2020, con una quota di FER sui consumi totali di energia primaria che circa raddoppia (tabella 2.2).

Nello scenario ACT+ la produzione al 2020 è oltre i 21 Mtep, corrispondenti ad un aumento percentuale dei consumi primari quasi doppio rispetto a quello dello scenario di riferimento. È significativo come tale valore sia vicino ai circa 24 Mtep che nel Position Paper del governo italiano sono considerati il massimo potenziale accessibile dal Paese. Nello scenario ACT+ l'energia generata da ogni singola fonte rinnovabile è infatti sostanzialmente allineata ai valori individuati nel *Position Paper*, e nettamente superiore a quella ottenibile nell'evoluzione tendenziale del sistema.

La differenza tra il potenziale e lo scenario ACT+ è spiegata in primo luogo (0,9 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. Nello scenario di intervento si verifica comunque un aumento di circa 3 Mtep rispetto ai valori del 2005, quasi completamente attribuibile all'import.

Tabella 2.2 – Produzione di energia da fonti rinnovabili negli scenari ENEA (Mtep)

Produzione elettrica (lorda) da rinnovabili (TWh)						
	2005	Scenario di riferimento		Scenario ACT+		Position Paper - Potenziale complessivo accessibile
		2020	2020	2020	2020	2020
grande idro	28.5	28.7	28.7	28.7	30.72	
mini idro	7.5	7.0	7.0	7.1	12.43	
geotermica	5.3	7.8	7.8	8.9	9.73	
eolica	2.4	13.2	13.2	20.4	22.6	
solare	0.0	1.9	1.9	8.5	13.2	
biomassa+biogas	6.2	10.2	10.2	11.1	14.5	
Totale ELETTRICITA' (TWh)	49.9	68.9	68.9	84.6	103.2	
Totale ELETTRICITA' (Mtep)	4.3	5.9	5.9	7.3	8.9	
produzione da pompaggi	7.1	7.1	7.1	7.1		
totale compreso pompaggi	56.9	76.0	76.0	91.7		
consumo interno lordo (C.I.L.)	352.8	405.2	405.2	376.5		
quota F.E.R. su C.I.L.	14%	17%	17%	22%		
Energia termica da rinnovabili (Mtep)						
	2005	Scenario di riferimento		Scenario ACT+		
		2020	2020	2020	2020	
Calore geotermico	0.21	0.20	0.20	0.90	0.96	
Solare termico	0.03	0.30	0.30	0.83	1.12	
Biomasse per il settore civile	1.38	4.56	4.56	5.97	5.57	
Cogen. e teleriscaldam. da biomasse	0.50	2.06	2.06	3.23	3.74	
Totale biomasse	1.88	6.62	6.62	9.20	9.31	
Biocarburanti nazionali	0.30	0.56	0.56	0.52	0.61	
Biocarburanti da import	0.30	0.77	0.77	2.77	3.59	
Totale biocombustibili	0.30	1.33	1.33	3.29	4.20	
Totale CALORE (Mtep)	2.42	8.45	8.45	14.22	15.59	
% biocomb. su benzina/gasolio autotrazione	0.8%	3.3%	3.3%	10.1%		
TOTALE GENERALE FER	6.7	14.4	14.4	21.5	24.5	

Fonte: elaborazione ENEA

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.

Nell'insieme delle fonti rinnovabili, il ruolo delle biomasse è certamente il più rilevante, almeno nel breve/medio periodo. Considerando le possibilità di sfruttamento nella generazione elettrica, nella produzione termica e come biocarburanti, esse rappresentano infatti più della metà tanto del potenziale accessibile che dell'effettiva produzione di energia rinnovabile che si registra nello scenario ACT+.

D'altra parte è noto come sia difficile arrivare all'effettivo sfruttamento di risorse così diverse ("tutte le sostanze di origine biologica, sia vegetale che animale, disponibili per impieghi energetici"). Lo stesso potenziale economico delle biomasse è fortemente dipendente da un ampio numero di variabili economiche, pratiche, politiche. Una valutazione approfondita richiederebbe di affiancare ai modelli tecnico-economici del sistema energetico l'utilizzo di modelli sull'utilizzo della terra, e considerare anche le interazioni fra utilizzo della terra per la produzione di bioenergia e il suo utilizzo per la produzione di cibo. A questo si aggiunge il fatto che le diverse biomasse possono essere utilizzate lungo molti "percorsi" alternativi, in quanto ciascuna di esse può essere sfruttata mediante diverse tecnologie. Ognuno di questi percorsi è però caratterizzato dalla presenza di barriere di diverso tipo, che vanno oltre quelle della semplice competitività tecnico-economica: tra queste, il costo della produzione dedicata della materia prima, il costo della logistica per renderla disponibile (possibilità e costi di stoccaggio e trasporto), la competitività economica delle diverse tecnologie di conversione.

In definitiva, nello scenario ACT+ la sola produzione di calore da rinnovabili arriva complessivamente nel 2020 a circa 14 Mtep, rispetto ai circa 8,5 Mtep dello scenario di riferimento e ai 2,4 Mtep del 2005. Ma condizione necessaria perché questo sfruttamento così rilevante sia davvero effettivo è la realizzazione di un'efficace catena dell'offerta.

Per quanto soggetto comunque a diverse variabili, l'effettivo sfruttamento delle altre rinnovabili per la generazione elettrica (si veda ancora la [tabella 2.2](#)) dipende invece in modo più diretto dalla competitività economica delle diverse fonti e delle relative tecnologie, quindi dall'esistenza di un efficace meccanismo di incentivazione. Nello scenario ACT+ l'ipotesi di una continuazione del meccanismo di incentivazione attualmente esistente, sia pure con incentivi unitari in diminuzione, risulta sufficiente a determinare uno sfruttamento pressoché completo del potenziale stimato dal Position Paper, con l'eccezione del mini-idroelettrico e delle biomasse di maggior costo. In questo caso, un elemento di rilievo da considerare riguarderà probabilmente l'effettiva capacità di mobilitare una massa di investimenti molto ingenti, superiori, per l'insieme delle fonti rinnovabili, ai 25 miliardi di € in ciascuno dei decenni compresi fra il 2010 e il 2040.

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: nel 2005 tale quota rappresentava circa il 5,2% dei consumi primari di energia (il 4,6% dei consumi finali, [tabella 2.3](#), che l'evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 al 10,6%).

L'evoluzione del sistema energetico descritta nello scenario ACT+ consente invece il sostanziale raggiungimento 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 per ciascuna delle fonti rinnovabili considerate, e dalla contemporanea significativa riduzione dei consumi finali di energia.

È però il caso di sottolineare come l'effettivo raggiungimento dell'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 relativo 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 fra energia rinnovabile e consumi finali di energia i margini di manovra appaiono piuttosto esigui.

La [tabella 2.3](#) fornisce indicazioni sui diversi obiettivi relativi alle fonti rinnovabili stabiliti in sede europea.

Tabella 2.3 – Energia da rinnovabili negli scenari ENEA (Mtep) e obiettivi europei

		RIF	ACT+
	2005	2020	2020
Industry			
TFC	41.8	38.2	35.5
Electricity Consumption	13.2	13.4	12.3
Final RE Consumption	0.3	0.8	1.3
% RE for heat	0.9%	3.4%	5.6%
Other Sectors (Households, Services, Agriculture)			
TFC	50.0	54.1	48.7
Electricity Consumption	12.6	15.3	14.1
Final RE Consumption	1.6	7.1	9.9
% RE for heating	4.4%	18.4%	28.7%
	0		
Total Consumption in Industry and Other sectors	91.78	92.36	84.23
Total Electricity Consumption in Industry and Other sectors	25.8	28.7	26.5
Total RE input for heat in Industry and Other sectors	1.9	8.0	11.2
Target 1. % RE to total final heat needs (RE input and total heat output of CHP plants not included)	2.9%	12.5%	19.4%
RES Electricity target			
TFC of electricity	26.6	29.80	27.84
Total gross electricity consumption	30.3	34.85	32.38
Electricity generation from RE	4.2	5.57	6.78
RE-e to total final electricity consumption	15.6%	18.7%	24.4%
Target 2. RE-e to total gross electricity consumption	13.7%	16.0%	21.0%
Transport / biofuel target			
TFC	44.0	46.8	44.0
Total fuel use in transport	43.1	46.7	41.9
total electricity consumption in transport	0.9	1.1	1.4
TFC of petrol and diesel for transport	37.4	36.4	31.4
Consumption of biofuel for transport	0.2	1.3	3.3
Target 3. % of biofuels in petrol and diesel cons. for road transport	0.4%	3.7%	10.5%
	138.6		
Total Final Energy Consumption	135.7	140.2	127.5
Total Primary Energy consumption	186.7	191.5	173.7
RE, final	6.2	14.9	21.3
RE, primary	9.8	16.7	21.0
% of RE (final) to TFC	4.6%	10.6%	16.7%

Fonte: elaborazione ENEA

Quota di calore da fonti rinnovabili sui consumi finali per usi termici (20% al 2020)

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% circa 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.

Quota di energia elettrica da fonti rinnovabili sul consumo interno lordo di energia elettrica (21% al 2010)

L'evoluzione tendenziale delineata nello scenario *di riferimento* porterebbe la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dal 13,7% del consumo interno lordo del 2005 ([figura 2.3](#), pag. 46) al 16% nel 2020. Si sottolinea come alla base dello scenario tendenziale vi sia un'ipotesi specifica riguardo al meccanismo di incentivazione delle rinnovabili: che l'obbligo di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da nuovi impianti FER resti fermo al 3,05%, fissato nel 2007. Le misure di sostegno previste negli scenari di intervento consentono invece di raggiungere nel 2020 il 21% di produzione elettrica da rinnovabili rispetto al consumo interno lordo di energia elettrica (la Direttiva 2001/77/EC della Commissione Europea prevede l'obiettivo di una quota del 22% al 2010) e il 24% dei consumi elettrici finali.

Quota di biocarburanti sul consumo di carburanti per trasporto (10% al 2020)

I biocarburanti coprono lo 0,4% dei consumi di carburanti per il trasporto. Tale quota, in gran parte ricavata da biocarburanti di produzione nazionale, è destinata a crescere al 3,7% nello scenario *riferimento* (al 2020). Come già sottolineato, nei due scenari di intervento l'obiettivo fissato dal Consiglio europeo può essere raggiunto e superato attraverso un massiccio ricorso a biocarburanti di importazione (oltre i 3/4 del fabbisogno) e alla riduzione della domanda di combustibili fossili indotta dagli interventi di risparmio energetico nei trasporti.

Quota di energia da fonti rinnovabili sul totale dei consumi finali ⁵⁷ (17% al 2020)

Uno dei risultati di rilievo dell'analisi di scenario riguarda la valutazione della plausibilità per il sistema energetico italiano di raggiungere la quota del 17% di fonti rinnovabili. Se si considera l'evoluzione del sistema a legislazione invariata, l'obiettivo appare particolarmente critico: nel 2005 tale quota ha rappresentato il 5% circa dei consumi finali di energia, che l'evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 a meno dell'11% ([tabella 2.3](#) nella pagina a fianco, colonna RIF, ultima cifra in basso). L'obiettivo viene invece pressoché raggiunto nello scenario *ACT+*.

⁵⁷ Le percentuali di seguito riportate sono state calcolate considerando: a) il consumo finale al netto dei consumi non energetici, b) l'energia elettrica da FER al lordo delle perdite di rete.

Potenziale accessibile e sviluppo delle fonti rinnovabili nel lungo periodo (2040)

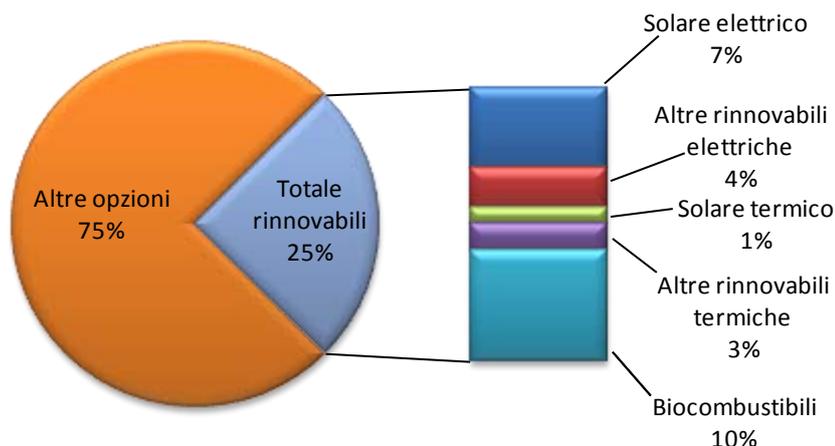
Nel lungo periodo (2040) la produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario ACT+ continua a crescere in modo molto rilevante, specialmente nel settore della generazione elettrica, grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, mentre le altre fonti raggiungono 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 2.9](#) 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 CO₂ del 2005. Complessivamente, nonostante la forte crescita in valore assoluto, il contributo all'abbattimento fornito dall'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 2.9 – Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO₂ nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2040)



Fonte: elaborazione ENEA

La fonte solare principale opzione di lungo periodo

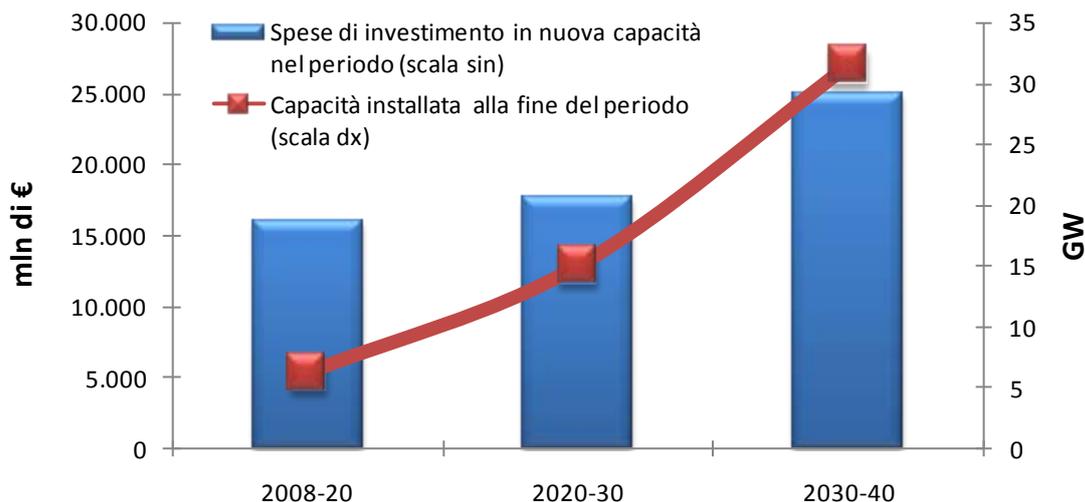
Si è visto come nel lungo periodo (dopo il 2020) la produzione di energia da fonti rinnovabili continui a crescere in modo molto rilevante (nello scenario ACT+), specialmente nel settore della generazione elettrica. Questo grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, risultando dunque ampiamente l'opzione tecnologica principale, nelle diverse tipologie di generazione elettrica fotovoltaica (distribuita e centralizzata) e termodinamica.

La produzione di energia elettrica da solare, che nel 2020 anche nello scenario ACT+ rappresenta ancora solo poco più del 2% della produzione elettrica totale, supera infatti l'8% nel 2030, e nel 2040 raggiunge il 15% del totale.

La [figura 2.10](#) mostra la dinamica degli investimenti (in termini di spesa e di capacità installata) sul solare, sia fotovoltaico che termodinamico, nello scenario ACT+: la realizzazione del percorso di sviluppo descritto dallo scenario richiede di movimentare una mole ingente di investimenti già nel prossimo decennio, per un valore di circa 15 miliardi di €. Una somma che si ripete nel decennio successivo (2020-2030), e nel seguito dell'orizzonte temporale aumenta ancora, fino a superare i 20 miliardi di € nel periodo 2030-2040. Se si ipotizza che per il solare l'industria nazionale sia in grado di soddisfare più della metà degli investimenti stimati⁵⁸, il potenziale impatto benefico sull'economia del Paese risulta immediato.

La rilevanza di questi numeri emerge ancor più se si considera che complessivamente gli investimenti totali in nuova capacità di generazione elettrica sono pari a circa 60 miliardi di euro nei primi due periodi evidenziati (2008-2020 e 2020-2030) e a circa 50 miliardi nel periodo 2030-2040, corrispondenti a una nuova capacità installata di 48 GW nel primo periodo (2008-2020), di 34 GW nel secondo (2020-2030) e di 37 GW nel terzo (2030-2040): nel lungo periodo gli investimenti in capacità di generazione da solare arrivano dunque a rappresentare fino al 40% degli investimenti totali.

Figura 2.10 – Dinamica di sviluppo della generazione elettrica da fonte solare (fotovoltaico distribuito e centralizzato e solare a concentrazione) nello scenario ACT+



Fonte: elaborazione ENEA

⁵⁸ Si vedano in proposito le valutazioni dell'Osservatorio sull'industria delle rinnovabili, contenute nel recente "Rapporto 2009 – Tendenze strategiche nell'industria delle rinnovabili".

Box 3 – Ipotesi su costi e potenzialità del solare fotovoltaico

Il mercato del fotovoltaico è cresciuto negli ultimi anni in modo molto significativo (40% medio annuo dall'inizio del decennio, per quanto principalmente in tre Paesi, Germania, Giappone e Stati Uniti), e le attese sono per una crescita ancora più rapida nel prossimo futuro, con nuove installazioni che a livello globale dovrebbero raggiungere un ordine di grandezza di diversi GW/anno, grazie in primo luogo all'ampia diffusione di schemi di incentivazione.

Nel corso degli anni il costo del fotovoltaico è diminuito ad un tasso di apprendimento stimato tra il 15% e il 20% (IEA, 2008, Neji, 2007), sebbene ci sia stato un incremento dopo il 2004 a causa della forte espansione della domanda (in Germania e Giappone in particolare) e della scarsità dell'offerta di silicio. I moduli di silicio cristallino sono poi tornati ai prezzi del 2004, ma una diminuzione ulteriore dei prezzi viene considerata probabile..

I costi totali dei sistemi fotovoltaici erano pari a circa 6,25 \$/W alla fine del 2006 (con alcuni sistemi già venduti anche a 5,5 \$/W in Germania). L'attesa è quella di una sostanziale diminuzione già entro il 2010, fino a valori compresi fra 3,75 \$/W e 4,4 \$/W (IEA, 2008). La crescente penetrazione dei moduli a film sottili può contribuire a ridurre ulteriormente tali costi.

Negli scenari ENEA le ipotesi relative allo sviluppo della tecnologia fotovoltaica nel corso del tempo sono state "armonizzate" con quelle del modello (anch'esso della "famiglia MARKAL") utilizzato dall'Agenzia Internazionale dell'Energia per l'Energy Technology Perspectives 2008: i costi totali dei sistemi fotovoltaici raggiungono valori compresi fra 3,5 e 4,2 €/W entro il 2010, con una diminuzione che continua negli anni successivi ad un tasso di apprendimento del 18%, fino a valori di poco superiori a 2 €/kW nel 2020, a 1 €/kW nel 2040.

Gli sviluppi recenti, in particolare alcuni impianti di grande scala annunciati da grandi *utilities*, sembrano supportare queste proiezioni, grazie in primo luogo alle crescenti economie di scala: un esempio è il programma di 250 MW di installazioni *roof-top* annunciati dalla Southern California Edison, che prevede di raggiungere i \$ 3,50/Wp entro il 2010 (Clean Edge, 2008).

Riguardo alle ipotesi sulle potenzialità di sviluppo della tecnologia fotovoltaica in Italia, in termini "teorici" il potenziale è ovviamente enorme (stime di fonti autorevoli superano i 100 TWh⁵⁹). Una valutazione recente è stata condotta per conto del Ministero dell'Ambiente dalla Commissione Nazionale sull'Energia Solare, che ha stimato un potenziale "tecnico realistico" mediante approssimazioni successive, tenendo conto che il potenziale teorico è limitato dalla disponibilità della superficie selezionata per destinazione d'uso (quello tecnico anche dalla effettiva utilizzabilità/accessibilità delle superfici selezionate e da rendimento ed efficienza di conversione della tecnologia).

La potenza installabile è stata dunque ottenuta moltiplicando la superficie realisticamente utilizzabile per la potenza superficiale unitaria media (W/m²), ottenendo un valore di 5,5 GWp nel 2005, 9,8 GWp nel 2015, 16,3 GWp nel 2020, 28,2 GWp nel 2030.

⁵⁹ Cfr. IEA-Pvps, *Potential for Building Integrated Photovoltaics*, 2003; de Noord M., L.W.M. Beurskens, H.J. de Vries, *Potentials and costs for renewable electricity generation. A data overview*, ECN, February 2004; Orecchini et al., *Energia da fonti energetiche rinnovabili. Le potenzialità dell'Italia*, La Termotecnica, gennaio/febbraio 2004.

La capacità installata cresce soprattutto nel lungo periodo, anche grazie all'ipotesi di una progressiva riduzione del costo della tecnologia, raggiungendo i 20 GW nel 2030 e superando i 30 GW nel 2040. Considerato il limitato numero di ore di funzionamento degli impianti, il contributo delle diverse tecnologie in termini di abbattimento delle emissioni diviene molto significativo nel lungo periodo, a un costo che come già visto resta dell'ordine dei 100 €/t di CO₂, in conseguenza del mantenimento di pur molto limitati (e progressivamente decrescenti) incentivi lungo tutto l'orizzonte temporale.

Una stima del costo dell'incentivazione delle fonti rinnovabili

Per una stima dei costi del sistema di incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili, si è costruito un ulteriore scenario, nel quale si è ipotizzata un'estensione del sistema di incentivazione attuale fino al 2020, mentre per il resto del sistema energetico tiene conto solo della legislazione vigente.

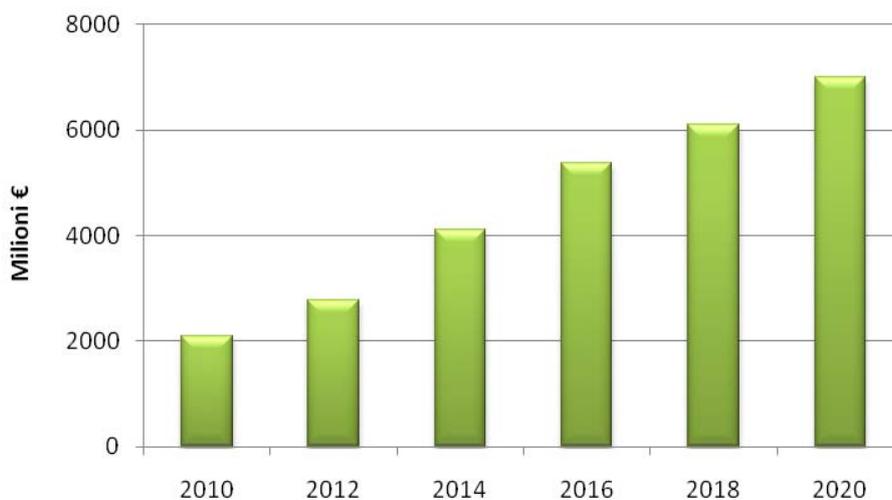
In sintesi lo scenario prevede:

- un valore del Certificato Verde, ipotizzato costante fino al 2020, pari alla media registrata negli ultimi cinque anni (2006-2010);
- incentivi differenziati per tipo di fonte rinnovabile, secondo i coefficienti indicati dalla legislazione vigente;
- conto energia al solare fotovoltaico esteso al 2020, con progressiva riduzione del 4% annuo.

Alla luce delle ipotesi sopra descritte, l'ammontare complessivo dell'onere del sistema di incentivazione, previsto nello scenario in esame, raggiunge circa 7 miliardi nel 2020 per una produzione elettrica da FER di circa 90 TWh, così come evidenzia la [figura 2.11](#).

Ovviamente questa evoluzione del sistema non è in grado di garantire di per sé il raggiungimento degli obblighi UE relativi al 17% di FER sul consumo interno lordo. Così come detto in precedenza, nello scenario ACT+ il raggiungimento dei target al 2020 è infatti possibile perché, all'incentivazione alle FER elettriche, sono state affiancate misure di efficienza energetica e di risparmio energetico, oltre ad una penalizzazione delle emissioni di CO₂.

Figura 2.11 – Onere complessivo dell'incentivazione delle fonti rinnovabili nello scenario tendenziale (milioni di euro)



Fonte: elaborazione ENEA

Infine, come segnalato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, al di là delle cifre assolute, la crescita dei costi totali di incentivazione delle fonti rinnovabili potrebbe dar luogo a problemi di accettabilità sociale.

Laddove venisse mantenuta in vigore l'attuale modalità di finanziamento degli incentivi mediante la bolletta elettrica, questo incremento dei costi potrebbe infatti rendere più evidente l'inequità redistributiva più volte sottolineata dall'Autorità, legata al fatto che l'incentivazione delle fonti rinnovabili è a carico dei clienti finali del sistema elettrico e non della fiscalità generale.

C'è il rischio che la strategia di progressiva estensione dell'incentivazione delle fonti rinnovabili venga a un certo punto giudicata non sostenibile.

3 LE RINNOVABILI A LIVELLO LOCALE

3.1 Le Regioni

La produzione di energia elettrica da rinnovabili nelle regioni, 2000-2008

I dati 2000-2008 sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili consentono di analizzare la dinamica di sviluppo nelle singole regioni.

L'articolazione territoriale dell'andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili può essere colto nella figura 3.1 che mostra il mix della produzione nelle 20 regioni italiane rispettivamente nel 2000 e nel 2008. Si coglie la crescita della produzione da fonte eolica, concentrata quasi esclusivamente (98,4% nel 2008) nelle regioni meridionali e si evidenzia lo sviluppo significativo della generazione elettrica con biomasse⁶⁰ in modo diffuso un po' in tutto il Paese (+209% nel Nord, +248% nel Centro e +820% nel Sud). Il consolidamento del ruolo della generazione da fonte geotermoelettrica riguarda esclusivamente la Toscana.

La tabella 3.1 riporta i dati corrispondenti con l'analisi del peso della produzione 2000-2008 ripartito tra le regioni, la variazione della produzione in termini assoluti e percentuali, e la copertura del Consumo Interno Lordo espressa in termini percentuali. I dati mostrano una forte crescita (+141%) nelle regioni meridionali che porta ad un aumento del peso nella produzione nazionale dall'8 al 17%. Rilevante per le regioni settentrionali, la diminuzione del peso nella produzione nazionale, che passa da circa tre quarti a due terzi. Relativamente stabile la produzione e il ruolo delle regioni del Centro, dove l'aumento della produzione geotermoelettrica in Toscana ha controbilanciato la riduzione dell'idroelettrico nell'area.

La Lombardia mantiene il ruolo di principale produttrice di energia elettrica da fonti rinnovabili con una quota di circa un quinto della produzione nazionale, seguita da Trentino Alto Adige, Toscana e Piemonte, che nel 2008 hanno, ciascuna, un peso tra il 16 e il 10% della produzione nazionale. Val d'Aosta e Veneto hanno un peso della produzione tra il 10 e il 5%, mentre tutte le altre regioni hanno un peso inferiore al 4%. Gli incrementi più significativi si sono registrati nelle regioni meridionali: Sicilia (+1112%), che ha più che decuplicato la propria produzione, Puglia (+564%), Molise (+244%), Sardegna (+230%), Basilicata (+171%), e Calabria (+124%). Sempre significativi gli incrementi registrati in Campania (+79%) ed Emilia Romagna (+65%). Valori di crescita inferiori al 27% nelle altre regioni, con valori negativi in tre regioni in cui ha prevalso il calo dell'idroelettrico.

A livello nazionale la quota di Consumo Interno Lordo di energia elettrica coperto da fonti rinnovabili, che nel 2000 era al 16,1%, nel 2008 è passata al 16,7%: al Nord il valore è calato dal 21,8 al 20,5%. Al centro un calo più contenuto: dal 15,6 al 15,1%; mentre al Sud si è avuto un raddoppio dal 4,9 al 10,1%.

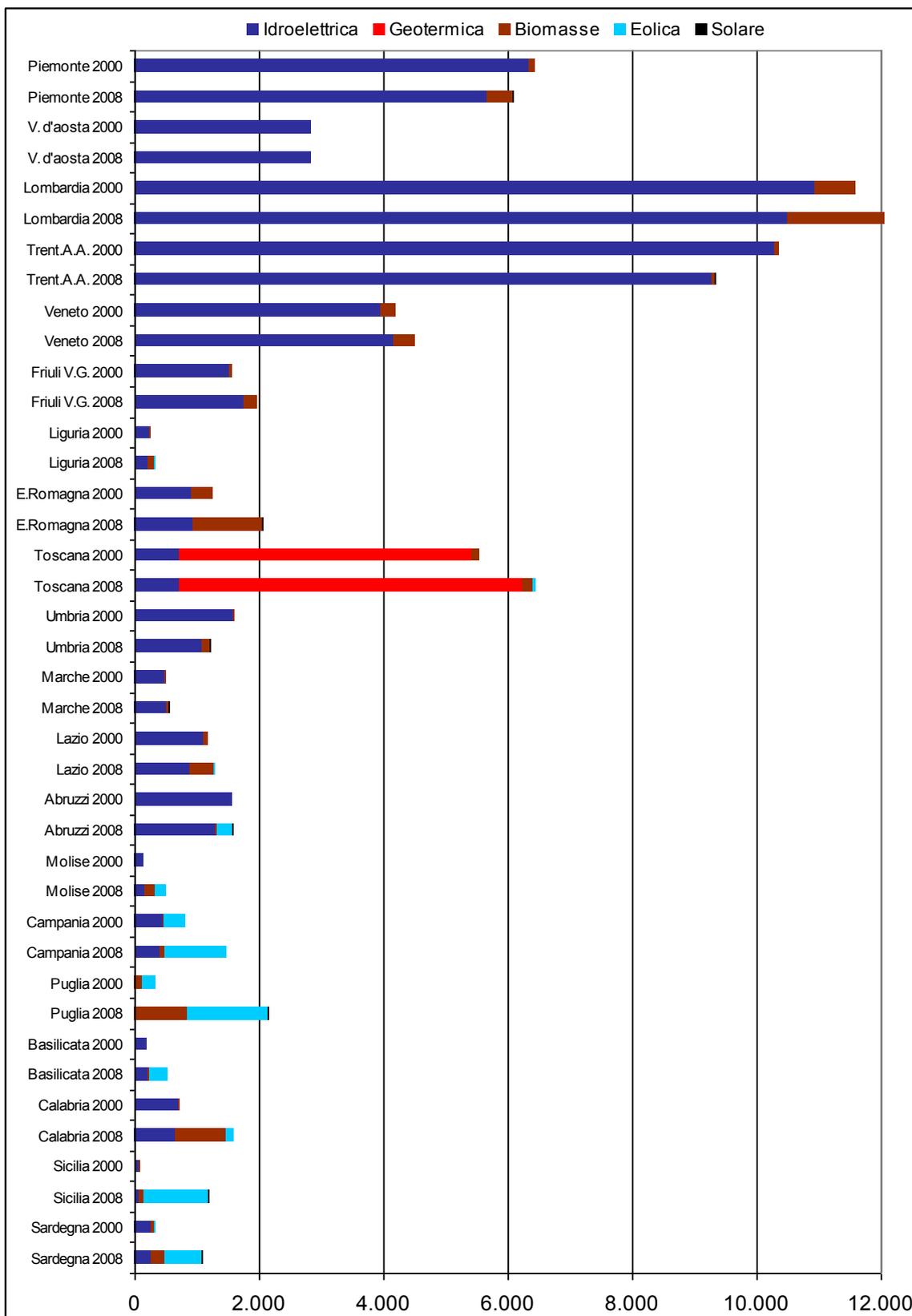
Al vertice si trovano le due piccole regioni alpine, con valori oltre il 200% in Val d'Aosta, e oltre il 100% in Trentino Alto Adige. Nel 2008, Toscana, Calabria, Molise, Abruzzo e Piemonte si collocano oltre il 20%; e Basilicata, Umbria, Friuli, Veneto e Lombardia oltre il 10%.

La produzione idroelettrica (figura 3.2) nel 2008 ha fatto registrare un calo di 2,7 TWh, rispetto al 2000: una riduzione del 6,2%, che è superiore a quella delle regioni del Nord (-4,5%), più marcato il calo nel Sud (-10%) e molto più marcato nelle regioni del Centro (-18,6%).

⁶⁰ In questa sede per un'analisi che va dal 2000 al 2008 sono stati utilizzati i dati regionali di TERNA sulle biomasse, gli unici disponibili per questo periodo anche se non sono basati sulla definizione di biomassa come fonte rinnovabile affermata a livello UE.

Per i dati 2007-2008 secondo i criteri UE vedi "Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia 2008", GSE, 2009.

Figura 3.1 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nelle regioni per fonte. Anni 2000 e 2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

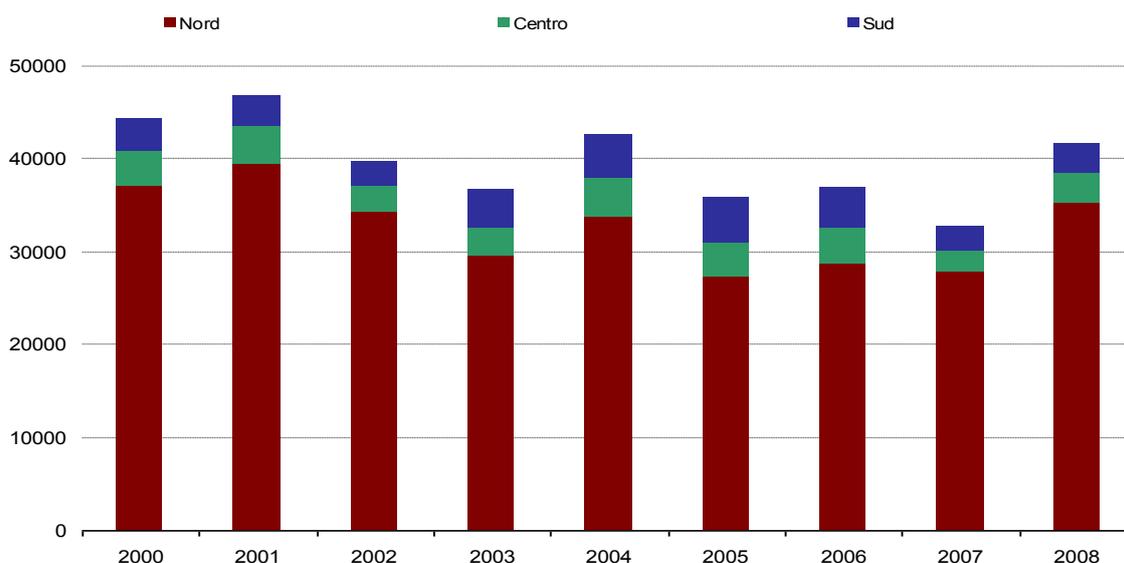
Tabella 3.1 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Anni 2000-2008

	Produzione 2000 e ripartizione % tra le regioni		Produzione 2008 e ripartizione % tra le regioni		2000-2008 variazione della produzione		% CIL coperto da rinnovabili 2000 e 2008	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	2000	2008
Piemonte	6.444	12,5	6.095	10,2	-349	-5,4	22,4	20,3
Val d'Aosta	2.841	5,5	2.850	4,8	9	0,3	276,4	235,2
Lombardia	11.585	22,5	12.777	21,4	1192	10,3	17,2	17,5
Trentino AA	10.354	20,1	9.355	15,7	-999	-9,6	180,1	135,6
Veneto	4.189	8,1	4.513	7,6	324	7,7	13,6	13,1
Friuli VG	1.564	3,0	1.980	3,3	416	26,6	16,5	17,7
Liguria	267	0,5	332	0,6	65	24,2	3,5	4,2
Emilia R.	1.251	2,4	2.062	3,5	811	64,8	4,9	6,8
Toscana	5.545	10,8	6.465	10,8	920	16,6	26,6	28,3
Umbria	1.612	3,1	1.225	2,1	-387	-24,0	27,3	18,8
Marche	507	1,0	575	1,0	68	13,4	7,2	7,2
Lazio	1.182	2,3	1.307	2,2	125	10,6	5,2	5,0
Abruzzo	1.577	3,1	1.583	2,7	6	0,4	24,1	20,7
Molise	148	0,3	510	0,9	362	244,5	10,6	28,3
Campania	827	1,6	1.478	2,5	651	78,7	4,5	7,0
Puglia	328	0,6	2.180	3,6	1852	564,5	1,8	9,9
Basilicata	196	0,4	532	0,9	336	171,2	7,5	17,2
Calabria	714	1,4	1.601	2,7	887	124,2	12,4	22,6
Sicilia	99	0,2	1.201	2,0	1102	1112,6	0,5	5,0
Sardegna	335	0,6	1.104	1,8	769	229,6	2,9	7,9
NORD	38.495	74,7	39.962	66,9	1467	3,8	21,8	20,5
CENTRO	8.846	17,2	9.571	16,0	725	8,2	15,6	15,1
SUD	4.224	8,2	10.187	17,1	5963	141,2	4,9	10,1
ITALIA	51.565	100,0	59.720	100,0	8155	15,8	16,1	16,6

Fonte: elaborazioni REF

La [figura 3.2](#) evidenzia inoltre la variabilità della produzione idroelettrica dovuta alla piovosità nei diversi anni. Il peso della produzione idroelettrica nelle diverse macro-aree non ha subito significative variazioni rimanendo intorno all'85% nel Nord, mentre è leggermente diminuito nel Centro e nel Sud.

Figura 3.2 – Andamento della produzione elettrica da fonte idraulica. Anni 2000-2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

Nel 2008, Lombardia e Trentino Alto Adige hanno dato il principale contributo (circa 10 TWh ciascuna), rappresentando rispettivamente il 25% e il 22% circa della produzione idroelettrica nazionale. Segue il Piemonte con il 13,6%, il Veneto con il 10%, la Val d'Aosta con il 6,8% e il Friuli Venezia Giulia con il 4%. Tutte le altre tredici regioni contribuiscono con valori inferiori al 3%. Da segnalare che tra il 2000 e il 2008 è venuta completamente meno la seppur limitata produzione idroelettrica della Puglia.

Si è semplificato il quadro della produzione geotermoelettrica che nel 2008 vede la presenza di impianti solo nella Toscana. Nel 2000 era funzionante un impianto in Lazio ai margini dell'area geotermica della Toscana meridionale, impianto che successivamente ha cessato la produzione ed è stato chiuso. Ciò conferma che la realtà geotermoelettrica è stata fino ad oggi un fenomeno sostanzialmente limitato all'area del Centro Italia e in particolare della Toscana.

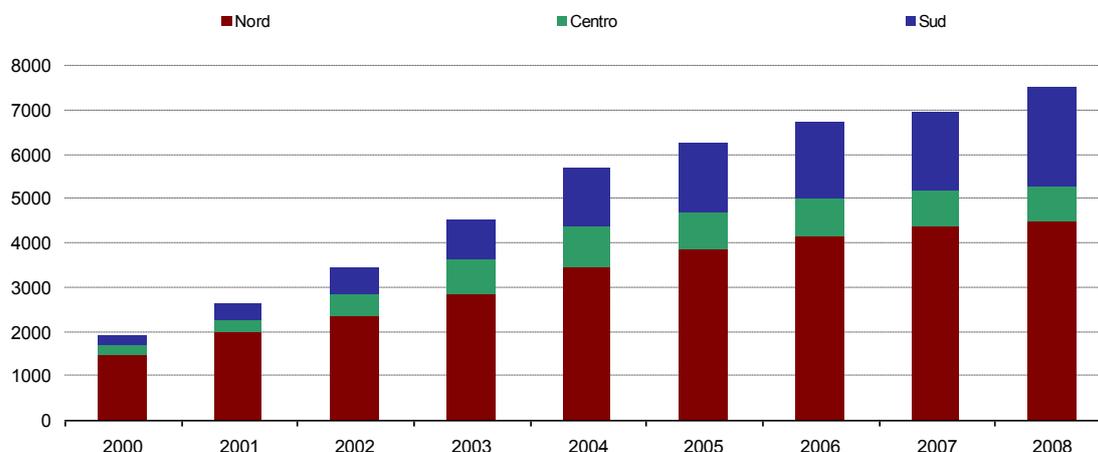
Ciò consente alla Toscana di essere la terza regione d'Italia in termini di copertura del Consumo Interno Lordo tramite fonti rinnovabili, con un valore che nel 2008 è stato del 28,3%, con un incremento rispetto al 26,6 registrato nel 2000. Lo sviluppo e il consolidamento della produzione geotermoelettrica fa sì che nel 2008 rappresenti più dell'85% della produzione toscana da fonte rinnovabile (più di 5,5 TWh) controbilanciando la caduta dell'idroelettrico (-2,4% nel 2008 rispetto al 2000), che comunque costituisce sempre la seconda fonte rinnovabile come importanza nella produzione regionale (11%).

La produzione di energia elettrica tramite impianti alimentati da biomasse è quasi quadruplicata dal 2000 al 2008, come è possibile vedere dalla [figura 3.3](#), passando da poco meno di 2 TWh a poco più di 7,5 TWh.

Il peso della produzione dal 2000 al 2008 ha visto una riduzione del ruolo delle regioni settentrionali, che è passato dal 75,7% al 59,7%, il Centro ha mantenuto il proprio peso intorno all'11%, mentre è più che raddoppiato il ruolo delle regioni meridionali passando dal 12,8% al 30,1%.

La Lombardia è la regione con la più importante produzione: ha mantenuto dal 2000 al 2007 la prima posizione con circa un terzo della generazione da biomasse a livello nazionale. Seguono l'Emilia Romagna con peso del 14,7%, e la Calabria con la Puglia all'11% nel 2008. Contribuiscono con valori tra il 6 e il 4% Veneto, Lazio e Piemonte, mentre si collocano con valori inferiori al 4% tutte le altre tredici regioni.

Figura 3.3 – Andamento della produzione elettrica da biomasse nelle regioni. Anni 2000-2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

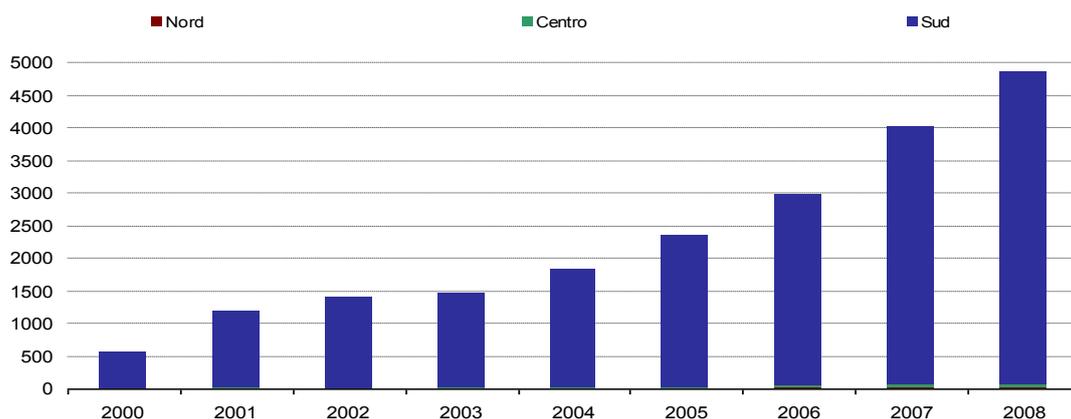
Gli incrementi più significativi della produzione dal 2000 al 2008, dopo la Lombardia (+1,6 TWh), si sono registrati in Calabria (quasi +0,8 TWh) e in Emilia Romagna e Puglia con (+0,7 TWh).

Significativi anche gli incrementi in altre nove regioni che oscillano tra i 50 e i 300 GWh annui in più nel 2008 rispetto al 2000. Un quadro che conferma quanto già osservato, circa l'omogeneità sotto il profilo territoriale nel rilevante sviluppo della produzione di energia elettrica da biomasse nel periodo considerato. Tale incremento si è distribuito per il 54% nelle regioni settentrionali, per il 10% nelle quattro regioni del Centro e per il restante 36% nell'area del Sud.

Lo sfruttamento dell'energia eolica ha avuto dal 2000 al 2008 un incremento di tipo esponenziale, passando da una produzione di poco più di 0,5 TWh a circa 4,9 TWh annui, come è possibile vedere nella [figura 3.4](#).

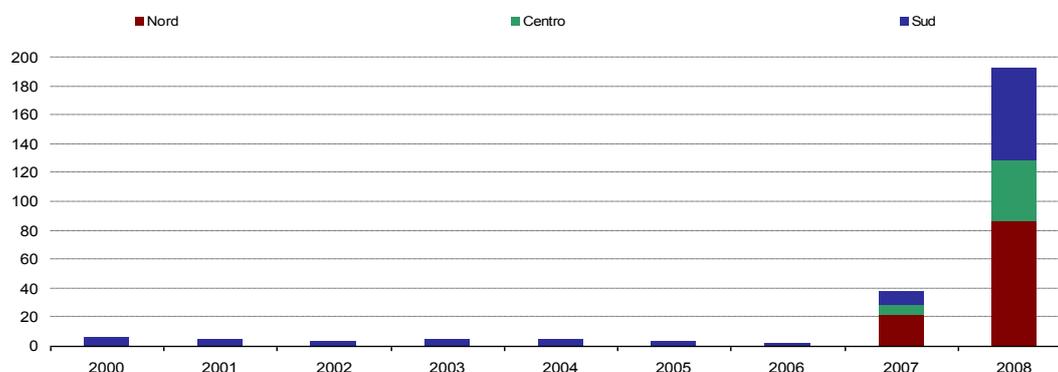
La produzione di energia elettrica da fonte eolica è rimasta concentrata nelle regioni meridionali, che contribuiscono sia nel 2000 sia nel 2008 con più del 98%. Nel 2008 Puglia, Sicilia e Campania contribuiscono al 69% della produzione nazionale, con un contributo del 27% per la Puglia e superiore al 20% per le altre due. Rilevante il contributo della Sardegna (12,7%). Seguono la Basilicata (5,8%), l'Abruzzo (5%) e il Molise (3,5%).

Figura 3.4 – Andamento della produzione elettrica da fonte eolica. Anni 2000-2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

Figura 3.5 – Andamento della produzione elettrica da fonte solare. Anni 2000-2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

La produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento della radiazione solare con la tecnologia fotovoltaica ha avuto il suo primo sviluppo significativo con la recente introduzione del nuovo regime di incentivazione, che ha fatto registrare nel 2007 una produzione di 38 GWh, e nel 2008 di 193 GWh (figura 3.5, nella pagina precedente).

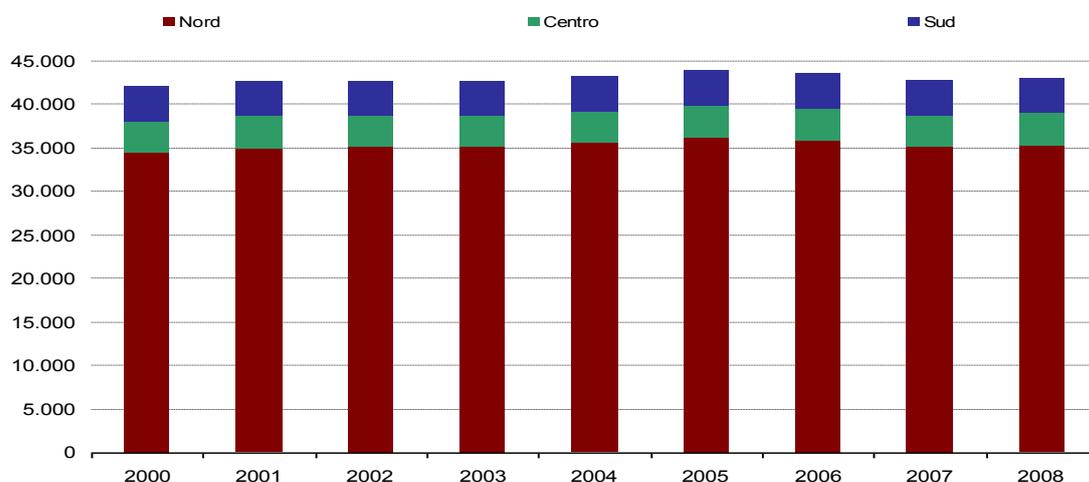
Produzione di energia elettrica normalizzata

L'anno 2007 è stato caratterizzato dal minimo della produzione idroelettrica rispetto agli ultimi dieci anni, portando la produzione a 32,8 TWh rispetto ai 46,8 TWh del 2001, che sono stati il massimo nello stesso periodo. Il metodo di normalizzazione dei valori di produzione idroelettrica ai fini della contabilizzazione degli obiettivi, previsto dalla nuova Direttiva europea per la promozione delle fonti rinnovabili, può essere utilizzato per una valutazione comparata significativa di implementazione anche degli attuali obiettivi previsti dalla 2001/77/CE e degli obiettivi di produzione in genere. Il metodo adottato dalla Direttiva 2009/28/CE per la normalizzazione dei dati annuali di produzione idroelettrica consiste nell'applicare al livello di potenza installata nell'anno corrente la media dei coefficienti di producibilità registrati per i quindici anni precedenti.

Nelle successive elaborazioni si utilizzano i dati della produzione idroelettrica normalizzata secondo la formula dell'Allegato II della 2009/28/CE dal 2000 al 2008 sia a livello regionale sia nazionale. I dati di produzione normalizzata così ottenuti consentono una valutazione dello sviluppo del settore che non sia troppo condizionata da dati contingenti che, nel caso dell'idroelettrico, possono subire variazioni significative, come accaduto nel 2007.

Tali coefficienti di normalizzazione della produzione idroelettrica verranno utilizzati anche per stimare la producibilità degli obiettivi regionali partendo dalle previsioni di sviluppo espresse in termini di capacità installata, e per elaborare lo "Scenario IAFR in progetto 2008", costruito sommando ai livelli di capacità installata registrati da TERNA nel 2008, i dati al 30/6/2008 del GSE (Gestore dei Servizi Energetici) per le qualifiche di IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) in progetto per nuova potenza. Adottando questo criterio di normalizzazione, l'andamento dei dati di produzione idroelettrica ha avuto una crescita dell'1% dal 2000 al 2008 (figura 3.6).

**Figura 3.6 – Andamento della produzione idroelettrica normalizzata.
Anni 2000-2008 (GWh)**



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

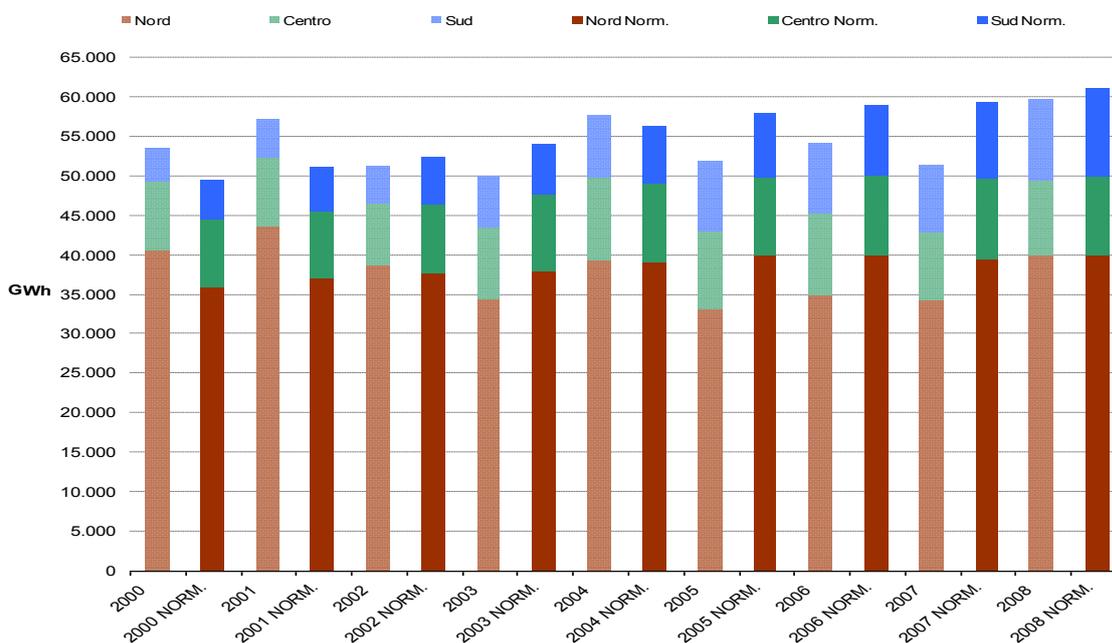
Tale tipo di dato consente di mettere in evidenza che lo sviluppo dell'idroelettrico si è concentrato quasi esclusivamente nelle regioni del Nord che nel periodo considerato hanno fatto registrare una crescita del 2,5%, mentre il Centro ha avuto una crescita dello 0,5% e il Sud ha registrato un decremento dello 0,6%. La crescita più importante è stata registrata in Piemonte sia in termini assoluti che di variazione percentuale, con un valore del 11,6%. Significativa, in termini assoluti, la crescita registrata in Lombardia, Calabria, Val d'Aosta, Friuli e Emilia Romagna.

In termini di variazione della produzione idroelettrica normalizzata dal 2000 al 2008, fanno registrare un dato negativo: Abruzzo, Veneto, Trentino Alto Adige, Lazio, Puglia, Campania e Sicilia. Con i dati della produzione idroelettrica normalizzata è possibile definire il livello complessivo di produzione elettrica da fonti rinnovabili normalizzato⁶¹ dal 2000 al 2008, sia a livello nazionale sia delle singole regioni (tabella 3.2, riportata nella pagina successiva).

Questo dato può essere utilizzato per effettuare una valutazione del raggiungimento degli obiettivi di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a livello regionale, nazionale ed europeo con riferimento ad indicatori come la percentuale di copertura del Consumo Interno Lordo (CIL).

La figura 3.7 consente anche il confronto tra l'andamento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed il corrispondente valore normalizzato.

Figura 3.7 – Andamento della produzione elettrica da fonti rinnovabili normalizzata e storica. Anni 2000-2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

⁶¹ In questa sede non si è normalizzato il valore della produzione eolica come previsto dall'Allegato II della Direttiva 2009/28/CE.

**Tabella 3.2 – Energia elettrica da fonti rinnovabili.
Anni 2000-2008, produzione normalizzata**

	Produzione 2000 normalizzata e ripartizione % tra le regioni		Produzione 2008 normalizzata e ripartizione % tra le regioni		2000-2008 variazione della produzione normalizzata		% CIL coperto da rinnovabili 2000 e 2008 produzione normalizzata	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	2000	2008
Piemonte	6.273	12,6	7.315	12,0	1.043	16,6	21,8	24,4
Val d'Aosta	2.946	5,9	3.045	5,0	99	3,4	286,5	251,3
Lombardia	10.351	20,8	12.207	20,0	1.856	17,9	15,4	16,7
Trentino A.A.	9.156	18,4	9.052	14,8	-104	-1,1	159,2	131,2
Veneto	4.224	8,5	4.155	6,8	-68	-1,6	13,7	12,0
Friuli V.G.	1.422	2,9	1.681	2,8	260	18,3	15,0	15,1
Liguria	265	0,5	336	0,5	70	26,5	3,5	4,2
Emilia R.	1.246	2,5	2.093	3,4	847	68,0	4,9	7,0
Toscana	5.510	11,1	6.473	10,6	962	17,5	26,4	28,4
Umbria	1.420	2,9	1.555	2,5	135	9,5	24,1	23,8
Marche	504	1,0	582	1,0	78	15,5	7,2	7,3
Lazio	1.181	2,4	1.467	2,4	286	24,3	5,2	5,6
Abruzzo	1.999	4,0	2.000	3,3	1	0,1	30,6	26,2
Molise	159	0,3	504	0,8	345	216,8	11,4	28,0
Campania	971	2,0	1.590	2,6	618	63,6	5,3	7,5
Puglia	325	0,7	2.180	3,6	1.854	569,9	1,7	9,9
Basilicata	232	0,5	582	1,0	350	150,5	8,9	18,8
Calabria	888	1,8	1.929	3,2	1.041	117,3	15,4	27,3
Sicilia	144	0,3	1.253	2,1	1.109	769,3	0,7	5,3
Sardegna	311	0,6	1.120	1,8	808	259,7	2,7	8,0
NORD	35.881	72,2	39.884	65,3	4.002	11,2	20,3	20,5
CENTRO	8.615	17,3	10.077	16,5	1.462	17,0	15,2	15,9
SUD	5.030	10,1	11.157	18,3	6.127	121,8	5,8	11,1
ITALIA	49.723	100,0	61.054	100,0	11.331	22,8	15,5	17,0

Fonte: elaborazioni REF

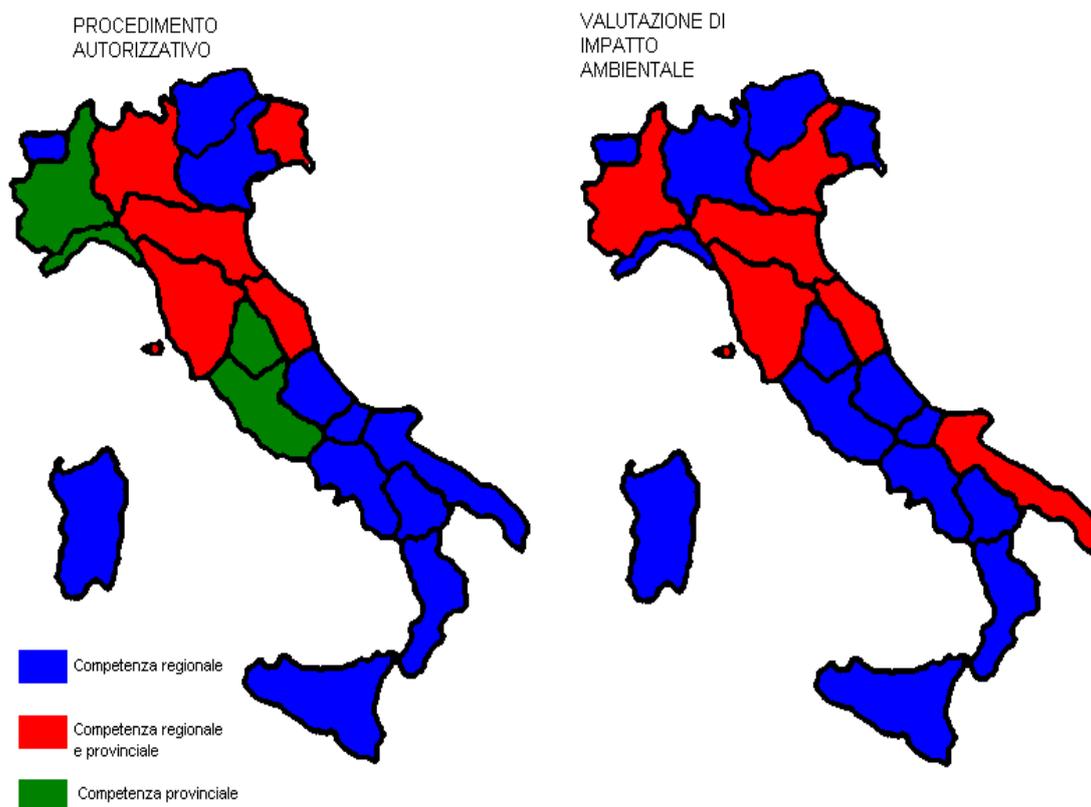
La tabella 3.2 riporta i dati della produzione normalizzata di energia elettrica da fonti rinnovabili con l'analisi del peso della produzione 2000-2008 ripartito tra le regioni, la variazione della produzione in termini assoluti e percentuali, e la copertura del CIL espressa in termini percentuali. Si può osservare che i valori normalizzati in 2 regioni, Trentino Alto Adige e Veneto, fanno registrare un decremento. Particolarmente significativo il fatto che in 5 regioni (Val d'Aosta, Trentino Alto Adige, Veneto, Umbria e Abruzzo) dal 2000 al 2008 c'è stato un arretramento per il valore del CIL coperto da fonti rinnovabili, dato che segnala una dinamica della produzione normalizzata da fonti rinnovabili inferiore a quella della crescita della domanda elettrica.

Regolazione regionale dei procedimenti autorizzativi

Il quadro normativo nazionale di riferimento di attribuzione delle competenze per i procedimenti autorizzativi alle regioni è mutato più volte dalla emanazione del DLgs n. 112/98 fino alla recente modifica dell'art 12 del DLgs n. 387/2003 effettuata con la L. 244/2007.

Oggi la mappa dei soggetti che autorizzano la realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili fa emergere per dodici Regioni, sia a statuto ordinario sia speciale, l'attribuzione in modo esclusivo all'amministrazione regionale stessa delle funzioni amministrative per il procedimento autorizzativo.

Figura 3.8 – Regolazione regionale nell’attribuzione delle competenze autorizzative del procedimento unico* (assetto al 31/12/2008)



*ai sensi dell’art. 12 del DLgs n. 387/2003 e delle procedure di VIA connesse

Fonte: elaborazione REF

Quattro Regioni a statuto ordinario hanno mantenuto il disegno originario previsto dal DLgs n. 112/98, con l’attribuzione esclusiva alle Province delle funzioni amministrative per l’autorizzazione degli impianti. Cinque Regioni hanno ripartito, con varie opzioni per soglie di potenza e/o tipo di fonte, le competenze autorizzative tra l’amministrazione regionale e quelle provinciali. Infine è da segnalare il caso del Friuli Venezia Giulia, Regione a statuto speciale, che ha ripartito tra tre livelli istituzionali – Regione, Province e Comuni – le competenze autorizzative.

Dalla ricognizione svolta emerge che al 31/12/2008 sono 74 le amministrazioni pubbliche che in Italia, tra Regioni e Province, esercitano le funzioni amministrative del procedimento unico per il rilascio della autorizzazione ai sensi dell’art. 12 del DLgs n. 387/2003.

La ricostruzione della mappa delle attribuzioni di funzioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) effettuata dalle Regioni, fa emergere due casistiche: quella di esclusiva attribuzione della funzione all’amministrazione regionale, e quella di ripartizione delle funzioni tra amministrazione regionale e amministrazioni provinciali in base alla tipologia di impianto.

Nella scelta delle Regioni prevale l’opzione di individuare l’amministrazione regionale stessa come autorità competente per le procedure di VIA degli impianti e sono solo sei le Regioni (Piemonte, Veneto, Emilia Romagna, Toscana, Marche e Puglia) che con varie opzioni hanno, in parte, delegato alle amministrazioni provinciali le funzioni di autorità competente per la VIA.

La ricognizione effettuata consente di individuare, tra Regioni e Province, 56 amministrazioni che svolgono le funzioni di autorità competente per le procedure di VIA connesse alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili soggetti al procedimento unico ex art. 12 del DLgs n. 387/2003.

Le Regioni hanno inoltre regolato con atti propri, e in vario modo, lo svolgimento del procedimento unico per il rilascio della autorizzazione ai sensi dell'art. 12 del DLgs n. 387/2003, sia in termini generali con riferimento allo svolgimento delle procedure di VIA connesse, che con riguardo alle casistiche delle diverse fonti. Le criticità connesse agli atti regionali di regolazione dello svolgimento del procedimento unico possono essere inquadrate tenendo conto del quadro normativo nazionale e regionale in materia di politiche ambientali con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è legato all'uso di risorse naturali o a problematiche paesaggistiche che sono oggetto di politiche di tutela, in cui le Regioni svolgono un ruolo preminente anche con specifici atti di indirizzo previsti dalle normative italiane di recepimento delle Direttive UE in materia di ambiente. Sono quindi le amministrazioni regionali che devono assicurare un adeguato livello di integrazione preventiva tra obiettivi di sviluppo delle diverse tipologie di fonti rinnovabili nelle specifiche realtà territoriali con il perseguimento degli obiettivi di tutela ambientale. Solo di recente si sta completando la dotazione, da parte delle Regioni italiane, di piani energetici e di questi strumenti (piani di tutela delle acque, piani paesaggistici, norme di tutela della biodiversità ecc.).

La mancanza di questo tipo di integrazione preventiva di diverse linee di intervento pubblico a livello regionale ha costituito uno dei principali fattori di criticità nell'esercizio delle funzioni autorizzative. In molti casi, l'incertezza legata alle politiche regionali in vari ambiti di tutela ambientale, interferenti con lo sviluppo delle fonti rinnovabili, ha motivato provvedimenti regionali di moratoria o atti di carattere restrittivo nella regolazione regionale del procedimento autorizzativo ex art. 12 del DLgs n. 387/2003.

Piani energetici regionali e obiettivi di sviluppo per le rinnovabili nel settore elettrico

La ricognizione e l'analisi dei piani energetici regionali (PER) e dei documenti di indirizzo significativi sotto il profilo degli obiettivi regionali di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico mostra che dal 2000 ad oggi il PER è stato approvato in via definitiva da 18 Regioni, sono state avviate le procedure per l'approvazione nelle rimanenti 3 ([tabella 3.3](#)).

Tabella 3.3 – Dotazione di Piani Energetici Regionali al 30/06/2009

Piani Energetici Regionali PER	
Totale Regioni/Province autonome	21
di cui con PER approvato in via definitiva	18 (Val d'Aosta, Piemonte, Lombardia, Trentino, Alto Adige, Liguria, Toscana, Marche, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna, Molise, Umbria, Lazio, Basilicata, Puglia, Calabria, Sicilia e Sardegna)
di cui con PER adottato dalla Giunta regionale	3 (Veneto, Abruzzo, Campania)

Fonte: elaborazione REF

L'approvazione dei PER è in genere di competenza dei Consigli regionali, ed è molto variabile il tempo che passa dall'adozione delle proposte da parte delle Giunte regionali all'approvazione definitiva. Tale tempo può variare da pochi mesi ad alcuni anni ed è un indice significativo dello svolgimento della fase di processo decisionale nello sviluppo delle politiche energetiche regionali. Le Regioni in cui l'approvazione è di competenza delle Giunte regionali e non dei Consigli, sono prevalentemente quelle a statuto speciale (Friuli Venezia Giulia, Sicilia, Sardegna e Province autonome di Trento e Bolzano) ad esclusione di Lombardia e Puglia.

Ai fini della individuazione degli obiettivi regionali 2010 di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico presenti negli atti di indirizzo per le Regioni in cui non sono disponibili i PER, sono stati utilizzati altri documenti di indirizzo per il settore elettrico o per le rinnovabili che consentono di determinare un quadro completo a livello nazionale. Gli atti di indirizzo considerati ai fini di una valutazione di efficacia degli obiettivi 2010 con i dati TERNA del 2007, se pur approvati o resi disponibili in anni diversi tra il 2000 e il 2007, in quasi due terzi dei casi individuano il 2010 come anno per raggiungere gli obiettivi, mentre nella metà dei casi viene utilizzato il 2000 come anno di riferimento per la formulazione degli obiettivi stessi. Nel 2008 e nel corso del 2009, sono stati resi disponibili nuovi PER e atti di indirizzo regionali con obiettivi che sono proiettati nella prospettiva 2020.

Il quadro degli atti di indirizzo esaminati è ancora incompleto ed emerge la mancanza di uno standard comune di riferimento per la loro elaborazione. Inoltre nella loro elaborazione è mancato il coordinamento con lo Stato previsto dalla legge. Nonostante ciò, possono essere considerati una significativa elaborazione di quello che dalle diverse amministrazioni regionali è stato valutato come potenziale sfruttabile per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nei propri territori. Gli atti di indirizzo regionali disponibili consentono di costruire scenari di obiettivi sostanzialmente rappresentativi con caratteristiche che ne consentono una confrontabilità con i dati delle statistiche sul sistema elettrico di TERNA e del GSE sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Strumenti regionali di incentivazione delle rinnovabili

A seguito del riassetto di competenze stabilito dal DLgs n. 112/98 e dal nuovo Titolo V della Costituzione, le Regioni sono diventate le principali protagoniste delle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili tramite l'erogazione di incentivi agli investimenti per la realizzazione degli impianti. In questa sede si è esaminato il ruolo dei principali strumenti di politica economica dell'Unione Europea, il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR) e il Fondo Europeo Agricolo di Sviluppo Rurale (FEASR), che in Italia vengono gestiti dalle Amministrazioni Regionali tramite i Programmi Operativi Regionali (POR) per il FESR, e i Programmi di Sviluppo Rurale (PSR) per il FEASR.

Con le nuove normative europee di riferimento, per questi strumenti di politica economica si è resa necessaria una più stretta integrazione tra il loro uso e gli obiettivi di politica ambientale dell'UE, tra cui quelli di riduzione delle emissioni climalteranti e sviluppo delle fonti rinnovabili.

Ciò ha significativamente accresciuto il peso delle risorse destinate alla promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica nei POR e PSR predisposti dalle Regioni italiane per il ciclo 2007-2013. Se in base ai dati di rendiconto per il ciclo di programmazione 2000-2006 del FESR le risorse pubbliche destinate a interventi di politica energetica ammontano a circa 760 milioni di euro, si può stimare che la cifra allocata per interventi di politica energetica tramite gli strumenti di programmazione FESR del ciclo 2007-2013 ammontino a circa 4 miliardi di euro.

Tabella 3.4 – Dotazione di risorse pubbliche per misure finalizzate a sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili (milioni di €). Anni 2007-2013

	POR eolico	POR solare	POR+POI biomassa	PSR biomassa	POR+POI+PSR biomassa	POR+POI idroelettrica, geotermica e altre	Totale fonti rinnovabili
NORD	36,0	76,2	104,2	201,2	305,5	108,8	526,4
CENTRO	20,5	40,3	36,5	137,3	173,8	20,0	254,6
SUD	105,8	550,8	672,8	318,5	991,3	421,5	2069,4
ITALIA	162,3	667,3	813,5	657,1	1470,5	550,2	2850,4

Note: Programmi Operativi Regionali-Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (POR-FESR) e Programmi di Sviluppo rurale-Fondo Europeo Agricolo per lo Sviluppo Rurale (PSR-FEASR).

Fonte: elaborazione REF su POR-FESR, PSR-FEASR 2007-2013 e POI

A questa dotazione si aggiungono le risorse rese disponibili nel settore agricolo nelle misure dei PSR, che possono essere utilizzate per investimenti nel settore energetico con particolare riferimento alle filiere delle biomasse agricole e forestali.

La tabella 3.4 ricostruisce il quadro delle risorse pubbliche che verranno rese disponibili tramite gli strumenti di programmazione sia del FESR che del FEASR nel ciclo 2007-2013 per l'incentivazione degli investimenti per lo sviluppo delle fonti rinnovabili: circa 2,8 miliardi di euro. Si può stimare che il complesso delle risorse pubbliche allocate negli strumenti di programmazione esaminati possano alimentare un volume globale di investimenti per circa otto miliardi di euro per i sette anni di programmazione. Gli strumenti di programmazione delle risorse FESR 2007-2013 ai fini di politica energetica non contemplano solo i POR delle singole Regioni, ma anche un Programma Operativo Interregionale (POI) "Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico" che alloca un volume significativo di risorse pubbliche (circa 760 milioni di euro) per l'incentivazione delle fonti rinnovabili nelle cinque Regioni italiane che ricadono nell'obiettivo convergenza, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria e Sicilia.

L'analisi dell'allocazione delle risorse previste negli strumenti di programmazione esaminati, fa emergere sotto il profilo territoriale una forte concentrazione della disponibilità nelle Regioni meridionali con più del 72% del totale (e circa 2/3 nelle sole Regioni convergenza). Le restanti disponibilità sono ripartite per il 18% nelle Regioni del Nord e il 9% in quelle del Centro. La concentrazione delle risorse nelle Regioni meridionali è legata alla logica di intervento del Fondo Europeo di Sviluppo Regionale, che privilegia le aree con livelli di reddito significativamente inferiori alla media dell'Unione Europea e tra queste quelle dove lo scarto è più del 25%, e per le quali è previsto il regime di intervento dell'obiettivo convergenza, in cui ricadono le cinque Regioni meridionali del nostro Paese già ricordate.

Sotto il profilo delle fonti, emerge una significativa concentrazione verso le biomasse alle quali sarebbero riservate più del 50% delle risorse disponibili per incentivare gli investimenti. Marginale la quota orientata verso l'eolico (5-6%), rilevante la quota per gli interventi orientati a sfruttare la fonte solare (23%) e quella riservata alle fonti idroelettrica e geotermica (19%). Per quello che riguarda questa ultima voce va evidenziato che quasi la metà, 240 milioni di euro, sono specificamente destinati ad una misura del POI finalizzata a finanziare interventi sperimentali di geotermia ad alta entalpia e quindi si può affermare che almeno un 8,5% delle risorse sia riservato alla fonte geotermica.

Per quello che riguarda gli investimenti per lo sfruttamento delle biomasse, i PSR possono finanziare interventi solo per impianti di potenza inferiore ad 1 MW, mentre, i POR e il POI possono finanziare solo interventi per impianti di potenza superiore ad 1 MW.

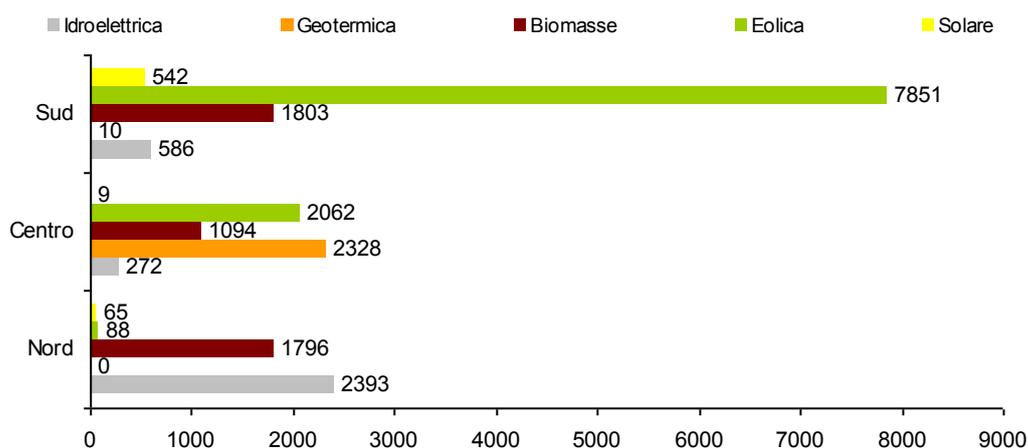
Per quello che riguarda l'effettiva possibilità di impiego delle risorse FESR e FEASR, per incentivare investimenti in impianti per la produzione di energia elettrica, le misure di promozione delle fonti rinnovabili (eolico e idroelettrico) previste dagli strumenti di programmazione regionale non appaiono coordinate con le recenti norme di divieto di cumulo degli incentivi nazionali di sostegno alla produzione di energia elettrica da rinnovabili con altri tipi di incentivo, con l'eccezione del caso delle biomasse di filiera.

Obiettivi regionali 2010 per le rinnovabili nel settore elettrico

L'analisi delle indicazioni degli atti di indirizzo regionali, al 31/12/2007, fa emergere uno scenario di obiettivi 2010 di incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili di oltre 21,1 TWh complessivi a livello nazionale, un incremento di circa il 42,5% rispetto al livello di produzione normalizzata del 2000. A livello delle singole regioni spiccano i valori di Puglia e Toscana, che si attestano a circa 3,5 TWh ciascuna, seguite da Sardegna (2,3 TWh), Sicilia (1,7 TWh), Emilia Romagna (1,2 TWh) e Lombardia (1 TWh). Sette regioni si attestano su obiettivi compresi tra 1 e 0,5 TWh: Umbria, Calabria, Piemonte, Lazio, Molise, Campania e Basilicata, mentre le altre sette si attestano su obiettivi inferiori a 0,5 TWh. Si evidenzia che in termini assoluti gli obiettivi di incremento delle regioni del Centro e del Sud sono in genere più rilevanti di quelli delle regioni settentrionali⁶².

Tale aspetto emerge con maggiore forza se si esamina la significatività degli obiettivi regionali in termini di incremento rispetto al livello della produzione normalizzata nel 2000. Nelle otto Regioni settentrionali, ad esclusione di Emilia Romagna e Liguria che programmano un raddoppio della propria produzione, gli obiettivi di incremento delle altre sei Regioni sono tutti al di sotto del 20%, con un valore medio che nell'area non raggiunge il 14%. Nelle Regioni centrali gli obiettivi di crescita al 2010 si attestano tra il 60 e il 100%, con un valore medio per l'area Centro di quasi il 68%. Molto più rilevante l'impegno prefigurato dagli obiettivi per le Regioni meridionali, in particolare Puglia, Sardegna, Sicilia, Basilicata e Molise, con una media dell'obiettivo di crescita per l'Area Sud del 251%.

Figura 3.9 – Obiettivi regionali 2010 incremento produzione elettrica: ripartizione territoriale e per fonte



Fonte: elaborazioni REF

⁶² Un'analisi di maggiore dettaglio è contenuta nel quaderno di ricerca REF n. 50/marzo 2009: T. Franci, "Il ruolo delle Regioni nelle politiche per fonti rinnovabili nel settore elettrico"

Lo scenario degli obiettivi regionali 2010 di produzione elettrica da fonti rinnovabili prefigura a livello nazionale un livello produttivo di circa 70,4 TWh annui. Lo scenario 2010 prefigurato dalle programmazioni energetiche regionali in termini di produzione da fonti rinnovabili porta ad un significativo riequilibrio, sotto il profilo territoriale, rispetto agli scenari di partenza. Il contributo delle regioni settentrionali calerebbe dal 71,8% del 2000 al 55,6% del 2010, quello delle regioni centrali passerebbe dal 18,2% al 20,2%, quello del Sud raddoppierebbe passando dal 10% al 23,7%. L'esame degli obiettivi regionali 2010 di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico, sia di potenza che di produzione, fa emergere una significativa omogeneità, sotto il profilo quantitativo, delle scelte di programmazione regionale negli aggregati territoriali Nord, Centro e Sud.

I dati degli obiettivi regionali 2010 ripartiti per tipologia di fonte rinnovabile mostrano che il ruolo attribuito dalle programmazioni alle diverse fonti caratterizza in modo significativo le politiche energetiche regionali nei tre grandi aggregati territoriali.

Per l'idroelettrico, lo scenario a livello nazionale degli obiettivi regionali 2010 conferma il ruolo predominante delle regioni settentrionali, nelle quali vengono programmati quasi il 70% delle previsioni di sviluppo in termini di produzione.

Lo sviluppo dell'eolico caratterizza le regioni del Sud, nelle quali viene programmato quasi l'80% della crescita a livello nazionale. Il 20% degli obiettivi di incremento sono localizzati nelle regioni del Centro e una quota marginale in quelle settentrionali. Se pur meno rilevante in termini assoluti, gli obiettivi di sviluppo nell'uso dell'energia solare sono anch'essi concentrati per circa il 95% nelle regioni del Sud. Il 24% delle previsioni di sviluppo per la produzione elettrica da biomasse viene programmato nelle Regioni del Centro, mentre la parte restante si divide equamente con circa 38% sia nel Nord che nel Sud.

Infine gli obiettivi di sviluppo nello sfruttamento della risorsa geotermica a fini elettrici sono presenti quasi esclusivamente in Toscana.

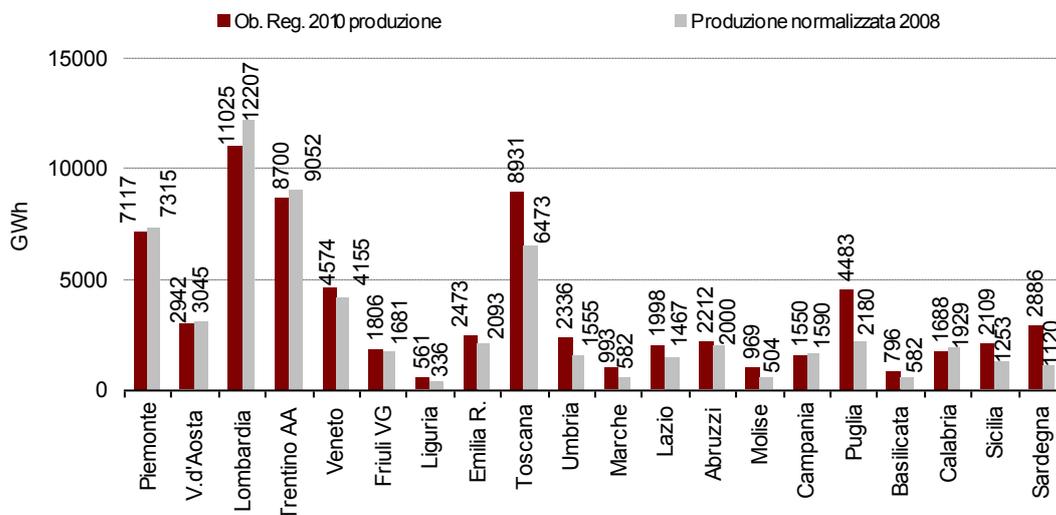
Stato di attuazione degli obiettivi regionali 2010 al 31/12/2008

Sulla base dei dati dello scenario degli obiettivi regionali di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico al 2010, e dei dati delle statistiche TERNA per il 2008, è possibile effettuare una verifica dello stato di attuazione delle programmazioni regionali. La [figura 3.10](#) mostra lo stato di attuazione in termini di obiettivi complessivi di produzione, mettendo a confronto i valori programmati dalle regioni per il 2010 con quelli della produzione normalizzata nel 2008.

La [figura 3.11](#) invece mostra come, rispetto ai valori di riferimento adottati negli atti di programmazione regionale, l'incremento più importante in termini assoluti di produzione sia stato registrato in Lombardia (circa 2,2 TWh), seguita con valori simili poco superiori a 1 TWh da Piemonte, Toscana e Puglia. Incrementi significativi (tra 1 e 0,5 TWh) anche in Emilia Romagna, Calabria, Sicilia, Campania e Sardegna. Incrementi inferiori a 0,5 TWh nelle altre undici regioni. Rapportando, in termini percentuali, lo sviluppo effettivo al 2008 rispetto agli obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione elettrica da fonti rinnovabili è possibile compiere una significativa verifica di efficacia delle politiche energetiche a livello regionale. Emergono innanzitutto i cinque casi di Lombardia, Calabria, Campania, Val d'Aosta e Piemonte, in cui a fine 2008 sono stati già raggiunti e oltrepassati gli obiettivi regionali fissati per il 2010. Particolarmente significativo il caso della Lombardia.

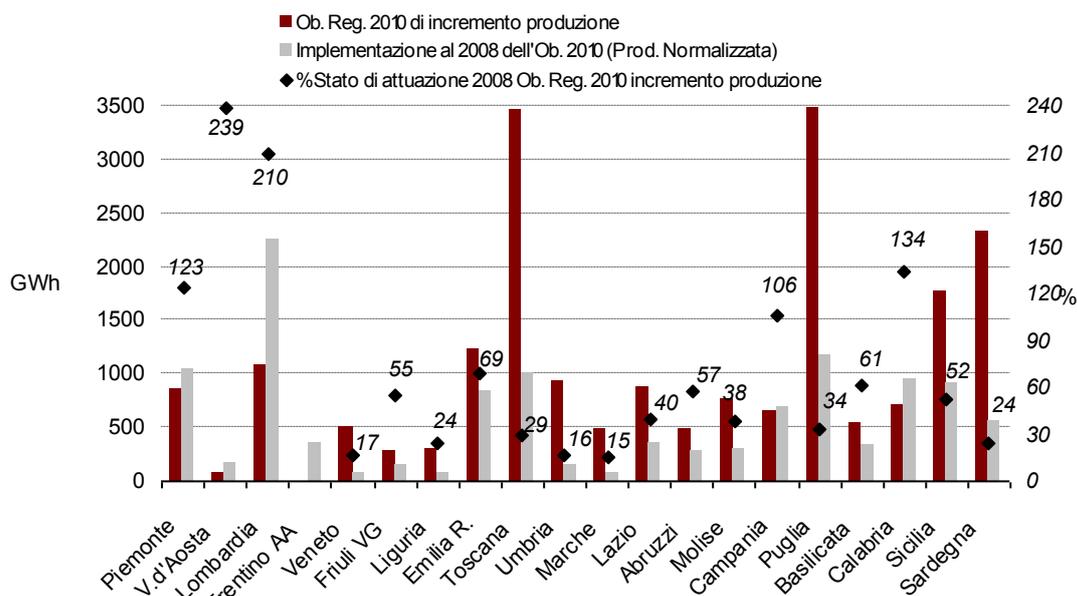
Significativo il caso dell'Emilia Romagna, con valori percentuali di attuazione al 2008 degli obiettivi regionali 2010 attorno al 70%, valore che può essere considerato in linea con un trend di sviluppo del settore a livello regionale in grado di consentire il pieno raggiungimento degli obiettivi.

Figura 3.10 – Energia elettrica da fonti rinnovabili: obiettivi regionali 2010 di produzione e stato di attuazione al 2008(GWh)



Fonte: elaborazioni REF

Figura 3.11 – Energia elettrica da fonti rinnovabili: obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione e stato di attuazione al 2008 (GWh)

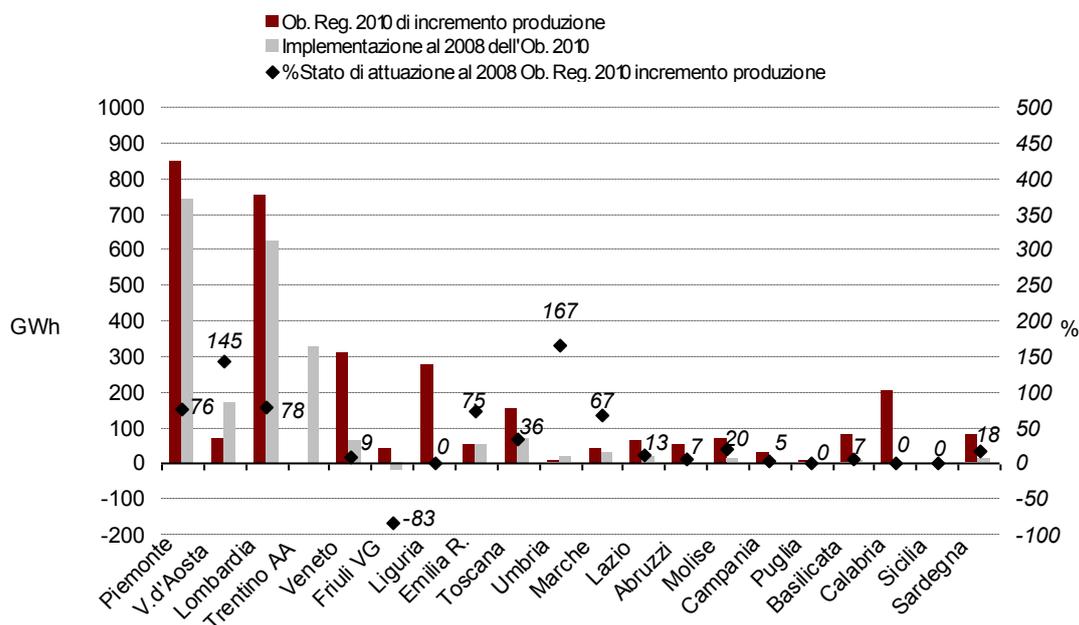


Fonte: elaborazioni REF su dati Terna e atti di indirizzo regionali

Friuli Venezia Giulia, Abruzzo, Sicilia e Basilicata sono tra il 50% ed il 60% dell'obiettivo. Tutti inferiori al 40% i valori dello stato di attuazione degli obiettivi nelle altre regioni.

A livello nazionale lo stato di attuazione al 2008 degli obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione da fonti rinnovabile è pari al 53,6%.

Figura 3.12 – Energia elettrica da fonte idrica: obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione e stato di attuazione al 2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA e atti di indirizzo regionali

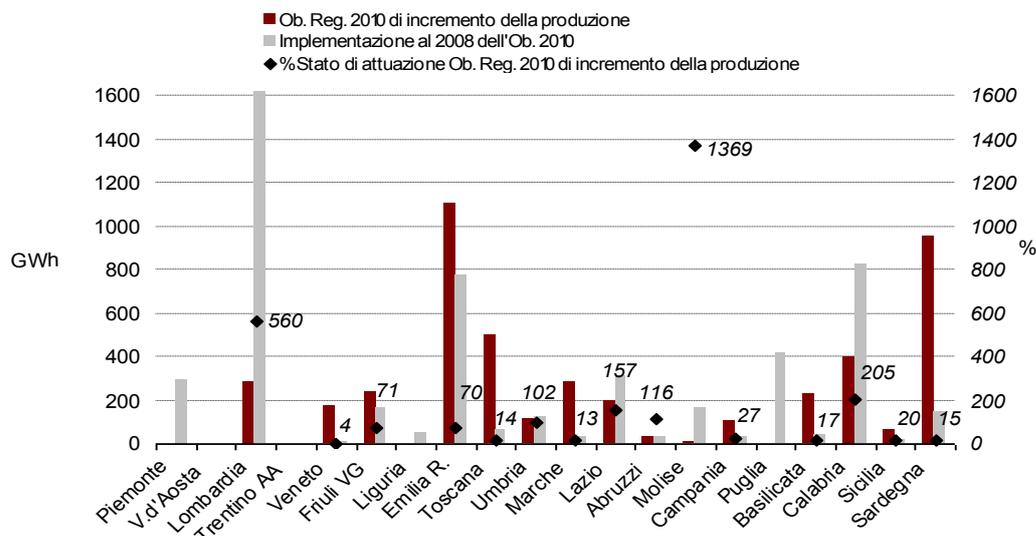
Se si esamina lo stato di attuazione degli obiettivi a livello degli aggregati territoriali, risulta essere: del 92% per le regioni del Nord, del 56,8% nelle regioni meridionali e del 25,4% in quelle del Centro.

Seguono le figure da 3.12 a 3.14. che mostrano lo stato di attuazione al 2008 degli obiettivi regionali 2010 di produzione per fonte. L'idroelettrico mostra che nel 2008, a livello nazionale, è stato raggiunto quasi il 62% degli obiettivi regionali di incremento della produzione riguardanti al 2010 (figura 3.12).

Il caso della geotermia mette in evidenza che, ad esclusione della Toscana, sono molto limitati sia i contesti territoriali in cui le programmazioni regionali hanno previsto lo sfruttamento delle risorse geotermiche ad alta entalpia per la produzione di energia elettrica, sia il rilievo degli obiettivi di sviluppo, individuati solo in Umbria, Lazio e Sicilia. Solo in Toscana, in cui lo sfruttamento di questa risorsa costituisce una realtà consolidata, la programmazione regionale ha formulato un obiettivo di incremento della produzione rilevante (pari a oltre 2,3 TWh) che è stato conseguito nella misura di quasi il 40%.

Il ruolo attribuito dagli atti di indirizzo regionale all'uso delle biomasse per la produzione di energia elettrica (figura 3.13) è distribuito in modo significativo in tutte e tre le macroaree considerate. Spiccano in particolare gli obiettivi di Emilia Romagna e Sardegna (dell'ordine di 1 TWh ciascuna, ma anche quelli di Toscana, Calabria, Marche, Lombardia, Friuli e Basilicata, compresi tra 0,5 e 0,2 TWh). Lo stato di attuazione degli obiettivi regionali 2010 per le biomasse è più avanzato, a livello nazionale, rispetto alle altre fonti ed ha già raggiunto e oltrepassato il target nel 2008 (109%). È oltre gli obiettivi regionali 2010 (162%), lo sviluppo della produzione elettrica da biomasse nell'area Nord, grazie alla Lombardia che ha più che quintuplicato il proprio obiettivo con 1,6 TWh, e ai consistenti contributi di Emilia Romagna, Piemonte e Friuli Venezia Giulia. Significativi i gradi di implementazione degli obiettivi regionali 2010 per le biomasse anche nell'area Centro (49%) e in quella delle regioni meridionali (92,4%).

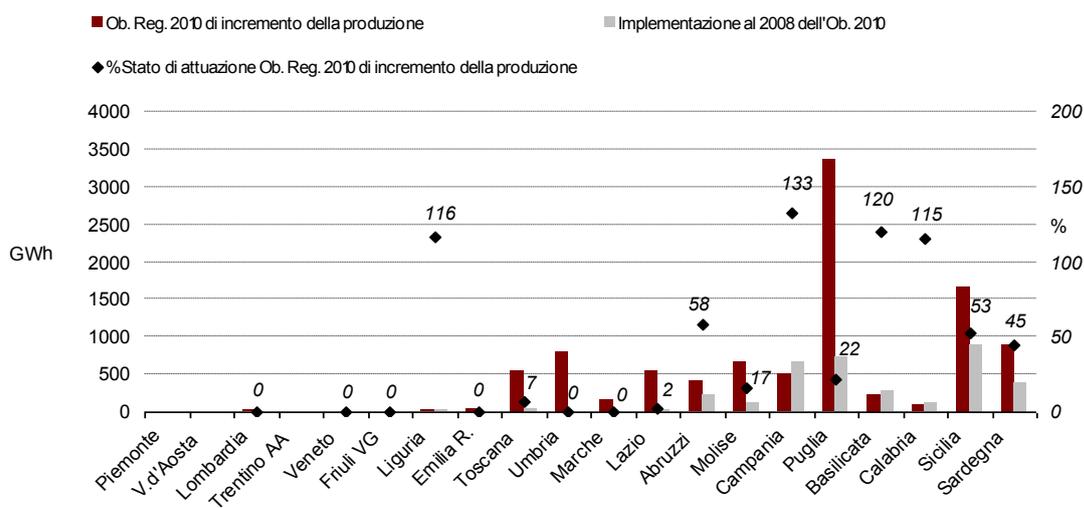
Figura 3.13 – Energia elettrica da biomasse: obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione e stato di attuazione al 2008 (GWh)



Fonte: elaborazioni REF su dati Terna e atti di indirizzo regionali

Lo scenario degli obiettivi regionali 2010 di sviluppo nell'uso della fonte eolica per la produzione di energia elettrica (figura 3.14) vede il primato assoluto della Puglia (con quasi 3,4 TWh) seguita dalla Sicilia (con circa 1,7 TWh). Rilevanti anche gli obiettivi di Sardegna, Umbria, Molise, Campania, Lazio e Toscana, compresi tra 1 TWh e 0,5 TWh. Sostanzialmente assenti gli obiettivi per l'eolico nell'area delle regioni settentrionali. A fronte di quella che costituisce la fonte rinnovabile alla quale le programmazioni regionali hanno attribuito il ruolo più importante rispetto al peso attribuito alle altre, lo stato di attuazione nel 2008 è pari al 35%. Da evidenziare che, nonostante le significative previsioni, lo stato di attuazione degli obiettivi per l'eolico nelle regioni centrali è fermo al 2,3%.

Figura 3.14 – Energia elettrica da fonte eolica: obiettivi regionali 2010 di incremento della produzione e stato di attuazione al 2008(GWh)



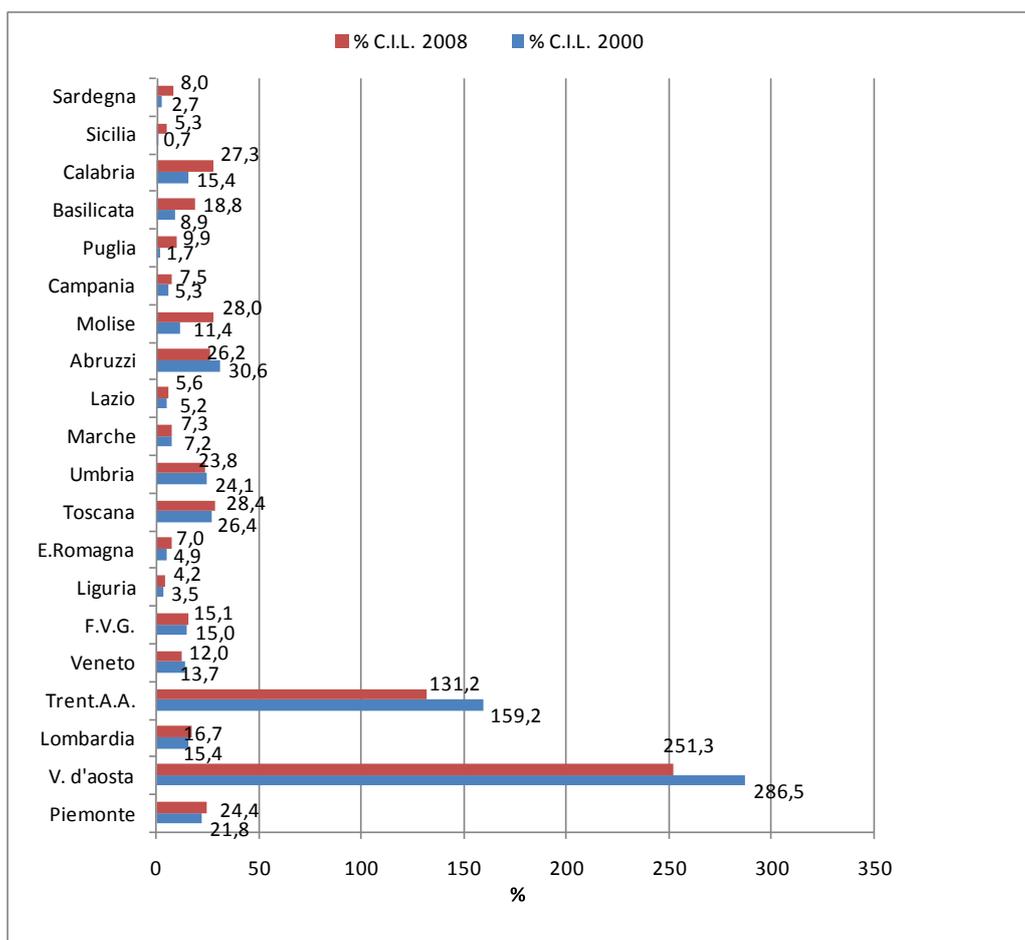
Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA e atti di indirizzo regionali

Nell'area Sud il grado di implementazione degli obiettivi regionali 2010 ha raggiunto il 43,7%. Scarsamente significative possono essere le considerazioni da effettuare sugli obiettivi per lo sfruttamento del solare sia per la limitatezza degli obiettivi presenti negli atti di programmazione regionale esaminati (ad esclusione dei casi di Sardegna e Puglia), sia per lo sviluppo effettivo ancora limitato e iniziato solo nel 2007 con la spinta del conto energia. Da segnalare che circa la metà della previsione di sviluppo presente nell'atto di indirizzo della Regione Sardegna è attribuita alla tecnologia del solare termodinamico.

Per concludere la ricognizione sullo stato di attuazione degli obiettivi delle politiche nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili nella prospettiva delle regioni, oltre agli elementi emersi è necessario analizzare la posizione delle diverse realtà regionali in base l'indicatore adottato dalla Direttiva 2001/77/CE per gli obiettivi indicativi nazionali 2010.

La figura 3.15 mostra, per le 20 regioni italiane, l'incidenza percentuale della produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili normalizzata 2000 e 2008 rispetto al CIL. Con riferimento al 2008 emerge un quadro assai variegato, in cui risalta la posizione delle due regioni alpine, caratterizzate da un'importante presenza dell'idroelettrico e un relativo rilievo economico produttivo che porta il valore dell'indicatore al di sopra del consumo interno lordo regionale.

Figura 3.15 – Incidenza percentuale della produzione lorda normalizzata da fonti rinnovabili rispetto al consumo interno lordo nelle regioni italiane. Anni 2000 e 2008 (dati %)



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA

Oltre a questi due casi, al di sopra del target nazionale previsto dalla Direttiva, tenendo conto della produzione normalizzata, si collocano solo sei regioni: Toscana, Piemonte, Umbria, Abruzzo, Molise e Calabria con valori tra il 29% e il 24%. Segue un gruppo di quattro regioni con valori collocati tra il 10% e il 20%: Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia, e Basilicata. Le altre otto regioni sono collocate su valori al di sotto del 10%.

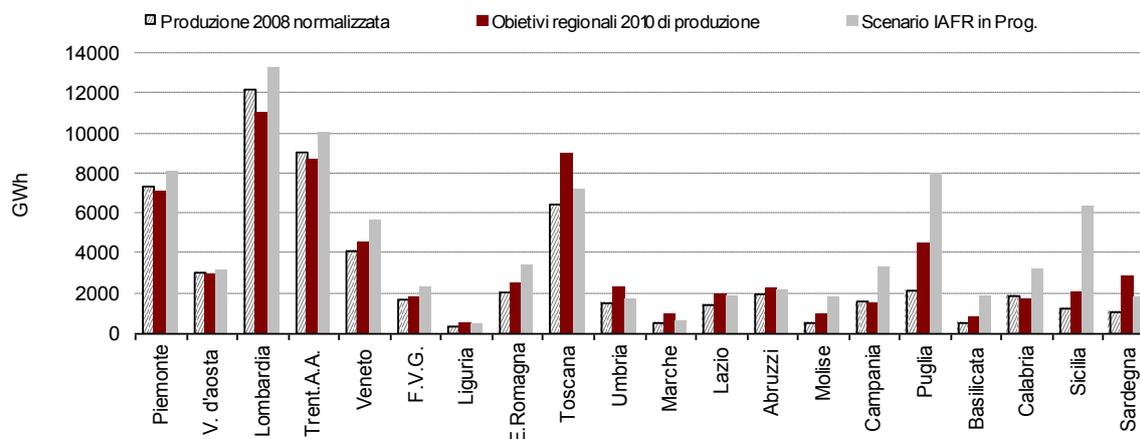
Scenari regionali di sviluppo 2010 in base alle qualifiche IAFR in progetto

La figura 3.16 mostra i dati inerenti lo "scenario IAFR in progetto 2008": lo scenario viene elaborato utilizzando i dati sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili qualificati in progetto per interventi di nuova costruzione o riattivazione secondo i dati GSE al 30/6/2008, a cui vengono sommati i corrispondenti valori registrati nelle statistiche TERNA al 30/12/2008. In termini di producibilità lo "scenario IAFR in progetto 2008" indica un valore di circa 86,2 TWh, se venissero realizzati tutti gli impianti qualificati in progetto. La nuova produzione attesa dalla realizzazione dei progetti qualificati è pari a circa 23,4 TWh, che porterebbe la produzione italiana di energia elettrica da fonti rinnovabili a 86,5 TWh, con un incremento del 41% rispetto al livello del 2008.

I dati dello scenario IAFR 2008 mostrano, in termini di producibilità attesa, una concentrazione delle aspettative di investimento concentrate nelle regioni del Sud (71%), le rimanenti possibili iniziative sono localizzate per il 24% nelle regioni settentrionali e per il 5%, circa nel Centro.

La comparazione, a livello regionale, tra valori normalizzati 2008 della produzione, degli obiettivi regionali 2010 e della produzione attesa dalla realizzazione dei progetti qualificati IAFR (figura 3.16) consente di verificare se le aspettative di investimento sono più o meno coerenti, sia in termini quantitativi che qualitativi, ai potenziali di sviluppo espressi dagli obiettivi 2010 indicati negli atti di indirizzo regionali considerati. In tutte le regioni settentrionali, ad esclusione della Liguria, il valore della produzione attesa dalla realizzazione dello scenario IAFR è superiore alle indicazioni degli obiettivi regionali 2010. A livello di area Nord si avrebbe un aumento della produzione di circa 5,6 TWh, con un incremento del 16% circa rispetto al 2008.

Figura 3.16 – Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 2008 normalizzata, obiettivi regionali 2010 e scenario IAFR in progetto (GWh)



Fonte: elaborazioni REF

In tutte le regioni centrali il valore della nuova produzione attesa in base allo scenario IAFR non consentirebbe di raggiungere gli obiettivi regionali 2010 di produzione. Per l'area Centro si avrebbe una nuova produzione di circa 1,4 TWh, pari a un incremento del 14% rispetto al 2008.

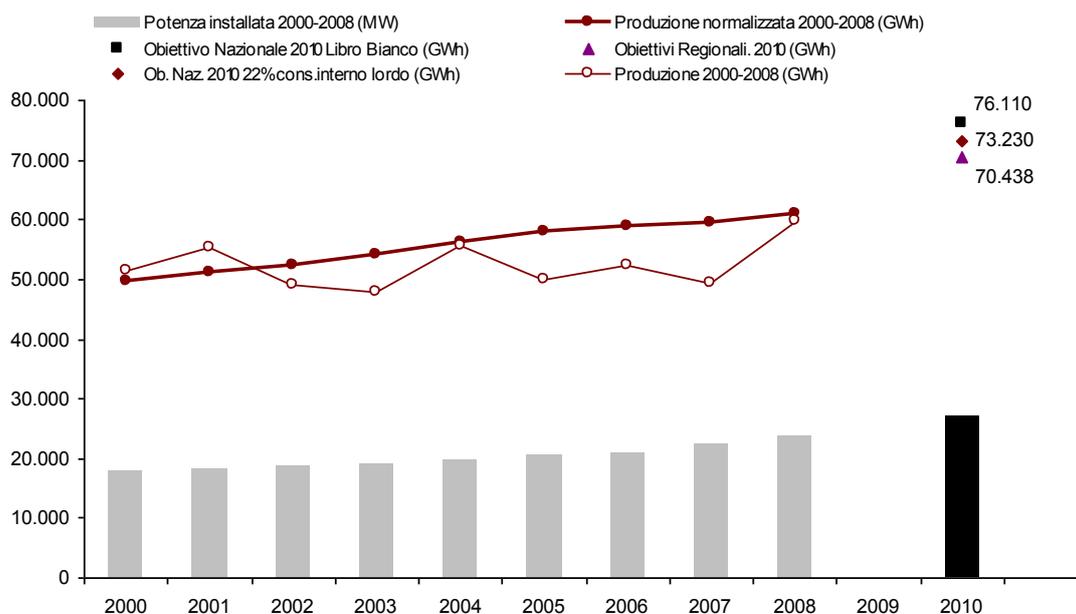
Nelle regioni meridionali i valori della nuova produzione attesa dalla realizzazione di nuova capacità produttiva ricavabile dallo scenario IAFR sono in prevalenza ampiamente sufficienti a consentire il raggiungimento dei potenziali di sviluppo indicati dagli atti di indirizzo regionale. Nel caso della Sardegna lo scenario IAFR indica aspettative di investimento significativamente inferiori all'obiettivo regionale 2010, mentre nel caso dell'Abruzzo il dato è di poco inferiore all'obiettivo considerato.

Obiettivi europei, nazionali e regionali: un bilancio per il ciclo 2000-2010

L'obiettivo italiano di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili al 2010, in termini di copertura del CIL, può essere individuato nel target del 22%, che nell'anno dell'approvazione della Direttiva (2001) il governo italiano indicò come "realistico" rispetto al valore di riferimento per l'obiettivo indicativo nazionale del 25% riportato nell'allegato della Direttiva. L'obiettivo del 22% venne considerato realistico dal governo italiano in base all'ipotesi che il consumo interno lordo di energia elettrica nel 2010 ammontasse a 340 TWh. Tale ipotesi equivale ad un obiettivo di sviluppo di termini di produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili pari a 76 TWh, che corrisponde alle previsioni del Libro Bianco del 1999. La produzione secondo il governo italiano avrebbe dovuto comprendere anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti destinati a recupero energetico.

In base all'analisi compiuta sui contenuti degli atti di indirizzo delle Regioni in materia di obiettivi di sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, è possibile effettuare una verifica di coerenza tra l'obiettivo nazionale al 2010 secondo la Direttiva 2001/77 CE, e lo scenario nazionale degli obiettivi regionali al 2010.

Figura 3.17 – Italia: energia elettrica da fonti rinnovabili, produzione e potenza installata 2000-2008, obiettivi nazionali e obiettivi regionali 2010



Fonte: elaborazioni REF su dati TERNA e atti di indirizzo regionali

Per l'obiettivo nazionale al 2010 ci si è riferiti al valore del 22% rispetto al CIL, considerando le previsioni della domanda elettrica di REF, previsioni comprensive degli attuali obiettivi delle politiche di efficienza energetica. Ciò porta l'obiettivo nazionale 2010 di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a poco più di 73,2 TWh annui, senza tenere conto della quota di energia elettrica importata proveniente da fonti rinnovabili. Si tratta di un valore più basso di quello dichiarato dal governo italiano al momento dell'approvazione della Direttiva, in virtù del drastico calo della domanda dovuto alla recente crisi economica.

I 340 TWh annui di CIL, allora ipotizzati per il 2010, sono stati raggiunti e superati nel 2004; il CIL ha raggiunto i 360 TWh nel 2007, ma è poi sceso dopo la crisi finanziaria dell'autunno 2008; il CIL per il 2009 viene stimato a circa 332 TWh. Per il 2010, sempre sulla base delle previsioni REF, si stima che il CIL ammonterà a circa 333 TWh.

Lo scenario nazionale degli obiettivi regionali 2010 per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è di circa 70,4 TWh annui; la cifra (corrispondente al 21,14% del CIL previsto per il 2010) è al di sotto del target di 76 TWh adottato dal governo nel 2001 quando fu approvata la Direttiva, e dei 73,2 TWh necessari per raggiungere il target indicativo del 22%, rispetto alla probabile evoluzione del consumo interno lordo ([figura 3.17](#)).

Criticità e indicazioni di intervento

Il mancato sviluppo di un'adeguata prassi di cooperazione interistituzionale nel settore energetico ha avuto e continua ad avere un alibi nell'aspettativa di modifiche radicali all'attuale architettura istituzionale, a partire dal Titolo V della Costituzione, con un processo di riaccentramento delle competenze che in molte sedi viene considerato automaticamente risolutivo delle attuali criticità.

La nuova architettura istituzionale può sicuramente essere oggetto di ritocchi e modifiche utili, ma la sua funzionalità passa innanzitutto dallo sviluppo di una prassi consolidata di cooperazione inter-istituzionale tra Regioni, e tra Stato e Regioni, che finora è mancata.

Sotto questo profilo va superato un approccio burocratico formale e vanno individuate modalità operative nell'attività comune tra Stato e Regioni, di monitoraggio nella gestione delle politiche e nell'attuazione degli obiettivi in linea con quanto previsto dalla nuova Direttiva europea.

La rilevanza quantitativa dei nuovi obiettivi 2020 richiede un salto di qualità nella messa a punto di strategie e strumenti dell'intervento pubblico nel settore. In termini di indirizzi generali appare necessario porre l'analisi di efficacia e efficienza delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili come riferimento per la definizione di nuove strategie e strumenti sia da parte dello Stato che delle Regioni.

In questa chiave, nello spettro dei livelli istituzionali, dallo Stato agli Enti locali si possono individuare tre ambiti di riferimento che saranno determinanti per l'adozione delle iniziative necessarie ad un salto di qualità nell'efficacia dell'intervento pubblico in questo settore: un ambito di scenario nazionale, uno di scenario regionale ed uno di scenario locale.

Scenario nazionale

L'attuale fase di riformulazione delle politiche italiane per la promozione delle fonti rinnovabili avviene in un assetto istituzionale che vede ampliarsi il ruolo dell'UE e quello delle regioni, rispetto a quello dello Stato.

Gli obiettivi nazionali 2020 previsti dalla nuova Direttiva europea sono obbligatori e andranno definiti entro la prima metà del 2010. La L. n. 244/2007 (recentemente modificata dalla L. n. 13/2009) ha introdotto norme che puntano a responsabilizza-

re le Regioni tramite la definizione di obiettivi regionali che dovranno essere coerenti con l'obiettivo globale del 17% e l'obiettivo per il settore elettrico che verrà fissato nel Piano di Azione nazionale.

In questo processo il ruolo dell'amministrazione centrale nelle politiche nazionali cambia, ma non è meno rilevante a partire dalle politiche degli strumenti di incentivazione nazionale. Venuto meno il ruolo diretto nelle funzioni amministrative per le procedure autorizzative e di gestione degli incentivi agli investimenti, resta cruciale il ruolo generale di controllo e indirizzo delle politiche regionali in materia di procedimenti autorizzativi e di gestione strumenti di incentivazione, e diventa essenziale quello di regia dei processi di *governance* istituzionale delle politiche energetiche nel nuovo assetto costituzionale. In questa chiave si possono individuare le principali iniziative che dovranno vedere protagonista l'amministrazione centrale per guidare il processo di riformulazione delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili nella prospettiva delle scadenze fissate dalla nuova Direttiva:

- promozione e individuazione di strumenti flessibili per lo sviluppo di una prassi di cooperazione interistituzionale, continua e non episodica, adeguata all'esercizio delle responsabilità nazionali e regionali in materia di politiche energetiche, nell'ottica dell'interesse generale del Paese;
- avvio tempestivo della procedura di ripartizione degli obiettivi nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili tra le regioni con tempi che possano consentire alle regioni di riformulare i propri strumenti con tempi adeguati per affrontare eventuali criticità emerse circa la definizione degli obiettivi nazionali settoriali o nella ripartizione degli obiettivi tra le regioni, prima della definizione del piano di azione nazionale da notificare entro il 30 giugno 2010;
- promozione di strumenti condivisi di monitoraggio in itinere e valutazione di efficacia e efficienza delle politiche di promozione delle fonti rinnovabili a livello delle responsabilità centrali, regionali e locali;
- verifica dell'adeguatezza e della coerenza delle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili a livello nazionale e regionale, e introduzione di eventuali interventi di modifica anche in funzione di quanto previsto dall'Allegato VI della Direttiva 2009/28/CE e del modello adottato con la Decisione della Commissione del 30/6/2009 da utilizzare per la stesura del piano di azione nazionale;
- adozione di linee guida e standard di riferimento comuni a livello nazionale per la formulazione e l'adeguamento dei programmi regionali di promozione delle fonti energetiche rinnovabili sulla base delle indicazioni già fornite dalla nuova Direttiva con il modello di piano di azione nazionale;
- definizione degli scenari di riferimento di evoluzione della domanda elettrica in modo coordinato con il processo di definizione obiettivi delle politiche di efficienza energetica, stabiliti, a livello nazionale, con il Piano di azione italiano per l'efficienza energetica in attuazione della Direttiva 2006/32/CE; che a livello regionale in base all'articolo 6 del DLgs n. 115/2008;
- adozione di linee guida per la gestione dei procedimenti autorizzativi sia sotto il profilo amministrativo che dell'efficacia nell'uso degli strumenti di informazione e partecipazione previsti dalla VIA;
- promozione di iniziative di verifica e scambio delle esperienze e formazione tra i soggetti responsabili del procedimento unico ai sensi dell'art 12 del DLgs n.387/2003;
- promozione di una piattaforma informativa comune tra Stato, Regioni ed Enti locali che possa assicurare in modo uniforme a livello nazionale livelli adeguati di informazione e assistenza da parte degli enti responsabili del procedimento autorizzativo;

- introduzione di meccanismi sanzionatori nei confronti delle eventuali inadempienze da parte delle Regioni, sia nella definizione dei nuovi programmi che nella loro attuazione. Il meccanismo sanzionatorio potrebbe essere la ripartizione al 50% tra Stato e Regioni delle eventuali sanzioni che saranno irrogate dalla Commissione Europea all'Italia, in caso di mancato rispetto dei nuovi obiettivi 2020 obbligatori. In questo scenario uno strumento di incentivazione nella fase di attuazione potrebbe essere costituito dall'esenzione delle eventuali sanzioni per le regioni che raggiungono il proprio obiettivo. La ripartizione della quota parte regionale della sanzione dovrebbe avvenire tra le Regioni inadempienti in proporzione al grado di mancato raggiungimento dell'obiettivo regionale 2020. Lo strumento sanzionatorio può essere efficace per responsabilizzare maggiormente le Regioni, a differenza dei meccanismi di poteri sostitutivi che in un caso del genere rischiano di generare l'effetto opposto.

Scenario regionale

La fase di approvazione dei nuovi programmi regionali nella prospettiva degli obiettivi europei e nazionali 2020 potrà essere utilizzata per valorizzare le esperienze maturate fino ad oggi e tenerne conto in modo adeguato, ai fini di un superamento delle problematiche e delle criticità emerse nelle politiche regionali di promozione delle fonti rinnovabili condotte fino ad oggi. In particolare il processo di definizione dei nuovi programmi regionali di promozione delle fonti rinnovabili potrà consentire di assicurare:

- un adeguato livello di integrazione delle politiche regionali di promozione delle fonti rinnovabili con le altre politiche regionali (ambientali, agricole, territoriali) che interagiscono sostanzialmente con lo sviluppo delle fonti rinnovabili, valorizzando l'accresciuta dotazione di quadri conoscitivi e atti di indirizzo regionale resi disponibili negli ultimi anni dalle attività delle amministrazioni regionali in molti settori di intervento rilevanti;
- un'attività di concertazione istituzionale che, in funzione anche delle specifiche scelte regionali di attribuzione alle province ed Enti locali delle funzioni inerenti le procedure autorizzative, crei le condizioni per una condivisione degli obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili nelle diverse realtà territoriali delle regioni, e adeguate condizioni per lo svolgimento dei procedimenti autorizzativi, di cooperazione degli Enti locali con gli operatori per la realizzazione degli investimenti necessari per la realizzazione e la gestione dei nuovi impianti;
- l'attivazione, nella fase di definizione dei nuovi programmi regionali di promozione delle fonti rinnovabili, di processi di *governance* che coinvolgano gli attori economico-sociali interessati in modo non episodico, creando le premesse per un coinvolgimento nelle attività di monitoraggio e nella gestione delle criticità durante la fase di attuazione dei programmi;
- una verifica di adeguatezza delle politiche di incentivazione regionale già varate tramite i Piani Operativi Regionali dei fondi strutturali (POR), i Programmi di sviluppo rurale (PSR) e altri strumenti di intervento regionale, rispetto agli obiettivi e ai contenuti dei nuovi programmi regionali di promozione delle fonti rinnovabili e agli orientamenti delle politiche nazionali di incentivazione;
- lo svolgimento, da parte delle regioni, della valutazione ambientale strategica per i nuovi programmi regionali con un approccio operativo e non burocratico, può essere uno strumento efficace per affrontare in modo adeguato i problemi legati all'individuazione del potenziale effettivamente sfruttabile in termini di integrazione con le altre politiche regionali pubbliche rilevanti, e fornire una base solida ai processi di concertazione istituzionale e *governance* economico-sociale;

- lo svolgimento della fase di ridefinizione della programmazione regionale entro tempi adeguati potrebbe consentire di verificare la validità degli obiettivi regionali individuati con il decreto di ripartizione e la effettiva possibilità di attuarli nelle diverse realtà territoriali rispetto alle potenzialità offerte dalle diverse fonti e tecnologie. Lo svolgimento del processo di riformulazione dei programmi regionali con questi tempi potrà consentire di affrontare, a livello nazionale, le eventuali criticità che dovessero emergere a livello delle singole regioni in tempi adeguati rispetto a quelli previsti per la definizione del piano di azione nazionale.

In questa chiave potrebbero essere previste fasi successive di verifica del raggiungimento dei nuovi obiettivi regionali (2020 e intermedi) e di eventuale revisione dei piani regionali, in parallelo a quelle previste dalla nuova Direttiva.

Box 4 – Ripartizione a livello regionale dell'obiettivo nazionale per il 2020

Il concetto di "Burden Sharing" regionale, di una ripartizione cioè tra le Regioni di un obiettivo nazionale, già contenuto nell'ultima finanziaria, è stato ripreso nella legge del governo n. 13 del 27 febbraio 2009 per la conversione in legge del decreto-legge 30 dicembre 2008 n. 208, "recante misure straordinarie in materia di risorse idriche e di protezione dell'ambiente".

La presente legge all'articolo 8-bis dispone in materia di ripartizione della quota minima di incremento dell'energia da fonti rinnovabili in prospettiva dell'obiettivo europeo al 2020.

In particolare l'articolo stabilisce che "il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, d'intesa con la Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le Regioni e le Province autonome di Trento e Bolzano, emana, entro novanta giorni (data posticipata) dalla data di entrata in vigore della presente disposizione, uno o più decreti per definire la ripartizione fra Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano della quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo del 17 per cento del consumo interno lordo (da intendersi come il consumo finale di energia) entro il 2020 ed i successivi aggiornamenti proposti dall'Unione Europea. I decreti di cui al primo periodo sono emanati tenendo conto:

- a) della definizione dei potenziali regionali tenendo conto dell'attuale livello di produzione delle energie rinnovabili;
- b) dell'introduzione di obiettivi intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 calcolati coerentemente con gli obiettivi intermedi nazionali concordati a livello comunitario;
- c) della determinazione delle modalità di esercizio del potere sostitutivo del governo ai sensi dell'articolo 120 della Costituzione nei casi di inadempienza delle Regioni per il raggiungimento degli obiettivi individuati".

Tale legge anticipa le indicazioni della direttiva 2009/28/CE del 5 giugno scorso pubblicata nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea (vedi Box precedente) che prevede infatti per l'Italia il raggiungimento di una quota obiettivo dei consumi di energia da fonti rinnovabili pari al 17% del totale nazionale.

Scenario locale

I problemi di efficacia delle procedure autorizzative, legati alle dinamiche di accettabilità sociale e conflitto ambientale, hanno la loro dimensione prioritaria di riferimento nello scenario locale, indipendentemente dal tipo di livello amministrativo competente per i procedimenti amministrativi. Lo scenario locale è la dimensione in cui devono essere affrontate le problematiche di accettabilità sociale che coinvolgono le comunità locali, adottando un approccio preventivo e superando, sia da parte delle imprese che della pubblica amministrazione, un approccio burocratico formale nella gestione degli strumenti di comunicazione, informazione e partecipazione del pubblico interessato già previsti dalla normativa, in particolare quando è richiesta la valutazione di impatto ambientale.

3.2 I Comuni

Una lettura della diffusione delle diverse fonti rinnovabili nei Comuni è importante non solo per capire risultati, limiti e problemi nei diversi territori. Occorre infatti considerare che lo scenario più importante per la loro diffusione è da ricercarsi oggi all'interno di un modello distribuito che cambia profondamente il modo di guardare al rapporto con il territorio, per capire quali sono le risorse naturali presenti e le specificità della domanda di energia di case, uffici e aziende. E ora che lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili è diventato un obiettivo vincolante in tutti i Paesi europei, diventa fondamentale capire come riuscire a realizzare una vera e propria rivoluzione energetica che abbia al centro le energie pulite.

Guardando all'Italia arrivare al 17% di utilizzo delle fonti rinnovabili rispetto ai consumi finali di energia al 2020, e insieme ridurre le emissioni di CO₂ in continuità con il Protocollo di Kyoto, vuol dire incamminarsi su una strada di vera innovazione e ripensare a fondo il modo di guardare all'energia in cui il territorio svolge un ruolo fondamentale per promuovere e realizzare politiche energetiche sostenibili che progressivamente portino a liberare città e regioni dalla dipendenza delle fonti fossili.

Una fotografia della presenza delle fonti energetiche pulite nel territorio italiano è possibile leggerla nel *Rapporto Comuni Rinnovabili* di Legambiente, giunto con l'edizione 2010 alla quinta edizione (disponibile sui siti www.legambiente.it e www.fonti-rinnovabili.it). I dati sono ottenuti attraverso un questionario inviato ai Comuni e incrociando le risposte con i dati del GSE e gli studi di Itabia, ENEA, FIPER, ANEV oltre che indagini e studi di settore. I risultati evidenziano una crescita della diffusione nel territorio italiano degli impianti per tutte le fonti rinnovabili e i parametri presi in considerazione. Sono 6.993 i Comuni in Italia dove è installata almeno una fonte rinnovabile – erano 3.190 solo due anni fa –; in pratica le fonti pulite, che fino a 10 anni fa interessavano con l'idroelettrico e la geotermia una porzione limitata del territorio italiano, oggi sono presenti nell'86% dei Comuni.

Tabella 3.5 – La diffusione delle fonti rinnovabili nei Comuni italiani

	Solare Termico	Solare fotovoltaico	Eolico	Mini idroelettrico	Biomassa	Geotermia	TOT
2006	108	74	118	40	32	5	356
2007	268	287	136	76	73	9	1.262
2008	390	2.103	157	114	306	28	3.190
2009	2.996	5.025	248	698	604	73	5.591
2010	4.064	6.311	297	799	788	181	6.993

N.B.: numero di Comuni in cui è installato almeno un impianto per fonte

Fonte: Rapporto Comuni Rinnovabili 2010

Uno dei risultati più interessanti è che cresce la diffusione per tutte le fonti e i parametri presi in considerazione.

Un aspetto interessante da sottolineare è che la scommessa di questi territori, la loro spinta dal basso, si sta rivelando vincente da tutti i punti di vista. In primo luogo da un punto di vista della risposta al fabbisogno energetico: attraverso eolico, geotermico, idroelettrico, biomasse già oggi sono centinaia i Comuni che producono più energia elettrica di quanta ne consumino. Ma questa prospettiva è particolarmente interessante se la si guarda dal punto di vista dei cittadini, perché coloro che hanno installato impianti solari termici e fotovoltaici, che sono collegati a reti di teleriscaldamento, vedono bollette meno salate in Comuni in cui l'aria che si respira è più pulita.

Questa prospettiva positiva si legge con chiarezza attraverso uno dei parametri più "originali" del Rapporto che riguarda i *Comuni 100% rinnovabili*, che mette in evidenza quelle realtà in cui le rinnovabili sono già un'alternativa concreta e completa alla domanda di energia. L'obiettivo è di evidenziare come sia possibile soddisfare una quota rilevante, se non completa, del fabbisogno elettrico e termico dei cittadini residenti (riscaldamento, acqua calda per usi sanitari, energia elettrica) in un Comune attraverso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili. Per quanto sia stato utilizzato un parametro teorico – gli impianti immettono l'energia elettrica nella rete e da lì le utenze la prendono – è significativo della possibilità "reale" di arrivare a soddisfare i fabbisogni delle famiglie attraverso le fonti rinnovabili installate nei diversi territori e laddove è la domanda di energia. Sono 15 i *Comuni 100% rinnovabili*, dove sono impianti a biomasse allacciati a reti di teleriscaldamento a soddisfare ampiamente i fabbisogni termici e un mix di impianti rinnovabili permette di superare i fabbisogni elettrici dei cittadini residenti. In testa alla classifica troviamo i Comuni di Sluderno, Dobbiaco, Prato allo Stelvio, Vipiteno, Brunico "premiati" per proprio per l'efficace mix di impianti da fonti diverse.

Sluderno, in Provincia di Bolzano, un Comune con poco più di 1.800 abitanti fonda la sua ricetta di successo su diversi impianti diffusi nel territorio. Dai 960 metri quadri di pannelli solari termici e 512 kW di pannelli fotovoltaici diffusi sui tetti di case e aziende, ai 4 micro impianti idroelettrici che hanno una potenza complessiva di 232 kW. Particolarmente interessante è la collaborazione realizzata con i territori vicini. L'impianto eolico da 1,2 MW installato nel Comune di Malles è un investimento promosso in "condivisione" tra i Comuni di Sluderno, Malles, Glorenza e Curon Venosta e gestito da un Consorzio dei Comuni più alcune aziende elettriche locali. A scaldare le case sono invece gli impianti da biomasse locali e da biogas, provenienti per lo più da liquame bovino, che hanno una potenza complessiva di 6.200 kW termici.

A *Dobbiaco* è grazie a 255 kW di impianti fotovoltaici (75 kW installati in più rispetto allo scorso anno) e a 1.279 kW di mini-idroelettrico che si supera ampiamente il fabbisogno elettrico delle famiglie. Sono inoltre installati pannelli solari termici (1.270 m²) e grazie alla rete di teleriscaldamento allacciata a due impianti – uno da biomassa da 25 MW e uno da biogas da 132 kW – si arriva a coprire ben oltre il fabbisogno termico dei cittadini residenti. La biomassa utilizzata è il cippato di origine locale, proveniente da residui delle potature boschive, cortecce, scarti di legno dalle segherie e dalle industrie.

Nel Comune di *Prato allo Stelvio* invece il mix energetico è composto da ben 6 tecnologie rinnovabili diverse. Sono installate due centrali di teleriscaldamento da biomassa per una potenza totale di 1,4 MW, 4 impianti idroelettrici per complessivi 2.050 kW, impianti fotovoltaici per una potenza complessiva di 1,1 MW, un impianto eolico da 1,2 MW. I soli impianti di teleriscaldamento permettono ai cittadini allacciati alla rete di poter risparmiare in bolletta il 30% sui consumi di energia termica.

Riguardo alla diffusione delle diverse fonti, sono 4.064 i Comuni del *solare termico*. Nella classifica di diffusione sono stati messi in relazione i metri quadrati di pannelli solari termici con il numero degli abitanti, ossia il parametro scelto dall'Unione Europea come obiettivo per la diffusione del solare termico: 264 m² ogni 1000 abitanti al 2010. È interessante notare come siano 51 i Comuni che hanno già raggiunto e spesso largamente superato questo obiettivo. La maggiore diffusione è nel Comune di *Fiè allo Sciliar* (BZ) con una media di 1.152 m²/1.000 abitanti.

Nel rilevamento effettuato per il *solare fotovoltaico* sono 6.311 i Comuni in cui sono installati impianti, con un autentico "boom" grazie al sistema di incentivo in Conto Energia, 1.286 in più rispetto allo scorso anno.

Nella classifica elaborata per valutare la diffusione sono stati messi in evidenza i kW installati ogni 1000 abitanti nei Comuni proprio per evidenziare il contributo che attraverso gli impianti viene dato rispetto al fabbisogno elettrico delle comunità. La maggiore diffusione è nel Comune di *Craco* (MT) in testa alla classifica con una media di 542 kW ogni 1.000 abitanti, e una produzione che supera ampiamente i fabbisogni elettrici delle famiglie residenti.

Per quanto riguarda i pannelli solari installati sugli edifici pubblici di proprietà dei Comuni, è Catania ad avere la maggiore diffusione per quanto riguarda il solare termico con 1410 m² installati. Per il solare fotovoltaico è Bologna, con 1.966 kW di pannelli fotovoltaici. La presenza del solare termico e fotovoltaico nelle strutture edilizie comunali (scuole, ospedali, uffici, biblioteche ecc.) rappresenta un indicatore importante perché esprime l'attenzione che gli Enti locali pongono al tema del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili.

I Comuni dell'*eolico* sono 297 in Italia per una potenza installata pari a 5.148 MW, con 1.287 MW in più rispetto allo scorso anno. Tra questi Comuni in 192 si produce più energia di quanta viene consumata nei territori. Il Comune che risulta avere la maggiore potenza installata è Troia (Foggia), con 171 MW.

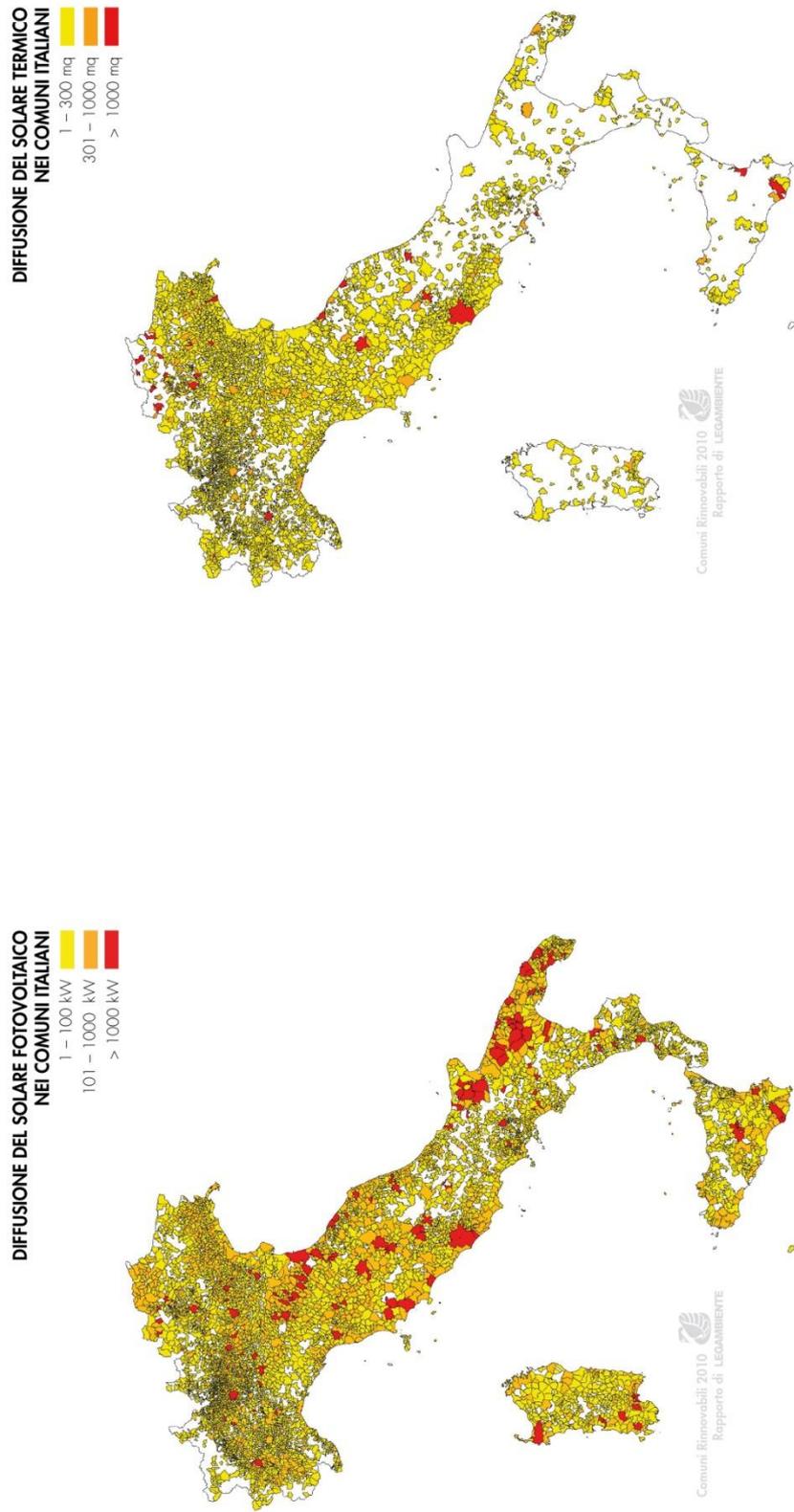
I Comuni della *geotermia* sono 181 per una potenza installata pari a 880 MW elettrici e 38 termici. Le principali regioni italiane in cui è sfruttabile l'energia geotermica ad alta entalpia sono la Toscana, il Lazio e la Sardegna, mentre potenzialità interessanti ci sono in Sicilia, in alcune zone del Veneto, dell'Emilia Romagna e della Lombardia. La produzione elettrica per gli impianti geotermici è storicamente localizzata principalmente tra le Province di Siena, Grosseto e Pisa. Un segnale positivo viene dalla forte diffusione di impianti a bassa entalpia, ossia quelli che sfruttano lo scambio termico con il terreno e che vengono abbinati a tecnologie sempre più efficienti per il riscaldamento e il raffrescamento.

I Comuni del *mini idroelettrico* sono 799, per una potenza installata pari a 715 MW. Il Rapporto prende in considerazione, per quanto riguarda l'idroelettrico, gli impianti fino a 3 MW. Il motivo per cui prendiamo in considerazione solo impianti di piccola taglia è perché se dal grande idroelettrico proviene storicamente il contributo più importante da parte delle fonti energetiche rinnovabili alla bilancia elettrica italiana sono evidenti i limiti di sviluppo in termini di nuovi impianti.

I Comuni della *biomassa* sono 788 in Italia, che si dividono tra 519 con impianti a biomasse e 359 con centrali a biogas, per una potenza totale installata di 1.023 MW elettrici e 985 termici.

Il Rapporto ha anche fotografato la diffusione di impianti di *teleriscaldamento* con 355 Comuni in cui sono installati impianti. Sono 286 i Comuni in cui gli impianti di teleriscaldamento utilizzano biomasse "vere" e locali, mentre i restanti 69 utilizzano fonti diverse come rifiuti, gas, metano e gasolio.

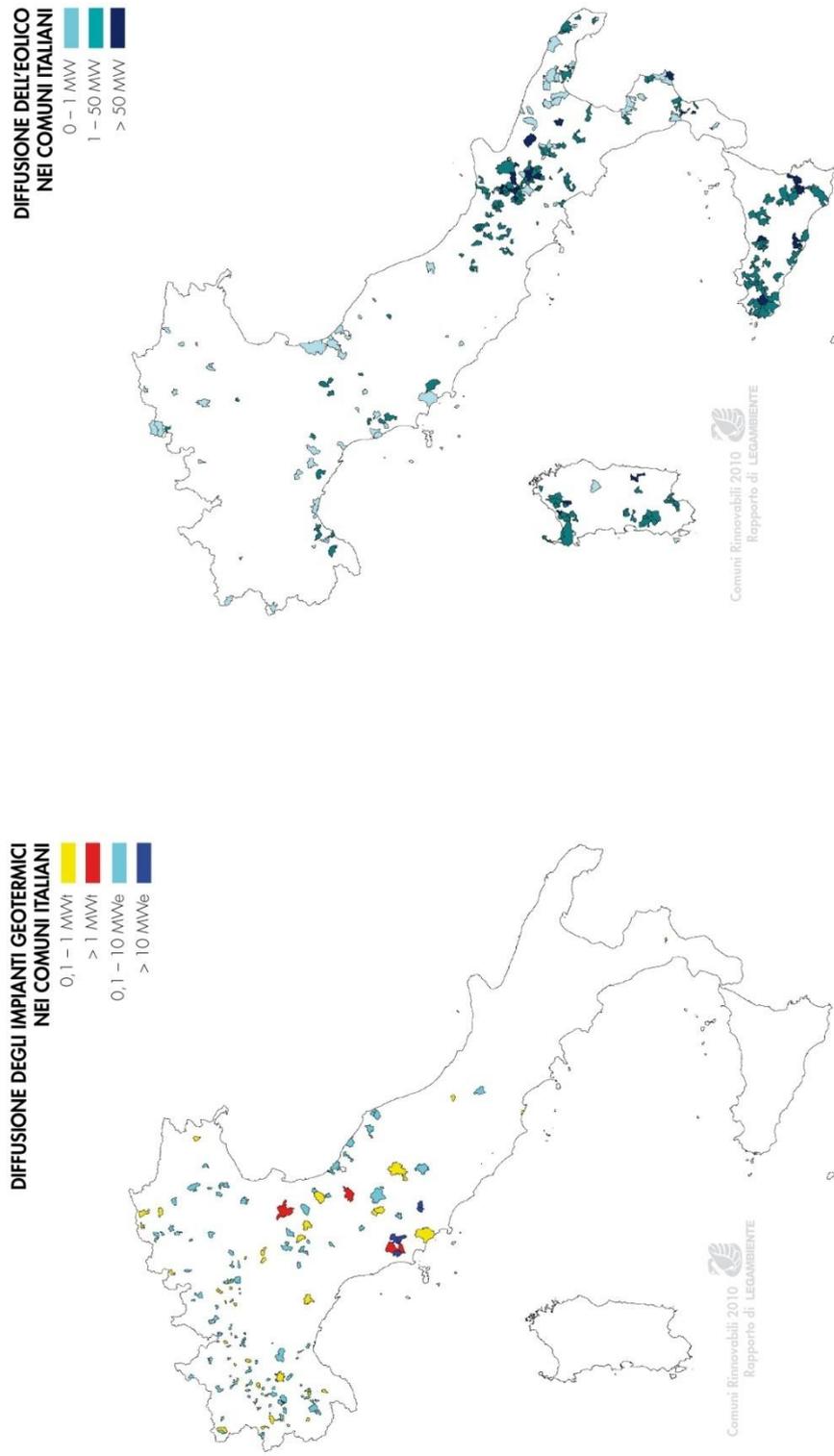
Figura 3.18 – La diffusione nei Comuni italiani del solare fotovoltaico e del solare termico



Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

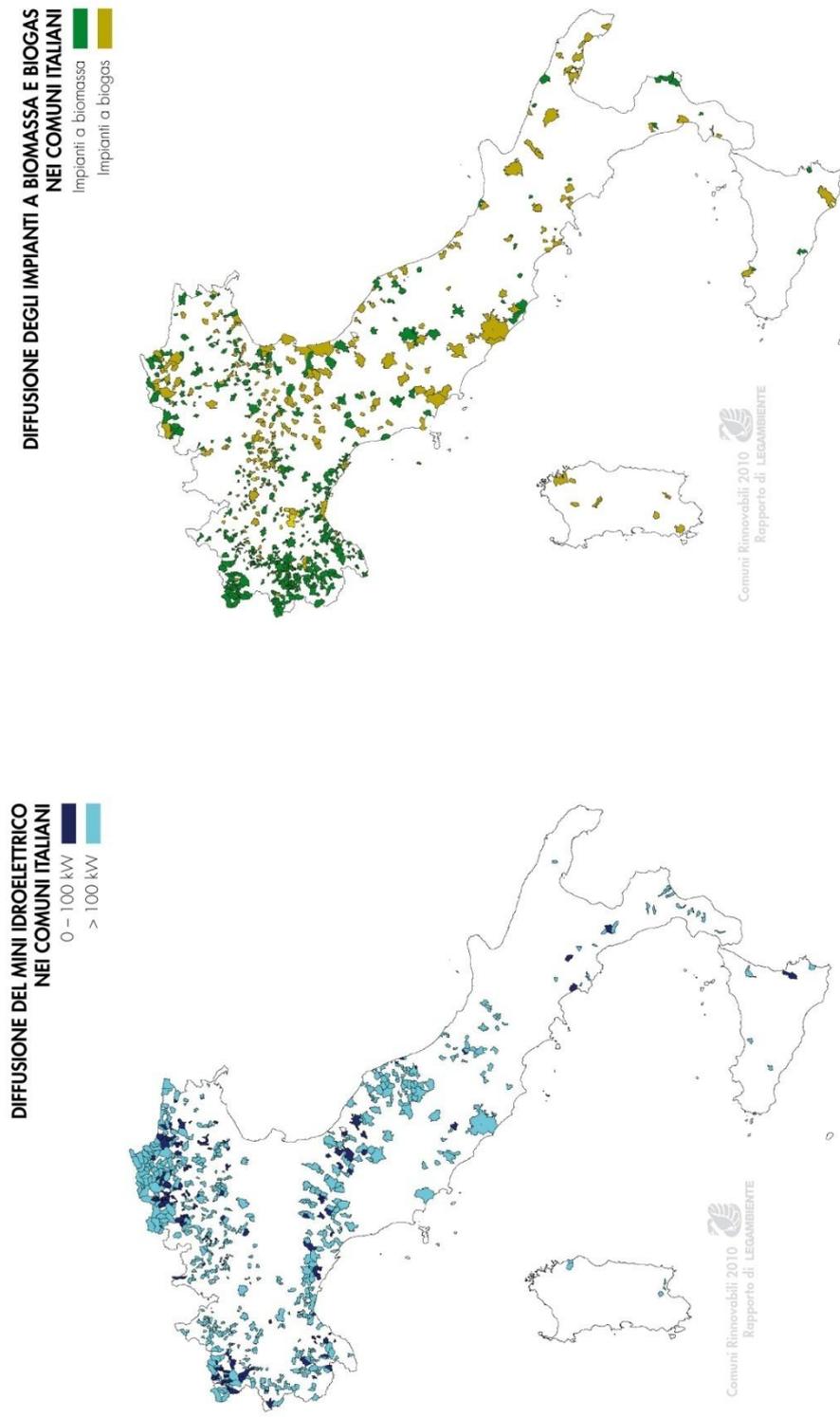
Figura 3.19 – La diffusione nei Comuni italiani della geotermia e dell'eolico



Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

Figura 3.20 – La diffusione nei Comuni italiani dell'idroelettrico e della biomassa



Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

Fonte: Rapporto "Comuni Rinnovabili 2010" di Legambiente.

4 INCENTIVAZIONE E MERCATO DELLE RINNOVABILI IN ITALIA

4.1 Il costo degli incentivi alle rinnovabili

Italia e rinnovabili 2020

Con l'estensione degli obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili su tutti i settori da parte dell'Unione Europea è facile prevedere un prossimo rafforzamento della normativa e delle misure di incentivazione non solo nella generazione elettrica, il cui contributo odierno nazionale è superiore al 70% dell'apporto di FER, ma nel settore trasporti e calore e raffreddamento. La figura 1.17 riportata a pagina 38 illustra il progressivo contributo da parte dei settori non elettrici necessari per il raggiungimento degli obblighi. La legislazione italiana già prevede degli strumenti d'incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti e nel settore del calore-raffreddamento. Nel primo caso si tratta di sistemi basati su quota d'obbligo. In questo caso il rispetto degli obiettivi è garantito dalla struttura stessa del meccanismo d'incentivazione almeno sino al 2012. Diversamente nel caso del calore-raffreddamento le incentivazioni sono di tipo fiscale, sino al 2010, e risulta più difficile garantire obiettivi quantitativi. Tali incentivazioni hanno peraltro subito dei tentativi di modifica da parte del legislatore inducendo confusione in un settore delicato e già di per sé di difficile gestione. Lo schema incentivante per l'efficienza energetica nelle abitazioni inoltre subisce la forte concorrenza di sgravi fiscali generici alle ristrutturazioni degli edifici già rodati da diversi anni e di concessione molto più veloce e meno complessa.

Settore trasporti

Con la Finanziaria 2007 vengono apportate importanti modifiche al decreto legislativo 30 maggio 2005, n. 128, recante le disposizioni di attuazione della Direttiva 2003/30/CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti. Con il comma 367 della Finanziaria sono stati fissati obiettivi nazionali di immissione in consumo di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili, espressi come percentuale del totale dei consumi nel settore del trasporto. Gli obiettivi sono:

- entro il 31 dicembre 2005: 1,0 per cento;
- entro il 31 dicembre 2008: 2,5 per cento;
- entro il 31 dicembre 2010: 5,75 per cento.

Per il raggiungimento degli obiettivi la Finanziaria stessa predispone l'ossatura di un sistema ad obbligo per i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio. È una sorta di meccanismo di "certificati verdi" applicato sui combustibili per autotrazione. Il comma 368 infatti prevede che a decorrere dal 1° gennaio 2007 i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione, hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti (biodiesel, il bioetanolo e suoi derivati, l'ETBE e il bioidrogeno). I medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti.

Per gli anni 2007 e 2008 la Finanziaria 2007 fissa degli obiettivi minimi rispettivamente dell'1 e del 2%, il comma 139 art. 2 della Finanziaria 2008 fissa per il 2009 tale obbligo al 3%.

Contestualmente all'introduzione di un meccanismo di certificati verdi nel settore dell'autotrasporto, la Finanziaria, comma 371, prevede una riduzione dell'accisa per un contingente di 250.000 t di biodiesel al 20% del livello posto sul gasolio sino al 2010 mentre il comma 372 introduce accise agevolate per i combustibili di origine vegetale.

La Commissione Europea, nel marzo 2008 ha dato via libera al disegno di incentivazione italiano ai sensi della normativa degli aiuti di Stato, non intravedendo violazioni alle regole del mercato comunitario per effetto di una presunta doppia incentivazione dei biocombustibili facilitati sia attraverso un'esenzione fiscale sia attraverso l'introduzione di un meccanismo a quota d'obbligo. In sostanza la temporaneità dell'incentivazione fiscale e le motivazioni del provvedimento ne giustificano l'applicazione.

Il recente decreto del Ministero delle Politiche Agricole fissa "criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti". Per completare il quadro di funzionamento del meccanismo il Consiglio di Stato ha approvato, il 31 marzo 2008, i decreti del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Economia, recanti, rispettivamente, le sanzioni per il mancato rispetto dei target e i criteri di assegnazione del contingente agevolato di biodiesel. Con questi provvedimenti l'Italia si è dotata delle regole necessarie ad attuare gli obiettivi in materia di biocarburanti introdotti dalla Finanziaria 2007.

Il sistema scelto dal legislatore italiano per promuovere la penetrazione dei biocombustibili, attraverso l'introduzione di un meccanismo di mercato, sembra facilmente in grado di essere aggiornato nell'eventualità dell'introduzione di un obiettivo vincolante di contributo delle FER per il 10% sul totale dei consumi del settore dei trasporti. L'impostazione del meccanismo risulta pertanto adeguata nell'eventuale recepimento della nuova Direttiva europea. Manca tuttavia nell'ordinamento e nella prassi nazionale un'indicazione specifica e chiara nella valutazione di sostenibilità dei combustibili sia nelle certificazioni di origini sia nel calcolo dell'efficienza della filiera.

Calore e raffreddamento

Per quanto riguarda il settore calore e raffreddamento il quadro di riferimento delle incentivazioni è nuovamente fornito dalle leggi finanziarie 2007 e 2008.

Per la prima volta con la Finanziaria 2007 è stato istituito un meccanismo nazionale di incentivazione tramite detrazione fiscale dei costi sostenuti per l'installazione di pannelli solari. Il comma 346 prevedeva che "per le spese documentate, sostenute entro il 31 dicembre 2007, relative all'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università, spetta una detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di 60.000 euro, da ripartire in tre quote annuali di pari importo".

La Finanziaria 2008 ha confermato il sistema d'incentivazione per gli interventi realizzati entro il 31 dicembre 2010 estendendo il periodo di detrazione dell'imposta sino a 10 anni.

Sempre con la Finanziaria 2008 l'incentivazione fiscale del 55% è estesa alle spese relative alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia.

Altre incentivazioni possono essere ravvisate nella possibilità di ridurre l'imposta comunale sugli immobili per 3 anni agli stabili che abbiano installato impianti solari

termici (comma 6, art. 1 Finanziaria 2008), nonché nei crediti d'imposta rilasciati sul calore di impianti di teleriscaldamento a biomassa e geotermico e l'introduzione di standard minimi di dotazione di impianti solari termici nelle nuove abitazioni.

Tuttavia è possibile prevedere che il recepimento della nuova eventuale Direttiva europea sulle fonti rinnovabili ed in particolare l'occasione di redigere un piano nazionale di sviluppo delle FER nei diversi settori vedrà una riorganizzazione delle incentivazioni nel settore calore e raffreddamento che risulta tra i tre settori quello caratterizzato da interventi spot, non coordinati e non riconducibili ad un meccanismo in grado di fornire obiettivi quantitativi. In particolare l'adozione di strumenti d'incentivazione tramite sgravio fiscale, per quanto generose ed appetibili, non determinano necessariamente la scelta tecnologica rinnovabile senza avere contestualmente riordinato la fiscalità energetica nel suo complesso.

La Finanziaria 2008 e la revisione del meccanismo dei certificati verdi

La legge finanziaria per il 2008 contiene nei commi 144 al 154 dell'articolo 2, elementi di aggiornamento e di riforma del sistema d'incentivazione delle energie rinnovabili. In particolare viene messo mano al sistema dei certificati verdi facendo chiarezza e riordinando alcuni aspetti strutturali del sistema che erano stati oggetto in passato di diversi emendamenti. Per quanto riguarda gli aspetti di riforma gli elementi nuovi rivedono:

- il meccanismo per la definizione del prezzo di riferimento dei certificati verdi;
- nuova durata di emissione dei certificati verdi;
- la differenziazione del riconoscimento di certificati per fonte rinnovabile;
- la differenziazione per taglia d'impianto per il riconoscimento dell'incentivo.

Dal primo gennaio 2008 i certificati verdi, emessi dal GSE, hanno una taglia di 1 MWh ciascuno. Per gli impianti rinnovabili entrati in esercizio dal 1 gennaio 2008 i certificati verdi sono emessi in numero equivalente al prodotto tra l'energia netta generata dall'impianto ed il coefficiente di differenziazione per tecnologia.

La tabella 4.1 riporta i coefficienti per tecnologia validi per il calcolo, ad esempio per ogni MWh generato da un impianto a biogas verranno rilasciati 0,8 certificati verdi anziché 1 certificato al contrario per un MWh generato da un impianto a biomassa viene rilasciato 1,3 certificato. L'introduzione del coefficiente permette pertanto di differenziare il livello di incentivazione tra le diverse fonti.

Per gli impianti precedenti al 1 gennaio 2008 rimangono in vigore taglia e durata del precedente sistema.

Tabella 4.1 – Coefficienti di moltiplicazione per il riconoscimento dei certificati verdi

Fonte	Coefficiente
Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1
Eolica off-shore	1,50
Geotermica	0,90
Moto ondoso e maremotrice	1,80
Idraulica diversa da quella del punto precedente	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,30
Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Fonte: GSE

Prezzo dei certificati

Cambiano inoltre le regole per la definizione del prezzo a cui il GSE colloca sul mercato i certificati verdi a lui intestati e rispetto alla legislazione precedente, la Finanziaria 2008 prevede che i certificati verdi ritirati dal GSE una volta risultati invenduti, scaduto il periodo triennale di validità, vengano rimborsati non più allo stesso prezzo dei certificati verdi intestati al GSE ma secondo un parametro di mercato.

I "certificati GSE"

Come noto il GSE colloca sul mercato i certificati verdi riferiti alla generazione rinnovabile degli impianti CIP6 ed eventualmente, in caso di mancanza di offerta, emette certificati verdi allo scoperto. Il prezzo di collocazione sino ad oggi era dato dalla differenza tra i costi sostenuti per l'incentivazione delle fonti rinnovabili in regime CIP6 ed i ricavi della vendita di energia. Questo sistema di indicizzazione del prezzo dei certificati verdi del GSE, che di fatto determinava il prezzo del mercato dei certificati verdi era destinato ad una continua crescita dal momento che gli impianti a maggiore costo di incentivazione nelle convenzioni CIP6, impianti a biomassa e rifiuti, andavano progressivamente aumentando il proprio peso nella definizione complessiva dei costi del CIP6; non solo, le tariffe CIP6, nella componente incentivante e nella componente di costo evitato d'impianto e manutenzione, vengono annualmente aggiornate per il livello d'inflazione ed in ultimo, ma non meno importante, l'energia CIP6 viene venduta, spesso sottocosto rispetto ai valori di mercato, per contenere gli aumenti dei prezzi dell'energia elettrica e privilegiare determinate categorie di consumo.

Tabella 4.2 – Valore storico dei certificati verdi intestati al GSE senza IVA*

Anno	Costo medio energia CIP6 (€/MWh)	Ricavo medio cessione energia CIP6 (€/MWh)	Prezzo offerta certificati verdi del GSE (€/MWh)
2002	134,39	50,21	84,18
2003	137,76	55,36	82,40
2004	148,41	51,03	97,39
2005	159,09	50,17	108,92
2006	180,29	55,01	125,28
2007	184,85	59,72	125,13

* prima della revisione della modalità di calcolo introdotta dalla Legge Finanziaria 2008

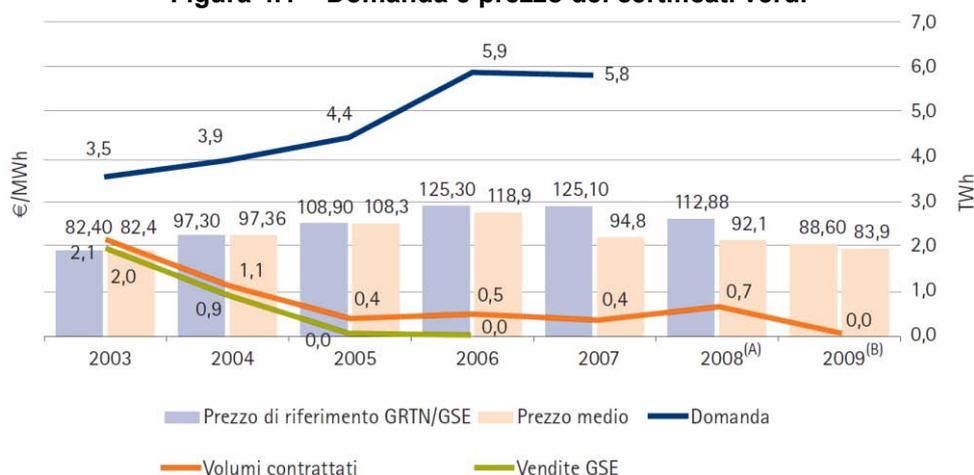
Fonte: Gestore Mercato Elettrico, *Bollettino annuale impianti rinnovabili 2008*, pag. 56

Il legislatore ha ritenuto che il metodo di definizione del prezzo dei certificati verdi intestati al GSE non riflettesse i reali costi di realizzazione degli impianti rinnovabili in quanto determinato da variabili indipendenti dai fondamentali del mercato dell'energia "verde" ed ha deciso di modificare la metodologia di fissazione del prezzo rispetto ad un approccio che tendeva ad incrementare continuamente il livello dell'incentivo indipendentemente dai ricavi del produttore rinnovabile derivante dalla cessione dell'energia elettrica.

La nuova metodologia di fissazione del prezzo di riferimento prevede che il certificato verde del GSE sia collocato come la differenza tra il valore fisso ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia e comunicato entro il 31 gennaio di ciascun anno. Per il 2009, tale valore di riferimento è ammontato a 88,66 €/MWh⁶³ (figura 4.1). Il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica nel 2008 corrisponde a 91,34 €/MWh ed ogni tre anni, il Ministero dello Sviluppo economico ha la facoltà di rivedere il valore fisso oggi pari a 180 €/MWh.

⁶³ *Fonti Rinnovabili: guida alla vendita dell'energia e agli incentivi*. GME – APER, 2009.

Figura 4.1 – Domanda e prezzo dei certificati verdi



Note: (A) Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento. (B) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno. Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

Fonte: elaborazione AEEG su dati GSE e GME

La possibilità di offerta da parte del GSE di certificati CIP6 o certificati allo scoperto interviene unicamente nei momenti di scarsità di offerta di certificati ovvero negli anni in cui il sistema energetico non è riuscito ad immettere in rete sufficiente energia rinnovabile per soddisfare l'obbligo.

Negli ultimi anni da una situazione di carenza di offerta si è transitati ad un eccesso di offerta, la produzione di energia rinnovabile, e dunque la disponibilità di certificati, è superiore alla domanda.

Il provvedimento della Finanziaria, probabilmente basato su decisioni non supportate da capacità quantitative da parte del legislatore, è risultato fortemente penalizzante per gli operatori delle rinnovabili. La crescita del settore, ben maggiore della quota d'obbligo di acquisto di certificati verdi individuata dall'ordinamento nazionale, combinata con la nuova metodologia di ritiro obbligato di certificati verdi da parte del GSE, ha visto un crollo dei prezzi dei certificati verdi fino a novembre 2008.

Per ovviare a tale situazione un nuovo decreto ministeriale del 18 dicembre 2008 riconosce il ritiro annuale da parte del GSE (non dunque a scadenza triennale) per i certificati verdi riferiti alla produzione 2008-2011, nel tentativo di compensare l'eccesso di offerta. Tale ritiro è garantito al prezzo medio degli ultimi tre anni di contrattazione dei certificati verdi. L'approvazione del decreto ha rivalutato il valore di cessione dei certificati verdi del 35% in poche sessioni.

Il sistema dei certificati verdi rimane tuttavia uno strumento inadeguato rispetto ai nuovi obiettivi richiesti dall'Unione Europea. L'elevato costo del meccanismo, combinato alla continua revisione normativa su elementi strutturali del mercato, sono indici dell'insostenibilità del principale sistema nazionale d'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Differenziazione per taglia d'impianto

Infine per gli impianti di piccola taglia, comunque inferiori ad 1 MW, la Finanziaria 2008 ha introdotto la possibilità di cedere, per i primi 15 anni di attività, l'energia elettrica ad una tariffa incentivante (tariffa omnicomprensiva), riportata dalla successiva tabella 4.3, in alternativa al riconoscimento dei certificati verdi.

Tabella 4.3 – Tariffa omnicomprensiva per fonti rinnovabili

Fonte	c€/kWh
Eolica per impianti di taglia inferiore a 200 kW	30
Geotermica	20
Moto ondoso e maremotrice	34
Idraulica diversa da quella del punto precedente	22
Biogas e biomasse, esclusi i biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	28
Gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biocombustibili liquidi ad eccezione degli oli vegetali puri tracciabili attraverso il sistema integrato di gestione e di controllo previsto dal regolamento (CE) n. 73/2009 del Consiglio, del 19 gennaio 2009	18

Fonte: GSE

Al termine del periodo incentivante l'energia elettrica verrà remunerata secondo le regole di mercato, che al momento, per gli impianti di piccola taglia da fonte rinnovabile, sono definite dall'art. 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e dalle relative delibere dell'Autorità per l'energia.

Negli aspetti di aggiornamento del sistema è da ricordare che il comma 146 prevede un aggiornamento dell'obbligo dei certificati verdi di 0,75% per gli anni 2007-2012. Sempre lo stesso comma prevede che i successivi aggiornamenti siano introdotti con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente sentita la Conferenza Unificata Stato-Regioni, senza tuttavia introdurre una data limite di approvazione del decreto.

Costi ed obiettivi del meccanismo d'incentivazione con certificati verdi

Nei paragrafi seguenti viene fornito il costo e l'obiettivo quantitativo di sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore elettrico con il presente sistema d'incentivazione dei certificati verdi.

Con la riforma del meccanismo d'incentivazione introdotto dalla Finanziaria 2008 il sistema dei certificati verdi ha confermato la divisione del costo degli obiettivi tra soggetti ad obbligo e consumatori. Ai primi spetta lo sviluppo delle fonti rinnovabili all'interno di una quota d'obbligo definita per via amministrativa. È l'originario 2% di energia rinnovabile da mettere in rete l'anno successivo fissato dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, incrementato dello 0,35% per gli anni 2004, 2005 e 2006 e dello 0,75% per gli anni 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 e 2012.

Ovviamente i costi di sviluppo delle FER, coperti in prima istanza dai soggetti produttori ed importatori di energia convenzionale, sono riflessi nei costi di generazione elettrica e dunque scaricati in ultima istanza nei costi finali di approvvigionamento. Ai secondi, i consumatori, spetta invece la copertura dei costi di ritiro dei certificati verdi eventualmente risultati invenduti trascorsi i tre anni di validità. Tali costi di ritiro vengono infatti recuperati attraverso l'apposita componente tariffaria denominata A3.

Con il nuovo meccanismo di definizione del prezzo di ritiro dei certificati invenduti, in base al quale i certificati invenduti non sono più remunerati da un valore indipendente dai fondamentali del mercato (come avveniva in precedenza riconoscendo il costo medio delle incentivazioni CIP6), il valore dei certificati verdi nel caso di un perdurare di eccesso di offerta subisce un forte ridimensionamento, come avvenuto

nelle fasi iniziali del mercato 2008. Tale ridimensionamento è stato limitato dai provvedimenti "salvaprezzo" contenuti nel DM 18 dicembre 2008.

Tale modifica, al netto del periodo transitorio 2009-2011, lascia supporre che l'offerta di lungo periodo di energia rinnovabile converga sulla quota d'obbligo dei certificati lasciando alla copertura tariffaria in A3, un ruolo marginale di garanzia alla remunerazione degli investimenti e non più (come in passato) un ruolo di promozione delle fonti all'interno di una remunerazione garantita e per lo più stimabile nella media del costo del CIP6.

Il primo passaggio per la stima dei costi complessivi del sistema è dunque la quantificazione della quota d'obbligo al 2020.

Le variabili che determinano la domanda finale di certificati verdi sono:

1. La quota d'obbligo:

Ad oggi la legislazione ci fornisce indicazioni certe solo fino al 2012 lasciando ad un successivo decreto il compito di definire le quote d'obbligo nei periodi successivi.

Nel fornire una stima successiva al 2012 si è supposto un incremento della quota d'obbligo pari all'ultimo periodo regolato ovvero +0,75% anno.

2. La domanda di energia elettrica nazionale:

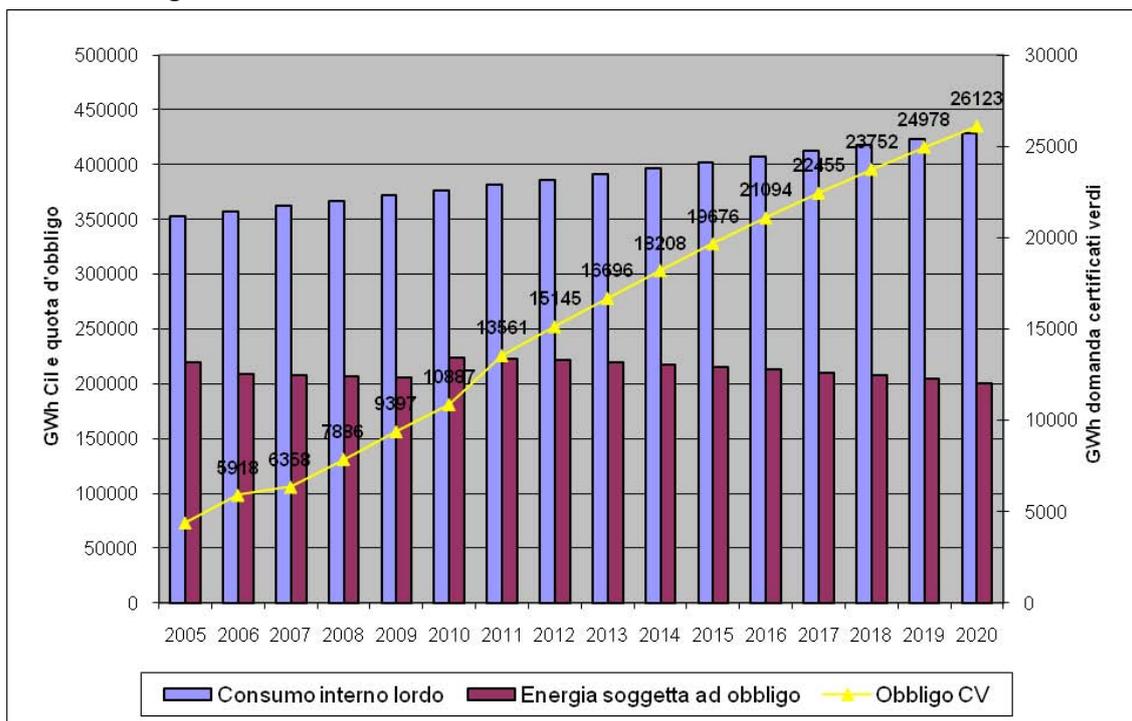
In coerenza con gli scenari sviluppati altrove nel rapporto, la domanda di energia elettrica è stata prevista incrementare dell'1,3% anno. Con un consumo interno lordo (CIL) passare da 352 TWh del 2007 ai 428 TWh del 2020.

3. Le esenzioni all'obbligo dei certificati verdi:

- Il contributo delle fonti rinnovabili è stato stimato negli anni in linea con uno sviluppo sufficiente a coprire la quota d'obbligo dei certificati verdi
- Il contributo della cogenerazione è stato stimato a 100 TWh al 2020, con una crescita lineare all'obiettivo a partire dal 2008, la scelta è in coerenza con gli scenari "EEAP/RES" e "target -20%" altrove illustrati nel testo
- I consumi di centrale sono stati stimati nel 6% della produzione lorda delle centrali termoelettriche
- La franchigia sui primi 100 GWh prodotti dai soggetti ad obbligo è stata stimata determinare un'esenzione di circa 7 TWh anno, un'ulteriore franchigia di circa 4 TWh è stata imputata ad altre voci. I valori sono coerenti con l'ultimo bollettino sui certificati verdi pubblicato dal GSE
- Le esportazioni sono state stimate in 2 TWh/anno
- Per quanto riguarda le importazioni, sino al 2010 si stima una certificazione rinnovabile e dunque un'esenzione di 20 TWh, quindi per effetto della nuova Direttiva sulle FER si presume un annullamento della possibilità di importazione qualificata come rinnovabile
- Sempre in merito alle importazioni si stima un'esenzione di circa 5 TWh in merito alla franchigia iniziale dei 100 GWh.

L'effetto combinato di queste diverse variabili suggerisce una quota d'obbligo di certificati verdi al 2020 a circa 26 TWh. L'energia soggetta ad obbligo dopo un lieve incremento a partire dal 2010 per effetto dell'impossibilità di esentare l'energia importata certificata come rinnovabile rimane sostanzialmente sui valori attuali, con un leggero decremento, per l'effetto dalla stimata crescita della cogenerazione.

Figura 4.2 – Livello delle esenzioni sul totale consumo interno lordo



Fonte: elaborazione da fonti varie

Il secondo elemento per la stima dei costi complessivi è costituito dal valore dei certificati verdi negli anni. Come anticipato, la Finanziaria 2008 prevede l'esistenza di due prezzi di riferimento del mercato:

1) In scenari di un mercato in carenza d'offerta

il prezzo di riferimento è costituito dalla differenza tra il valore di 180 €/MWh ed "il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008"

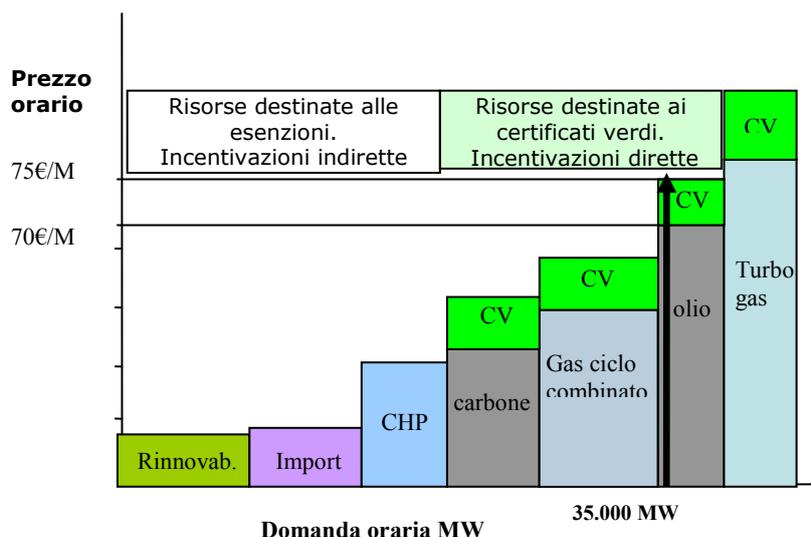
2) In scenari di eccesso di offerta:

la finanziaria prevede (comma 149 art. 2) che: "il GSE, su richiesta del produttore, ritira i certificati verdi, in scadenza nell'anno, ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo, a un prezzo pari al prezzo medio riconosciuto ai certificati verdi registrato nell'anno precedente dal Gestore del mercato elettrico (GME) e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno". Il successivo articolo 15 del DM 18 dicembre 2008, interviene per sanare il crollo dei prezzi dei certificati verdi nel periodo 2009-2011.

Nel lungo periodo si prevede tuttavia una convergenza dell'offerta sulle quote di domanda obbligatoria e dunque un allineamento del prezzo del certificato verde alla differenza tra 180 €/MWh ed il valore di cessione dell'energia elettrica. Tale valore è stato stimato negli anni pari a 75 €/MWh. Conseguentemente il prezzo del certificato verde è stimato in 105 €/MWh.

Grazie all'impostazione della Finanziaria 2008 eventuali incrementi del prezzo dell'energia elettrica per rincari sui combustibili fossili o per effetto della Direttiva sull'*emission trading* vengono scontati dal costo di sviluppo delle energie rinnovabili attraverso il meccanismo nazionale di promozione attraverso i certificati verdi. Ovvero maggior sarà il costo dell'energia elettrica sul mercato minore sarà il costo di sviluppo delle fonti rinnovabili. Per la stima del costo complessivo del sistema d'incentivazione vengono imputati sia i costi diretti derivanti dall'obbligo dei certificati verdi sia i costi indiretti determinati dalle esenzioni all'obbligo. Infatti il mercato elettrico trasferisce su tutta la produzione il costo del certificato verde durante la definizione delle offerte di energia elettrica.

Figura 4.3 – Formazione del prezzo dell’energia elettrica sulla borsa e visualizzazione di costi diretti ed indiretti derivanti dall’obbligo dei certificati verdi

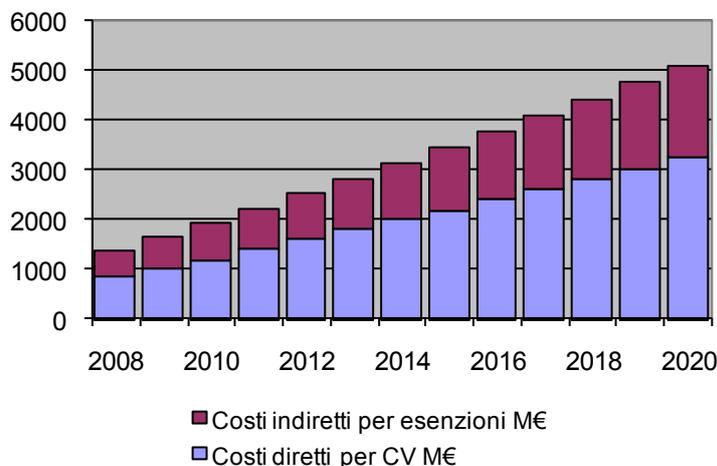


Fonte: elaborazione da fonti varie

Nella [figura 4.3](#) viene illustrato il formarsi del prezzo orario di vendita dell’energia elettrica sulla borsa. Ad esempio l’impianto marginale (in questo caso ad olio) incrementa il proprio prezzo di offerta per comprendere il valore del certificato verde. Tale incremento si riflette su tutte le offerte del mercato. Per alcuni di questi impianti l’incremento serve a coprire il relativo obbligo dei certificati (carbone e gas ciclo combinato) per altri (importazioni rinnovabili, rinnovabili e cogenerazione) si traduce in un puro aumento della rendita inframarginale. L’acquirente di energia elettrica paga nel nostro caso 75 €/MWh indipendentemente dall’impianto da cui provenga l’energia.

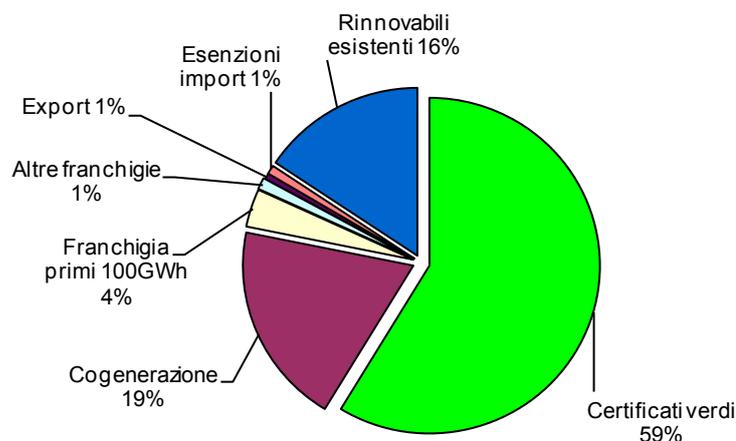
Il grafico di [figura 4.4](#) riporta pertanto la stima dei costi diretti e dei costi indiretti 2008-2020 derivante dal meccanismo d’incentivazione attraverso certificati verdi e relative esenzioni.

Figura 4.4 – Suddivisione dei costi diretti ed indiretti dell’incentivazione tramite certificati verdi



Fonte: elaborazione da fonti varie

Figura 4.5 – Destinazione delle risorse dirette ed indirette da meccanismo dei certificati verdi 2008-2012



Fonte: elaborazione da fonti varie

In breve il costo delle esenzioni nel periodo 2008-2012 rappresenta il 41% dei costi complessivi del sistema di incentivazione tramite certificati verdi a legislazione vigente.

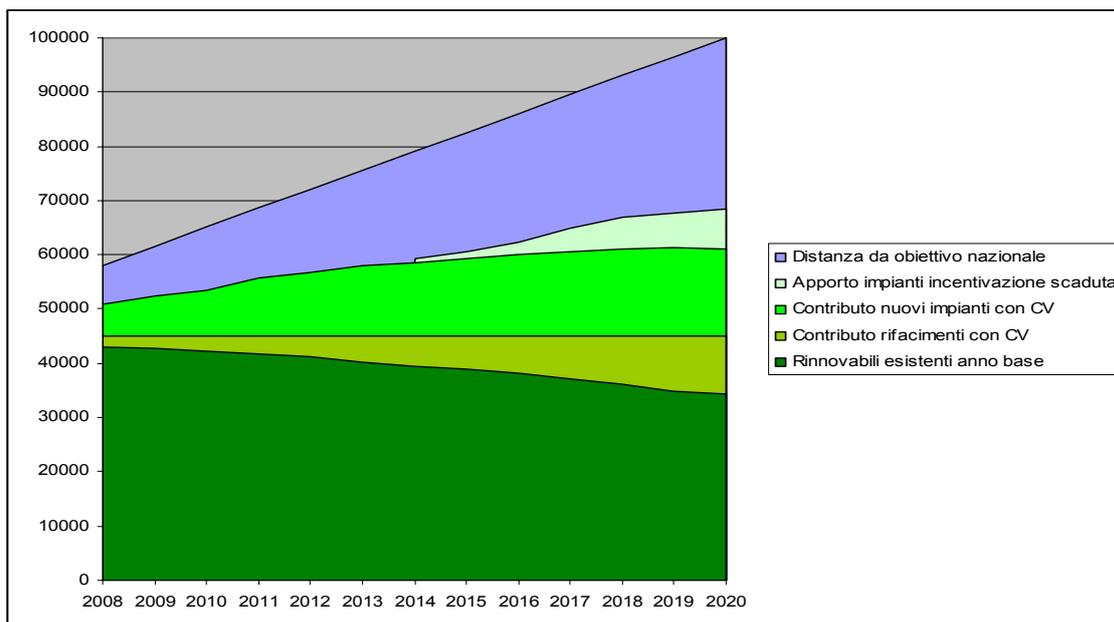
La figura 4.5 riporta nel periodo 2008-2012 la destinazione delle risorse destinate a ciascun settore che direttamente o indirettamente beneficia del meccanismo dei certificati verdi. Per le esenzioni all'import sono stati soltanto annoverate le esenzioni da importazioni cosiddette "rinnovabili" nel 2008 e 2009, ipotizzando che l'approvazione della nuova Direttiva FER elimini la possibilità di esenzione.

Composizione dell'offerta

Per la stima della coerenza del sistema dei certificati verdi con l'obiettivo nazionale fissato in circa 100 TWh al 2020 è utile soffermarsi su alcune considerazioni relative alla composizione dell'offerta di certificati verdi.

- 1) in base all'applicazione dei coefficienti della tabella della Finanziaria 2008 che attribuiscono un numero di certificati differente rispetto all'effettiva produzione a seconda della tecnologia è prevedibile una minore generazione da fonte rinnovabile rispetto alla disponibilità di certificati stimabile nel 5-7% a seconda di diverse assunzioni di sviluppo del parco impianti
- 2) i rifacimenti parziali e totali di impianto rinnovabile sono stimati assumere un sempre maggiore contributo nell'emissione di certificati. Man mano che le diverse generazioni di impianti eolici e geotermici in particolare si approssimano alla possibilità di effettuare un rifacimento, la convenienza economica rispetto allo sviluppo di una nuova iniziativa porterà ad un crescente ricorso ai rifacimenti. Il ricorso ai rifacimenti rischia di coprire oltre 1/3 e fino al 50% dell'obbligo di certificati al 2020.

Figura 4.6 – Progressione della generazione FER 2008-2020 per merito dei certificati verdi e distanza dall'obiettivo nazionale (GWh)



Fonte: elaborazione da fonti varie

Il grafico di [figura 4.6](#) illustra la progressione della generazione rinnovabile al 2020 in base alla legislazione vigente. Il sistema d'incentivazione in atto è in grado di portare il contributo FER al 2020 ad un volume di circa 70 TWh.

Nel grafico è riportato il contributo FER esente dai certificati verdi la cui area è progressivamente ridotta dalla progressione dei rifacimenti, quindi il contributo di nuova generazione con emissione di certificati verdi e l'apporto da impianti incentivati dai certificati verdi in passato che si stima non beneficino dei rifacimenti. L'area restante raffigura la distanza dall'obiettivo nazionale assunto a 100 TWh.

Italia

Nel passato la quota obbligatoria applicata in Italia ha portato ad un certo sviluppo nella produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Tale aumento è stato, tuttavia, vanificato dall'incremento del consumo lordo di energia elettrica.

Si constata ([tabella 4.4](#)) un divario tra l'attuale tasso di penetrazione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili e l'obiettivo del 25% originariamente fissato per il 2010 nell'allegato alla Direttiva 77/2001, poi rivisto ad un più realistico 22% (vedi al riguardo le precedenti pagine 80-81).

I problemi amministrativi rimangono uno dei principali ostacoli alla crescita dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili in un Paese che dispone di un elevato potenziale in questo settore.

Tabella 4.4 – Valutazione dei progressi realizzati dagli Stati membri nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel conseguimento dell’obiettivo per il 2010 (in %) ⁶⁴

	Anno di riferimento 1997 (o 2000); percentuale FER	Tasso di penetrazione 2004-2005; percentuale FER	Penetrazione normalizzata; percentuale FER	Obiettivo percentuale FER al 2010	Valutaz.
Danimarca	8,7	25,8	27,3	29	☺☺
Germania	4,5	10,4	10,8	12,5	☺☺
Ungheria	0,7	4,4	4	3,6	☺☺
Finlandia	24,7	25	25,4	31,5	☺
Irlanda	3,6	6,1	8	13,2	☺
Lussemburgo	2,1	3,6	4	5,7	☺
Spagna	19,9	17,2	21,6	29,4	☺
Svezia	49,1	53,2	52	55,2	☺
Paesi Bassi	3,5	6,9	6,5	9	☺
Repub. Ceca	3,8	4,8	4	8	☺
Lituania	3,3	3,7	3,3	7	☺
Polonia	1,6	2,8	3,2	7,5	☺
Slovenia	29,9	29,1	29,4	33,6	☺
Regno Unito	1,7	4,1	4,2	10	☺
Belgio	1,1	1,8	1,9	6	☺
Grecia	8,6	9,1	7,7	20,1	☺
Portogallo	38,5	14,8	28,8	39	☺
Austria	70	54,9	57,5	78,1	☹☹
Cipro	0	0	0	6	☹☹
Estonia	0,2	0,7	0,7	5,1	☹☹
Francia	15	11	14,2	21	☹☹
<i>Italia</i>	<i>16</i>	<i>15,3</i>	<i>16</i>	<i>25</i>	☹☹
Lettonia	42,4	47,1	43,9	49,3	☹☹
Malta	0	0	0	5	☹☹
Rep. Slovacca	17,9	15,4	14,9	31	☹☹
UE 25	12,9	13,7	14,5	21	☺

Fonte: 2° Rapporto UE sullo stato di avanzamento delle fonti rinnovabili negli Stati membri dell’Unione ai sensi della Direttiva 77/2001

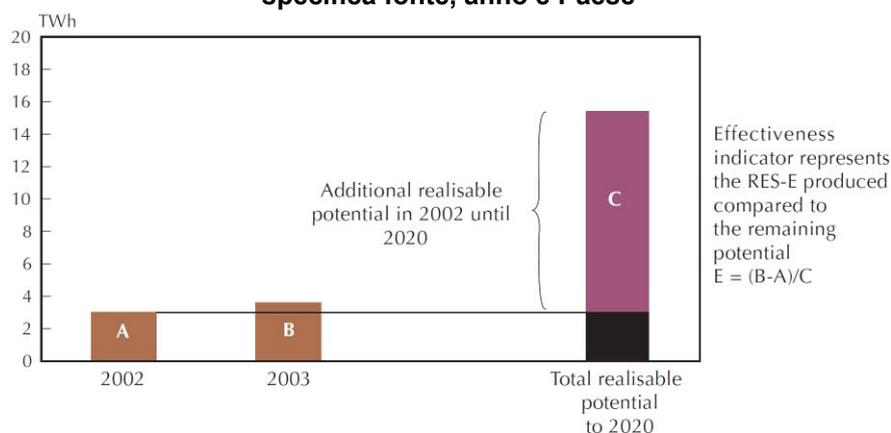
4.2 Efficacia delle politiche e sviluppo della rete

Le caratteristiche e le potenzialità del territorio italiano per la produzione di energia rinnovabile ed il corrispondente sistema di incentivazione non sono, da soli, elementi sufficienti per garantire uno sviluppo adeguato dei settori di produzione dell’energia da fonti rinnovabili. La possibilità infatti di cogliere appieno l’opportunità di transitare verso un differente sistema di produzione dell’energia, a ridotto impatto ambientale, non può prescindere dal superamento di una serie di ostacoli ed vincoli di varia natura che sino ad oggi hanno fortemente condizionato la diffusione delle rinnovabili in Italia.

Questo paragrafo vuole mettere in luce l’effettivo ruolo ed efficacia che le politiche messe in campo nei settori delle fonti rinnovabili hanno avuto fino ad oggi e far riflettere su quelli che dovrebbero essere gli interventi più tempestivi per il superamento dei principali ostacoli che condizionano il loro sviluppo.

⁶⁴ COM(2006) 849 definitivo; Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo: Azioni adottate a seguito del Libro Verde “Relazione sui progressi realizzati nel settore dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili” {SEC(2007) 12}.

Figura 4.7 – Esempio di indicatore di efficacia delle politiche per specifica fonte, anno e Paese



Fonte: IEA – Deploying Renewables 2008

Se si analizza in termini quantitativi l'efficacia che hanno avuto i vari sistemi di incentivazione delle rinnovabili per la produzione elettrica adottati nei diversi Paesi del mondo, si nota come non necessariamente ad elevati livelli di remunerazione dell'incentivo ad una specifica fonte rinnovabile corrisponda un effettivo successo di tali politiche.

Una misura della validità degli interventi adottati in ogni Paese è fornita dal valore dell'indicatore di efficacia delle politiche (*policy effectiveness indicator* – [figura 4.7](#)) utilizzato dalla IEA⁶⁵, calcolato come rapporto tra lo sviluppo addizionale (produzione elettrica) raggiunto da una specifica fonte rinnovabile in un determinato anno e il rimanente potenziale di produzione realizzabile stimato nel medio termine (2020).

Si tenga presente che, come verrà meglio affrontato in seguito, la diffusione e la crescita di una determinata fonte rinnovabile per la produzione di energia dipende anche da fattori non strettamente di natura economica e che quindi la corretta scelta ed adozione di un determinato sistema di incentivazione, seppur altamente remunerativo, non è sufficiente di per se a garantire il successo delle politiche messe in campo e la diffusione della fonte stessa.

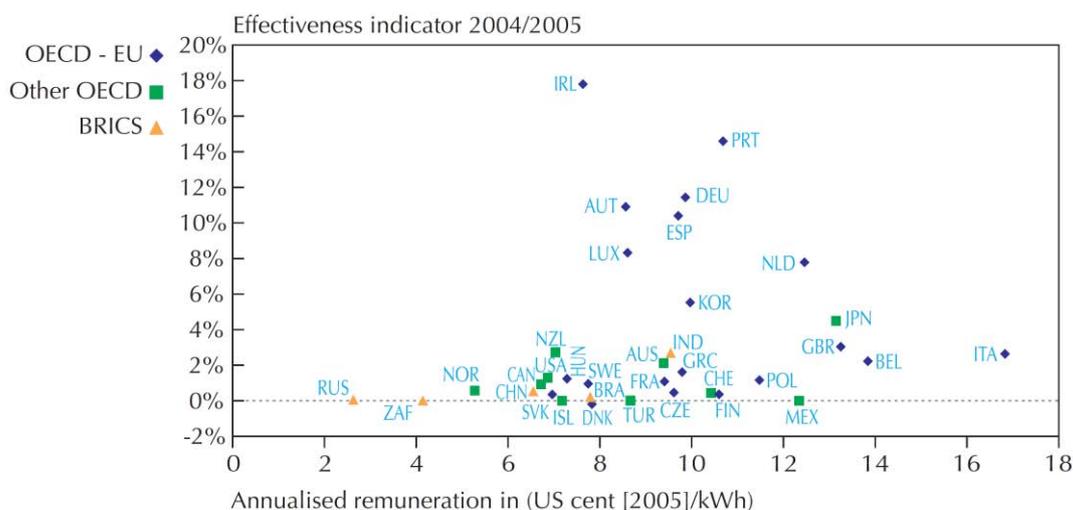
Vengono di seguito riportati esempi di applicazione dell'indice considerato per alcune fonti rinnovabili. Osservando il quadro complessivo, ne emerge per l'Italia una certa "debolezza" del ruolo che il sistema di incentivi adottato ha nel promuovere la diffusione delle tecnologie rinnovabili, nonostante un particolarmente elevato livello di remunerazione praticato.

Ad esempio, con riferimento ai sistemi di incentivazione utilizzati nei vari Paesi del mondo per il settore eolico on-shore, è interessante notare che gran parte dei Paesi con i più alti valori dell'indice di efficacia hanno scelto un sistema di tipo *feed-in tariff* e che questi non sono tra quelli che hanno corrisposto i più elevati livelli di remunerazione.

Vi sono infatti altre nazioni, tra cui l'Italia, con livelli maggiori degli incentivi ed un più basso valore dell'indice, probabilmente a causa della mancanza di una prospettiva di lungo termine per gli investimenti, condizione necessaria per attirare capitale ([figura 4.8](#)).

⁶⁵ *Deploying Renewables. Principles for Effective Policies*. IEA, 2008.

Figura 4.8 – Efficacia delle politiche di incentivazione per Paese nel settore eolico on-shore

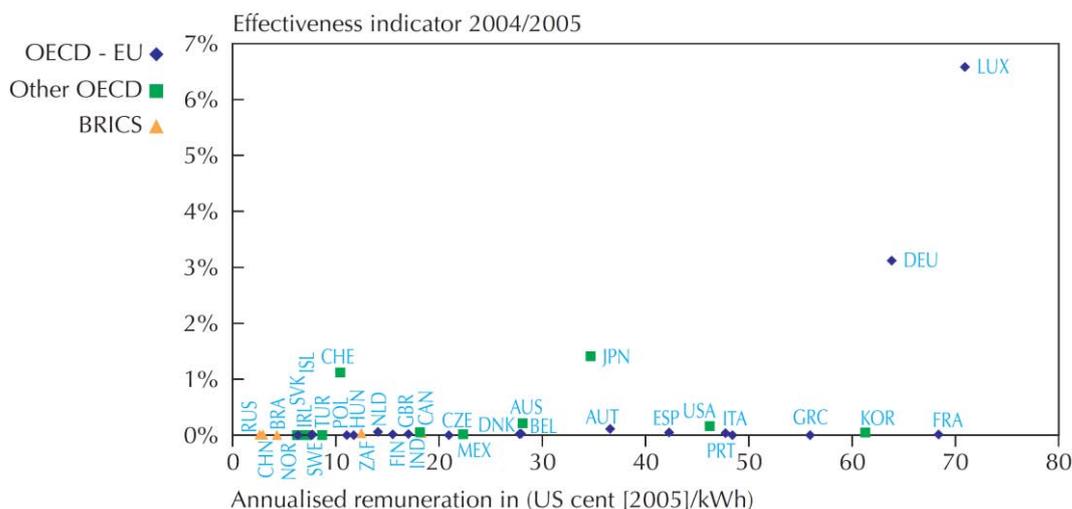


Fonte: IEA – Deploying Renewables 2008

Osservando anche il caso del settore solare fotovoltaico (figura 4.9), i Paesi in cui le politiche hanno avuto maggior esito positivo sono Lussemburgo e Germania. Mentre il successo nel primo è dovuto essenzialmente alle tariffe particolarmente vantaggiose offerte, nel secondo è stato determinante il ruolo del mercato del credito a basso tasso di interesse e l'accesso alla rete non discriminatorio per gli operatori del settore.

Differente è invece, anche in questo caso, la situazione dell'Italia che, considerato l'alto livello di remunerazione, non mostra un'adeguata buona riuscita delle politiche intraprese. Anche questa volta la causa è probabilmente da ricercarsi nella presenza di barriere di tipo non-economico come una diffusa disinformazione in merito alle fonti rinnovabili ed una scarsa accettabilità delle stesse da parte di Enti locali e popolazione.

Figura 4.9 – Efficacia delle politiche per il solare fotovoltaico rispetto ai livelli di remunerazione annuale



Fonte: IEA – Deploying Renewables 2008

In generale è possibile affermare che i presupposti per il raggiungimento di un elevato valore dell'indice di efficacia per lo sviluppo di una fonte rinnovabile in un determinato Paese sono necessariamente la contemporanea presenza di un preciso target di penetrazione della tecnologia nel tempo, la scelta di un adeguato sistema di incentivi ed in particolare una effettiva capacità di andare oltre gli ostacoli di natura non-economica che inevitabilmente contribuiscono a far crescere il rischio percepito dai potenziali investitori.

Con riferimento al sistema di incentivazione italiano, causa anche un elevato costo del meccanismo rispetto ai risultati raggiunti (cfr. Capitolo 4.1), è lecito che sorga tutt'oggi qualche perplessità riguardo l'effettiva capacità delle politiche intraprese, sia quale stimolo alla crescita delle fonti rinnovabili e sia quale mezzo di supporto per il raggiungimento dei nuovi obiettivi fissati dall'Unione Europea.

A questo si aggiunge l'instabilità causata da un continuo cambiamento nel tempo della normativa dei sistemi incentivanti che ha portato da un lato ad una considerevole volatilità e ridotto l'orizzonte temporale nei prezzi attesi e dall'altro generato incertezza sui rendimenti futuri⁶⁶.

La prevedibilità nel lungo termine del ruolo di supporto di un sistema di incentivazione per lo sviluppo delle rinnovabili, in particolare di quelle meno mature, è infatti un elemento essenziale ancor di più del livello economico dell'incentivo, ed è per questo che situazioni di stop-and-go nel panorama degli incentivi di un Paese, dovute ad esempio ai repentini cambiamenti della normativa di riferimento o della cornice politica, risultano dannose alla diffusione e sviluppo delle fonti rinnovabili.

Bisogna inoltre puntare ad un sistema incentivante bilanciato e differenziato per tecnologia per evitare di correre il rischio di causare un ritardo nello sviluppo delle fonti rinnovabili più svantaggiate e di favorirne contemporaneamente solo alcune, non riuscendo quindi a sfruttare appieno l'elevato potenziale di produzione di energia rinnovabile presente in Italia.

È importante inoltre che un corretto sistema di supporto, oltre ad applicare livelli di incentivo che tengano conto del grado di maturità di ogni specifica tecnologia, sia di natura transitoria ed a graduale diminuzione nel tempo, allo scopo di favorire una accelerazione dell'innovazione tecnologica e di spingere le fonti rinnovabili verso la competitività e l'integrazione di mercato su larga scala.

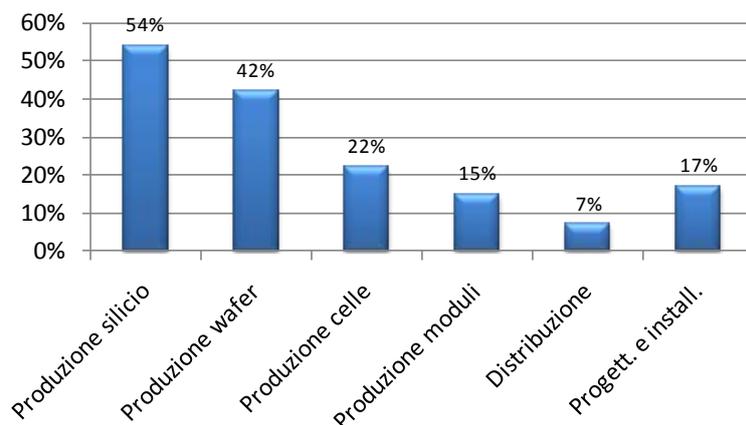
È importante quindi che avvenga una graduale revisione al ribasso per il futuro delle tariffe incentivanti, sia allo scopo di limitare il più possibile l'aggravio sulla bolletta dei consumatori, sia per spingere le attività di ricerca nel settore verso un miglioramento dell'efficienza, quindi verso un abbattimento dei costi della tecnologia, evitando che si raggiungano eccessi di surplus per le imprese del settore derivanti da una diminuzione dei costi di produzione dell'energia⁶⁷ nel corso del tempo.

È auspicabile pertanto nel futuro l'introduzione di politiche e di sistemi di *incentivazione delle fonti rinnovabili dal lato offerta tecnologica* che siano volti a far crescere e rafforzare la presenza delle industrie nazionali nei vari settori delle rinnovabili, a stimolare gli investimenti a lungo termine e le attività di ricerca e quindi a ridurre l'elevato grado di dipendenza tecnologica dall'estero (cfr. Capitolo 5).

⁶⁶ *Position Paper 2009*. AIGET.

⁶⁷ *Solar Energy Report 2008*. Energy & Strategy Group.

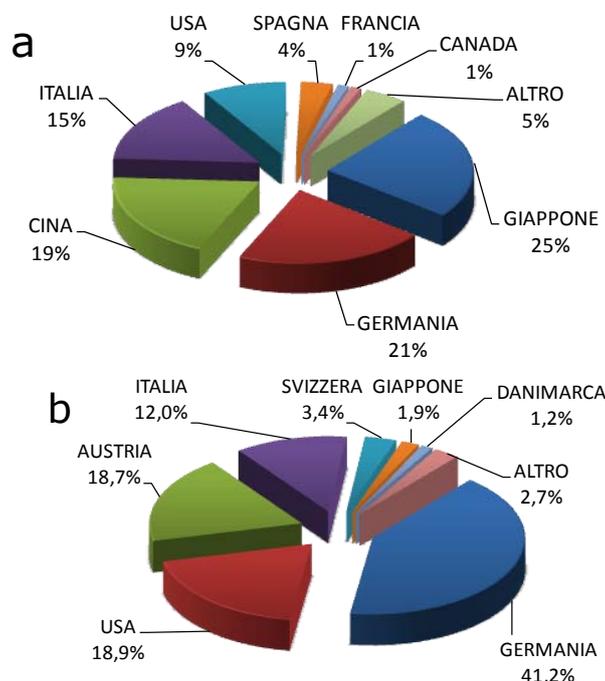
Figura 4.10 – Marginalità media* nelle diverse fasi della filiera fotovoltaica



Note: valore espresso in EBITDA margin medio
 Fonte: Solar Energy Report 2008 – Energy & Strategy Group

Nel caso del fotovoltaico, ad esempio, nonostante un'evidente espansione delle installazioni sul territorio nazionale, è evidente una certa debolezza dell'industria nazionale nelle fasi a monte della filiera, quelle tra l'altro a maggior profitto (figura 4.10), che genera inevitabilmente un'ingente fuoriuscita di margini di guadagno dal Paese a scapito degli operatori nazionali. Come infatti evidenziato in figura 4.11, solo una ridotta parte infatti dei moduli (15%) e della componentistica (inverter 12%) utilizzati proviene da aziende italiane.

Figura 4.11 – Moduli (a) e inverter (b) incentivati in Italia per Paese produttore (%)



Note: dati aggiornati ad agosto 2009. Nel caso di gruppi multinazionali si fa riferimento alla casa madre. Modelli appartenenti ad una ditta incorporata rimangono al Paese della ditta incorporata. I casi di omonimia vengono separati dando importanza, nel caso di assenza del nome produttore, al produttore originale.

Fonte: elaborazione ENEA su dati GSE 2009

Un ulteriore aspetto di cui tenere conto relativo ai settori delle energie rinnovabili, riguarda la maggiore predisposizione ad essere condizionati dalle questioni politiche e normative rispetto a quelli tradizionali dell'energia, in quanto la loro redditività è strettamente connessa alla presenza degli incentivi. Pertanto la mancanza ad oggi di una uniforme, stabile e chiara politica nazionale a lungo termine per la definizione delle linee guida e delle traiettorie di espansione delle fonti rinnovabili non ha permesso di dare quel sostegno e quella certezza necessari ad attirare maggiori quote di capitale d'investimento.

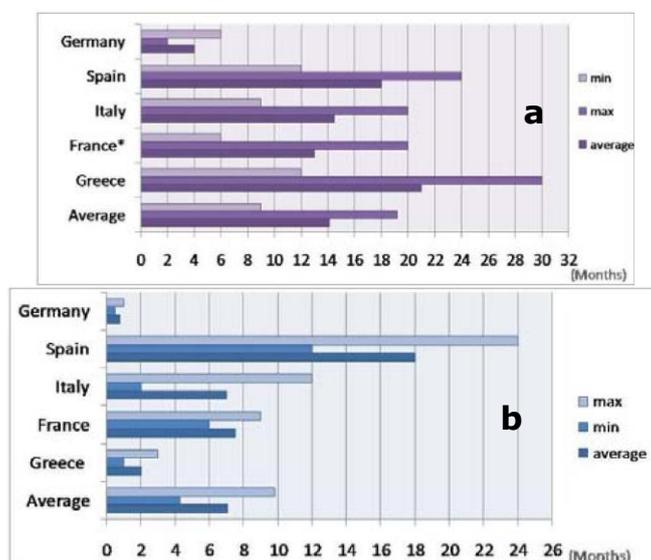
Un problema che dovrà inevitabilmente essere superato rimane quello della durata delle procedure amministrative, considerato da molti addetti uno dei principali ostacoli alla crescita delle fonti rinnovabili.

L'eccessiva discrezionalità nell'autorizzazione degli impianti da parte degli Enti locali, la lungaggine dell'iter burocratico (figura 4.12) ed una ridotta accettabilità sociale delle fonti rinnovabili contribuiscono a far aumentare i costi dell'investimento ed a rallentare i tempi di ritorno, portando quindi a frenare complessivamente la propensione ad investire in questi settori.

Ultimo ma non meno importante è il limite allo sviluppo delle rinnovabili provocato dalla attuale situazione della rete elettrica caratterizzata da rigidità e problemi di congestione che causano difficoltà nella gestione dei flussi elettrici⁶⁸.

La soluzione dei problemi infrastrutturali è infatti una condizione dalla quale non si può prescindere, anche nell'ottica di arrivare a raggiungere gli obiettivi europei, ed è auspicabile in tal senso la realizzazione di nuovi investimenti infrastrutturali che portino lo sviluppo della rete elettrica verso un modello di *Generazione Distribuita* dell'energia.

Figura 4.12 – Tempo necessario per l'autorizzazione e la connessione di un sistema fotovoltaico piccolo/integrato (a) e di larga scala* (b)



Note: *escluso tempo di installazione

Fonte: Assosolare⁶⁹

⁶⁸ *Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica*. GSE - Boccioni, 2009.

⁶⁹ "Comparison of bureaucratic barriers for successful PV deployment in Europe". Nogara et al., 2008.

Generazione Distribuita

L'assetto delle attuali reti elettriche nasce per rispondere al bisogno di distribuire l'energia che, ancora oggi, viene essenzialmente prodotta in maniera *centralizzata*, cioè attraverso l'impiego di poche e grandi centrali sparse sul territorio e basate prevalentemente sull'utilizzo di fonti fossili (e nucleari). L'energia generata viene trasportata attraverso la rete in maniera unidirezionale, coprendo anche enormi distanze, direttamente dal luogo di produzione a quello di consumo. In questo tipo di struttura "passiva" è frequente che avvengano delle perdite durante le fasi di trasmissione e distribuzione dell'energia, che si traducono inevitabilmente in un incremento del costo finale dell'energia elettrica.

Al contrario, la diffusione sul territorio degli impianti a fonti rinnovabili, che sfruttano le risorse energetiche locali e sono vincolati alle caratteristiche del territorio, è strettamente legata ad un modello di produzione e distribuzione dell'energia completamente differente rispetto a quello attuale: la Generazione Distribuita (GD).

La GD consiste di molteplici sistemi di generazione elettrica di piccola taglia, modulari e localizzati vicino ai consumatori (impianti industriali o edifici per attività commerciali o abitazioni civili), per soddisfare specifiche necessità energetiche o di affidabilità di una determinata area. I sistemi possono essere a fonte rinnovabile o meno (generalmente in assetto cogenerativo), con taglie di potenza medio-piccola.

Le fonti impiegate negli ambiti della GD sono quella idrica, eolica, fotovoltaica, le biomasse e rifiuti, la geotermica e le fonti non rinnovabili. Le fonti rinnovabili svolgono un ruolo predominante, fornendo buona parte dell'energia che viene quasi totalmente immessa in rete, mentre la restante energia prodotta con fonti non rinnovabili è solitamente consumata in loco.

La penetrazione della GD nel sistema elettrico nazionale è ancora assai modesta ma si prevede un incremento consistente nei prossimi anni del suo livello di diffusione con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione. In ogni caso, fattori discriminanti che possono ostacolarne la diffusione sono la minore disponibilità della fonte, la validità tecnico-economica della tecnologia e le problematiche connesse con il collegamento alla rete.

Gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione sono oggi trattati come carichi, ovviamente di segno negativo. Essi, una volta connessi alla rete nel rispetto delle norme tecniche di connessione, non sono tenuti, se non marginalmente, a coordinare il loro funzionamento con quello della rete cui sono connessi, come invece accade per le grandi centrali collegate alla rete di trasmissione, ma forniscono energia unicamente in base alla disponibilità delle risorse (spesso di tipo intermittente, come negli impianti alimentati da fonti rinnovabili fotovoltaici ed eolici) o alle esigenze del produttore (es. soddisfacimento della domanda termica nel caso di impianti di cogenerazione). Una notevole diffusione di impianti di GD non controllata su reti concepite per essere puramente passive, induce a problematiche di esercizio in termini di profili di tensione, sistema di protezione, affidabilità e qualità dell'alimentazione. Per sua natura quindi l'attuale rete elettrica di distribuzione non è predisposta ad accogliere, seppur in maniera discontinua, quantità significative di generazione da un numero elevato di impianti di minori dimensioni. In molti casi questo porta addirittura a dover interrompere il flusso di produzione proveniente da impianti alimentati a rinnovabili al fine di evitare il verificarsi di eccessivi carichi sulla rete stessa.

Il superamento di queste problematiche è centrale per lo sviluppo delle rinnovabili, e nell'attuale modalità di distribuzione questo comporta significativi investimenti sulla rete o, in alternativa, un forte incremento dei costi di connessione per gli impianti di generazione (es. necessità di connettere la GD con linee dedicate).

La diffusione della GD oltre determinati livelli ritenuti accettabili dalle odierne reti di distribuzione comporterà quindi una profonda rivisitazione del sistema sia in termini di esercizio che di pianificazione. In tale contesto, fondamentale importanza rivestiranno i sistemi di monitoraggio, controllo e protezione delle reti e le moderne tecnologie di ICT.

Le reti dovranno essere ripensate non soltanto in termini di adeguamento dei sistemi di controllo ma anche in termini di impiego di nuovi componenti di rete, come cavi superconduttori ad alta temperatura, componenti elettronici per la gestione dei flussi di energia sulle reti e accumuli energetici. L'esercizio della rete cambierà in modo radicale, si passerà dall'attuale sistema passivo ad uno più "attivo" ed "intelligente" (Smart Grid). Al fine di garantire la sicurezza e la qualità del servizio, il gestore di rete potrà riconfigurare la rete e intervenire sul funzionamento dei generatori e dei carichi connessi alla rete, garantendo comunque l'efficienza e il massimo sfruttamento possibile delle fonti rinnovabili. L'evoluzione della generazione distribuita, e quindi gli interventi sulla rete di distribuzione, saranno fortemente dipendenti dalle condizioni locali, come ad esempio la disponibilità di fonti rinnovabili, e dalle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alta efficienza.

Verso un nuovo concetto di rete

Le prospettive di evoluzione della rete elettrica che si stanno delineando sono quindi di arrivare in futuro ad un nuovo sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia che sia decentralizzato, fortemente integrato a livello internazionale e ad elevato utilizzo di fonti rinnovabili.

È in quest'ottica, ad esempio, che si inserisce il progetto DESERTEC⁷⁰, nato da una collaborazione tra i Paesi europei (**EU**), quelli medio orientali (**Middle-East**) e quelli nord africani (**North Africa**) – **EU-MENA** – con l'obiettivo di installare centrali solari termodinamiche ed eoliche localizzate nei deserti della regione MENA.

Nell'ambito del progetto DESERTEC, ENEA ed Egitto hanno firmato un accordo di collaborazione per la produzione di energia attraverso la tecnologia solare termodinamica sviluppata dall'agenzia e considerata da molti un'opportunità per l'industria italiana. Tra l'altro, la possibilità di ricorrere a progetti di collaborazione, tra Paesi UE e Paesi terzi, per la produzione di energia da impianti alimentati a fonti rinnovabili ai fini del raggiungimento degli obiettivi del pacchetto 20-20-20, è stata prevista anche nella recente Direttiva 2009/28/EC (vedi Box 1, articolo 9).

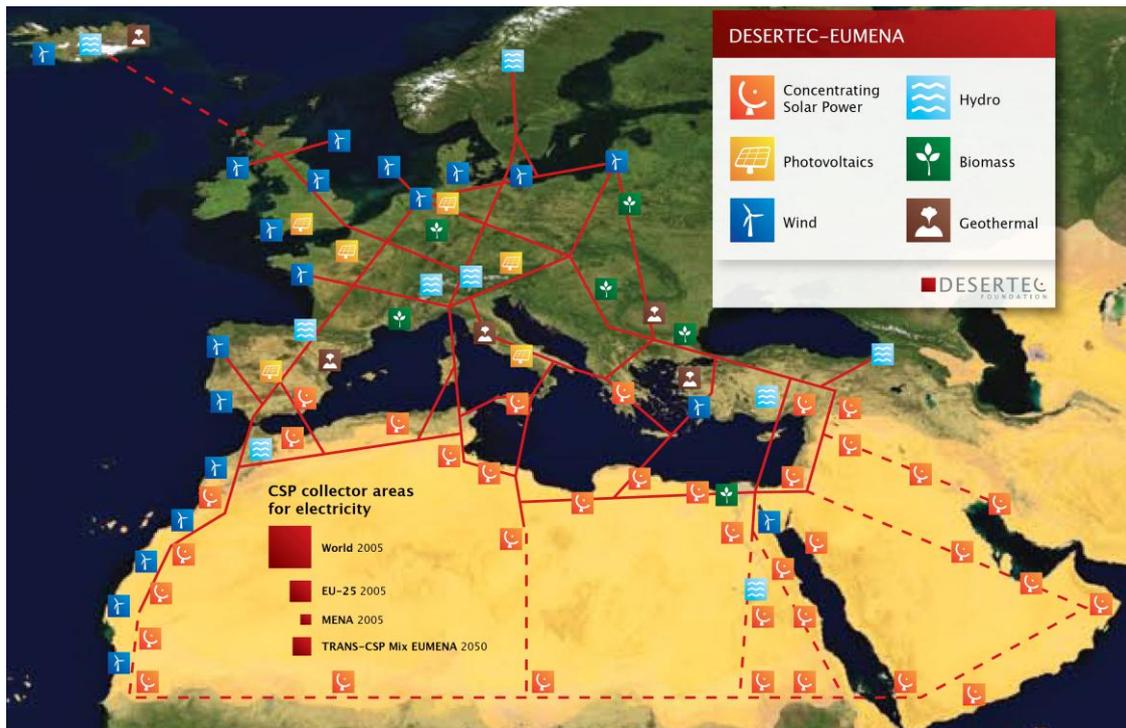
L'energia elettrica prodotta dagli impianti che saranno realizzati nel corso del progetto, permetterà sia di fornire energia pulita ai Paesi della zona MENA, sia di trasportare energia dalla sponda sud del Mediterraneo fino in Europa (oltre 3.000 km), attraverso una enorme e complessa rete (supergrid) trans-europea che sarà realizzata, a corrente continua ad alta tensione (HVDC), con perdite di energia previste intorno al 10% (figura 4.13).

La tecnologia HVDC, rispetto a quella a corrente alternata, presenta il vantaggio di assicurare maggiore stabilità alla rete durante il trasporto su lunghe distanze di grandi quantitativi di energia, specialmente se questa viene prodotta in maniera intermittente⁷¹. Tale rete permetterà inoltre di trasmettere l'energia generata anche attraverso altre rinnovabili, come la fonte idrica, geotermica e le biomasse direttamente dalle zone a maggior disponibilità naturale.

⁷⁰ <http://www.desertec.org/>

⁷¹ *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power*. Final Report. Ministero Tedesco per l'Ambiente, la Conservazione della Natura e la Sicurezza Nucleare, 2006.

Figura 4.13 – La rete EUMENA



Fonte: DESERTEC project

La *supergrid* consentirà, oltre ad accelerare il processo di abbattimento delle emissioni di CO₂ europee, di dare quindi maggior sicurezza agli approvvigionamenti energetici dei Paesi interessati. L'interruzione o deficit di energia in un'area saranno, infatti, immediatamente compensati dalla fornitura di energia proveniente da un'altra zona coperta dalla rete.

Un altro esempio di ampliamento territoriale e trasformazione delle modalità di generazione e distribuzione dell'energia prodotta, è il cosiddetto Piano Solare per il Mediterraneo (PSM). Nel luglio 2008 è stata avviata una partnership tra Paesi UE e altri vicini alle sponde dell'area mediterranea, chiamata Unione per il Mediterraneo, nata per promuovere la crescita economica ed affrontare le più importanti questioni climatiche.

Uno dei diversi progetti previsti dall'Unione è proprio il PSM, il cui obiettivo principale è lo sviluppo delle energie rinnovabili, il rafforzamento delle interconnessioni della rete elettrica, l'implementazione di efficaci misure di efficienza energetica ed ultimo, ma non meno importante, il trasferimento di tecnologie tra i vari Paesi nell'area del Mediterraneo.

Il progetto, oltre ad integrarsi efficacemente con gli obiettivi di altri progetti, quali ad esempio il sopra descritto DESERTEC, punta nello specifico ad installare 20 GW di nuova capacità entro il 2020 attraverso tecnologie rinnovabili meno mature, come il fotovoltaico e il solare a concentrazione, ed altre più mature⁷².

⁷² Obiettivi, opportunità e ruolo di Observatoire Méditerranéen de l'Energie (OME). R. Vigotti.

Un ulteriore caso di evoluzione del concetto di rete è rappresentato dal progetto, "Off-shore Grid"⁷³, attualmente in corso e sviluppato nell'ambito del programma EII (Intelligent Energy Europe).

Il progetto mira, in prospettiva dei notevoli sviluppi che la tecnologia eolica off-shore potrà avere negli anni a venire, a gettare le basi per la creazione di un'ambiziosa e vasta rete nei Paesi del Nord Europa, dove la tecnologia è in forte espansione, che permetterà l'interconnessione degli vari impianti off-shore e l'integrazione con il sistema elettrico nazionale.

I risultati del progetto potranno inoltre servire da input ai lavori UE per la realizzazione di alcune delle iniziative strategiche sulle reti per la sicurezza energetica europea riportate nel Libro Verde⁷⁴ della Commissione quali: un piano baltico di interconnessione, una rete off-shore nel Mare del Nord e un anello mediterraneo per l'energia.

⁷³ *The IEE project OffshoreGrid: Objectives, Approach and First Result.* <http://www.offshoregrid.eu/>

⁷⁴ *Verso una rete energetica europea sicura, sostenibile e competitiva.* Commissione Europea, 2008.

5 COMMERCIO INTERNAZIONALE E SVILUPPO COMPETITIVO NELLE TECNOLOGIE FER

Introduzione

L'attenzione crescente con cui i governi delle maggiori economie stanno guardando all'uso di fonti di energia rinnovabile per la sicurezza energetica e la salvaguardia ambientale, prefigura un importante passaggio dello sviluppo economico nel segno di un rinnovato dinamismo tecnologico. La diffusione delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili incide infatti in maniera sostanziale sulla capacità dei Paesi industrializzati di soddisfare i canoni della sostenibilità energetica e ambientale, ma non meno rilevanti sono i suoi riflessi sul versante della sostenibilità economica e sociale, data l'importanza delle trasformazioni produttive indotte e l'emergere con esse di nuovi equilibri tra la domanda e l'offerta delle risorse economiche nazionali. Non è dunque un caso che la riflessione sui possibili sviluppi di tali tecnologie si sia gradatamente estesa da valutazioni sul costo e sull'efficacia delle singole misure, ad una sempre più circostanziata considerazione della dimensione strutturale del cambiamento in atto. In questo senso la "scommessa" di quei Paesi che per primi hanno promosso l'uso delle energie rinnovabili si è ben presto tradotta in azioni mirate ad incentivare autonomi percorsi nazionali di sviluppo tecnologico. La forza sempre maggiore con cui si sono andate imponendo le questioni della sicurezza energetica e dei cambiamenti climatici hanno del resto dato ragione di queste vedute ed è così che, entrando nel vivo delle adesioni al Protocollo di Kyoto, non è possibile ignorare la posizione dell'Unione Europea sempre più protesa a "ratificare" le linee di politiche già di fatto avviate. È questo il senso del SET-plan⁷⁵, con il quale alla fine del 2007 sono state delineate le azioni per la promozione delle *clean energy technologies* all'interno degli Stati membri, e a seguire, appena un anno dopo, del varo del "Pacchetto Clima"⁷⁶ che assegna alle fonti energetiche rinnovabili un ruolo preminente nella lotta al cambiamento climatico.

Nell'ambito dello scenario emergente, l'analisi degli scambi internazionali di beni per la produzione di energia da fonti rinnovabili acquista un valore del tutto particolare. Una volta delineate le principali tendenze di crescita della rilevanza economica delle tecnologie di cui tali beni sono rappresentativi, l'esame dei rapporti di scambio tra aree e Paesi consente infatti di caratterizzare l'assetto geo-economico di una importante evoluzione della "divisione internazionale del lavoro" e della struttura dei vantaggi competitivi ad essa associata. L'analisi a livello dei singoli Paesi può inoltre far luce sui nuovi equilibri della sostenibilità economica e sociale dello sviluppo dettati da vincoli di natura energetica e ambientale sempre più stringenti. Se, infatti, il soddisfacimento di tali vincoli si traduce in una domanda crescente di nuove soluzioni tecnologiche, il rischio che per ciascun Paese si prospetta, in assenza un adeguamento della capacità di sviluppo tecnologico della base produttiva nazionale, è quello di aprire fronti di insostenibilità dello sviluppo caratterizzati da una crescita delle importazioni dall'estero squilibrata rispetto a quella delle esportazioni, con ripercussioni sulla capacità di crescita del reddito tanto più serie quanto più il contesto competitivo di partenza risulta compromesso. Quest'ultima considerazione è cruciale nel caso dell'Italia che, come ben noto, nel corso dell'ultimo decennio ha registrato forti cadute di competitività anche in ragione dell'incapacità mostrata dal suo sistema produttivo nel saper cogliere le opportunità di crescita offerte dai settori "ad elevata intensità di ricerca e sviluppo", particolarmente dinamici soprattutto nelle economie più avanzate.

⁷⁵ Commissione Europea, "A European strategic energy technology plan (SET-plan) - Towards a low carbon future", COM/2007/0723.

⁷⁶ Commissione Europea, "20 20 by 2020 Europe's climate change opportunity", COM/2008/0030.

Restringendo la riflessione all'area europea, nella quale sono state gettate le premesse di una politica concertata di sviluppo sostenibile e un sempre più forte accento è stato posto⁷⁷ sul valore che le azioni, tutte di sostegno all'innovazione tecnologica, assumono in direzione di quest'ultimo, interessa in particolare esaminare l'evoluzione "competitiva" che le tecnologie e i sistemi per la produzione di energia da fonti rinnovabili hanno manifestato nel corso dell'ultimo quinquennio. Nel delineare alcune delle principali direttrici dello sviluppo dell'UE(27) in questo senso, l'obiettivo ultimo è, naturalmente, quello di fornire un quadro della posizione dell'Italia cercando di segnalarne gli aspetti di maggiore criticità nel confronto europeo.

Alla luce delle premesse fatte, il presente capitolo si articola come segue. Nel paragrafo 5.1 si intende offrire uno scenario del complessivo sviluppo degli scambi internazionali di beni per la produzione di energia da fonti rinnovabili, sottolineandone l'accelerata evoluzione nel periodo più recente anche in relazione al configurarsi di nuovi assetti produttivi a livello di principali aree e Paesi.

Con il paragrafo 5.2 l'analisi si sofferma sulla situazione europea, andando ad approfondire il processo di graduale espansione degli scambi dal nucleo primario dei Paesi UE(15) a quello del cosiddetto gruppo dell'"allargamento ad est". Nel paragrafo 5.2.1 l'attenzione si concentra sull'Italia e sul confronto competitivo con i maggiori Paesi europei. Il paragrafo 5.4 riporta, infine, alcuni commenti di conclusione.

5.1 Il contesto degli scambi mondiali

L'eccezionale impulso che la produzione di energia da fonti rinnovabili ha avuto nell'ultimo scorcio di anni, si rispecchia nella crescita ancor più straordinaria che hanno registrato gli scambi internazionali dei prodotti manifatturieri ad essa relativi (FER, da ora in avanti)⁷⁸.

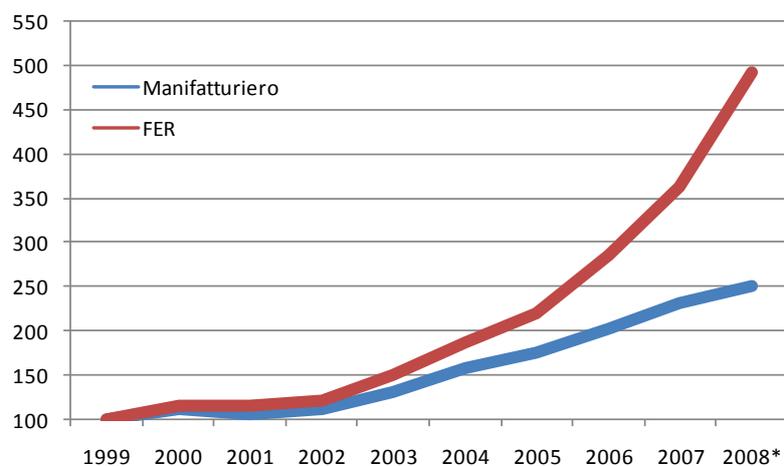
⁷⁷ Cfr. Commissione Europea, "Mainstreaming sustainable development into EU policies: 2009 Review of the European Union Strategy for Sustainable Development", COM/2009/0400. Il documento consente di apprezzare l'evoluzione compiuta dall'UE dalla cosiddetta "strategia di Lisbona" del 2000, centrata sull'obiettivo di realizzare nell'UE l'economia più competitiva e dinamica del mondo, basata sulla conoscenza e in grado di realizzare una crescita economica sostenibile con nuovi e migliori posti di lavoro, ed una maggiore coesione sociale, alla esplicitazione degli obiettivi della salvaguardia ambientale come parte integrante di un nuovo modello di sviluppo (Göteborg, 2001), approdando infine alla definizione una "strategia dell'innovazione" in chiave sempre più comprensiva degli importanti nessi esistenti tra processo di globalizzazione, competitività dei sistemi economici, uso efficiente delle risorse e salvaguardia ambientale.

⁷⁸ Nel presente lavoro, l'aggregato dei prodotti manifatturieri per le FER (Fonti di Energia Rinnovabili) comprende, in particolare, i sistemi e i componenti per il fotovoltaico, l'eolico, il solare termico, la geotermia a bassa entalpia (pompe di calore geotermiche), l'idroelettrico (distinto in grande e piccolo idroelettrico) e la combustione di biomasse solide per uso domestico.

Le statistiche del commercio estero sono fornite in base alla classificazione internazionale di massimo dettaglio merceologico disponibile, l'HS (Harmonized System) nella versione del 1996 che, per i codici di prodotto considerati, presenta la maggiore copertura di paesi dichiaranti. È importante tuttavia rilevare che nonostante il dettaglio, i codici individuati non rappresentano esclusivamente i prodotti manifatturieri relativi alle fonti di energia rinnovabili, ma comprendono in genere anche altre tipologie di prodotti ad essi affini merceologicamente anche se distinti. Nell'analisi e nell'interpretazione dei dati si deve pertanto tener conto di tale (inevitabile) approssimazione, qualificando i dati di commercio con dati e informazioni di altra fonte e tentando di focalizzare l'attenzione in primo luogo sulla competitività tecnologica ed industriale che caratterizza i vari paesi nei settori che producono i beni relativi alle FER.

Occorre, inoltre, considerare che l'aggregato FER non comprende tutti i prodotti manifatturieri associati alle fonti di energia rinnovabili. Tali prodotti sono stati esclusi qualora si sia rivelato ancora più difficile che nei casi considerati la loro identificazione nella classificazione di commercio adottata (ed è il caso degli impianti per la produzione di energia elettrica dalla geotermia ad alta e media temperatura e quelli per la produzione di biocombustibili, settori assenti nell'aggregato FER, ma anche dell'eolico, ad esempio, relativamente ad alcuni componenti come le pale dei grossi impianti e le torri), o nel caso di tecnologie ancora in fase sperimentale e pertanto di trascurabile peso nelle transazioni commerciali (solare a

Figura 5.1 – Dinamica del commercio mondiale: confronto fra manifatturiero e totale FER (1999=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Al riguardo, è particolarmente significativo il confronto con la dinamica complessiva degli scambi commerciali manifatturieri, rispetto alla quale, a partire dal 2002, inizia a delinearsi una sensibile divaricazione: tra il 2002 e il 2008 gli scambi di prodotti FER riportano un incremento medio annuo di circa il 26%, quasi il doppio di quello relativo al commercio manifatturiero, con una tendenza all'accelerazione negli anni più recenti (figura 5.1).

A quest'ultimo proposito occorre inoltre rilevare il contrasto tra il sostenuto e crescente tasso di crescita del commercio di prodotti FER e il rallentamento degli scambi commerciali manifatturieri che ha caratterizzato la contrazione del ciclo produttivo internazionale fino alla presente crisi economica⁷⁹ (figura 5.2).

Lo sviluppo del commercio di prodotti FER deve essere però apprezzato anche in ragione delle profonde differenziazioni che si sono prodotte al suo interno. Nelle sue linee generali, tali differenziazioni risultano rappresentative, in buona misura, della demarcazione esistente tra tecnologie di "prima generazione" (produzione di energia elettrica da fonte geotermica, energia idroelettrica e combustione di biomasse), ormai sfruttate da lungo tempo, e quelle di "seconda generazione" (in primo luogo "solare", sia termico che fotovoltaico, ed eolico), di più recente impiego e caratterizzate da ampi margini di crescita ulteriore⁸⁰ (figura 5.3).

concentrazione, energia da onde e maree e sistemi geotermici avanzati - *hot dry rock geothermal energy*, fra gli altri).

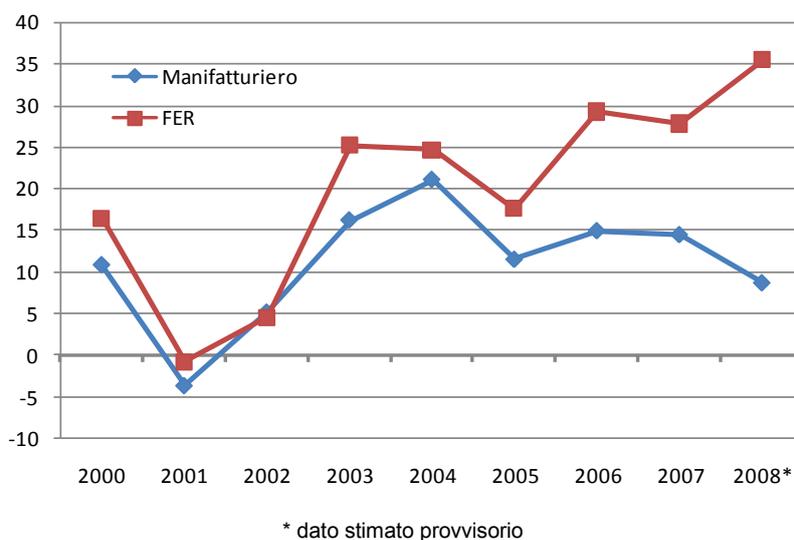
Per un approfondimento delle problematiche connesse all'individuazione dei prodotti manifatturieri relativi alle FER nelle classificazioni di commercio internazionale cfr. Steenblik, R. (2005), "Liberalisation of Trade in Renewable-Energy Products and Associated Goods: Charcoal, Solar Photovoltaic Systems, and Wind Pumps and Turbines", *OECD Trade and Environment Working Papers*, 2005/7, OECD Publishing e Steenblik, R. (2006), "Liberalisation of Trade in Renewable Energy and Associated Technologies: Biodiesel, Solar Thermal and Geothermal Energy", *OECD Trade and Environment Working Papers*, 2006/1, OECD Publishing.

⁷⁹ UNEP (2009), *Global Trends in Sustainable Energy Investment*.

⁸⁰ Seguendo la classificazione proposta dalla IEA (International Energy Agency) e dall'OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) - IEA-OECD (2007), *Renewables in global Energy supply. An IEA Fact Sheet* - è possibile definire tre generazioni di tecnologie per lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabili in funzione della maturità tecnologica raggiunta e della diffusione di impiego.

La prima generazione include un insieme di tecnologie sostanzialmente consolidate e che sono disponibili per lo sfruttamento di alcune fonti di energia rinnovabile da lungo tempo (il primo impianto al mondo per

Figura 5.2 – Tassi di crescita annui delle esportazioni nel manifatturiero e nelle FER (valori percentuali)



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Soprattutto nei Paesi a reddito più elevato, le esistenti risorse naturali legate alla produzione di energia idroelettrica e di energia elettrica geotermica sono state diffusamente sfruttate. La capacità produttiva installata di questa tipologia di impianti energetici da fonti rinnovabili non è quindi aumentata in tali Paesi nel corso degli ultimi anni⁸¹ e futuri ampliamenti sono prevalentemente affidati allo sfruttamento delle risorse esistenti nelle "economie emergenti".

L'approssimarsi ai limiti fisici produttivi per tali fonti rinnovabili (dato lo stato della tecnologia) si è riflesso sulle dinamiche del commercio internazionale delle corrispondenti produzioni FER. Fra il 1999 ed il 2008, ad esempio, gli scambi commerciali mondiali relativi all'idroelettrico, mostrano una crescita di quasi il 60% inferiore a quella registrata per il totale del manifatturiero FER.

la produzione di energia elettrica da fonte geotermica è stato quello di Larderello nel 1904, ad esempio). Fra queste troviamo, oltre alla geotermia ad alta e media temperatura, l'energia idroelettrica e la combustione di biomasse.

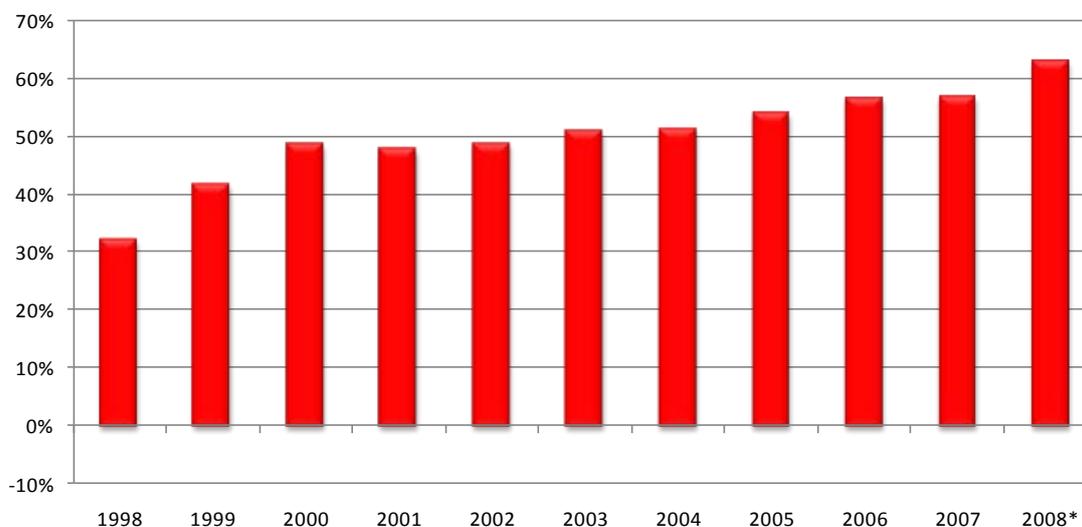
La seconda generazione include, invece, un insieme di tecnologie che solo recentemente sono divenute commerciabili e sono il frutto della R&S sviluppata negli scorsi decenni. Fra queste, l'eolico, il fotovoltaico e il solare termico in primo luogo.

Una terza generazione raggruppa, infine, un insieme di tecnologie ancora in fase sperimentale e il cui futuro sfruttamento, sebbene promettente, è allo stato attuale solo probabile. Un insieme che comprende il solare a concentrazione, lo sfruttamento delle onde e delle maree, i sistemi geotermici avanzati e una serie di sviluppi nel campo delle bioenergie, sia nello sfruttamento di nuove fonti per i biocombustibili (le alghe, ad esempio) che nell'implementazione e nello sviluppo del concetto di bioraffineria.

Dato il carattere intrinsecamente dinamico dello sviluppo tecnologico, una tale classificazione delle fonti di energia rinnovabili non può che essere contingente. Nuove soluzioni tecniche possono infatti essere continuamente proposte per rilanciare l'impiego di fonti rinnovabili che avevano già raggiunto un elevato livello di sfruttamento delle risorse disponibili. È il caso dell'energia geotermica, in cui l'adozione delle pompe di calore consente lo sfruttamento diffuso del calore della terra a bassa temperatura, e di quella idroelettrica, con gli impianti di piccola scala. In entrambi i casi non si tratta di sviluppi tecnologici particolarmente avanzati, ma di una serie di innovazioni, sia tecniche che progettuali e di rete, che consentono lo sfruttamento di importanti fonti di energia finora inutilizzate e pertanto con un ampio margine di crescita degli impieghi.

⁸¹ Nel complesso dei paesi OECD il tasso medio annuo di crescita della capacità installata fra il 2000 ed il 2007 è stato per l'idroelettrico del +0,7% e per il geotermico del -0,08%. Cfr. IEA (2009), *Renewables Information*.

Figura 5.3 – Esportazioni mondiali: quota delle FER di “seconda generazione” sul totale FER



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Andamenti del commercio internazionale relativamente deboli rispetto al complesso degli scambi manifatturieri FER possono essere d'altra parte rinvenuti, sebbene in misura meno marcata, anche nella geotermia e nell'ambito dei componenti per la produzione di energia da biomasse.

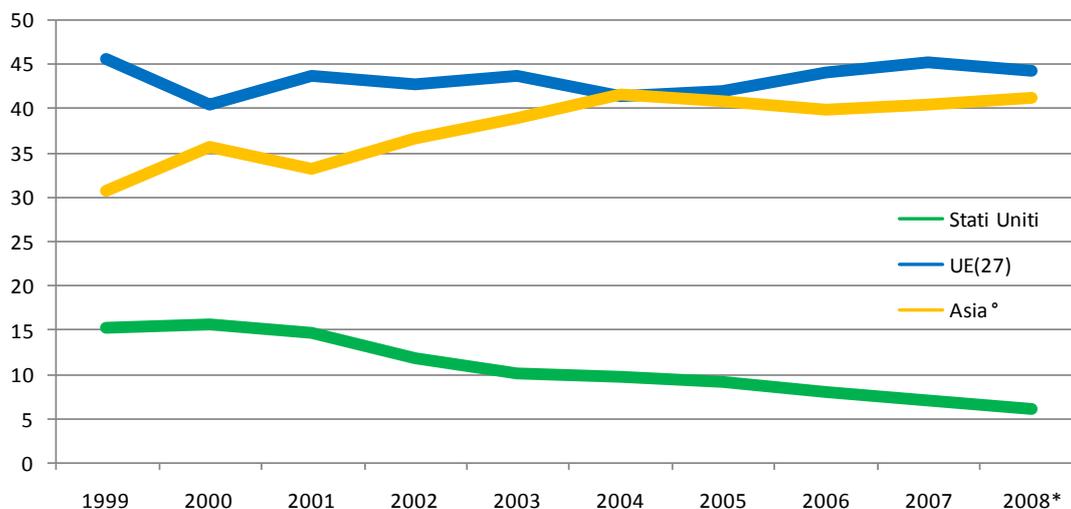
Una crescita degli scambi internazionali superiore alla media dei prodotti FER è, invece, quella registrata per il fotovoltaico e per l'eolico, in primo luogo, e in discreta misura per il solare termico, a conferma delle importanti tendenze che sono state rinvenute, sempre a livello mondiale, per gli investimenti in questi settori⁸². Nel decennio d'osservazione, le tecnologie di "seconda generazione" presentano così un raddoppio della propria quota sul totale degli scambi di prodotti FER, passando dal 32% del 1998 al 63% del 2008.

In ragione delle forti modificazioni intervenute nella dinamica e nella composizione degli scambi commerciali di prodotti FER, lo spazio del mercato internazionale è dunque oggi caratterizzato da una sostanziale prevalenza di tecnologie di "seconda generazione". Questo è un dato di rilievo in quanto testimonia dell'importanza della diffusione delle tecnologie FER secondo un processo di progressiva diversificazione⁸³, e che offre, al tempo stesso, una significativa chiave di lettura delle diverse posizioni di sviluppo produttivo e competitivo che si sono andate delineando nei maggiori Paesi industriali in risposta alla "sfida" dello sviluppo sostenibile.

⁸² UNEP (2009), op. cit.

⁸³ Le indicazioni che i dati di commercio forniscono debbono, naturalmente, essere calibrate in ragione della specifica rappresentatività dei codici HS. In linea generale l'impulso registrato dagli scambi commerciali per il fotovoltaico, tra i principali indiziati all'origine del processo di diversificazione in atto, appare coerente con la recente accelerazione della domanda che lo ha interessato. L'emergere di una progressiva diversificazione che va dalle tecnologie di prima a quelle di "seconda generazione" è d'altra parte una tendenza che può essere riscontrata anche sulla base degli andamenti dei valori della capacità installata, mentre non meno significativi sono gli sviluppi relativi all'attività innovativa che ruota intorno a queste produzioni e che appare efficacemente documentata dagli andamenti delle statistiche sui brevetti (cfr. OECD, 2008, *Environmental Policy, Technological Innovation and Patents*).

Figura 5.4 – Dinamica della quota percentuale di esportazioni mondiali nelle FER per le principali aree geografiche



^o Giappone, NICs, NECs e Cina

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

L'estensione della globalizzazione produttiva e la comparsa di nuovi e importanti competitori sulla scena internazionale, Cina in testa, rappresentano per lo scenario geo-economico degli scambi di prodotti FER un primo rilevante punto di osservazione.

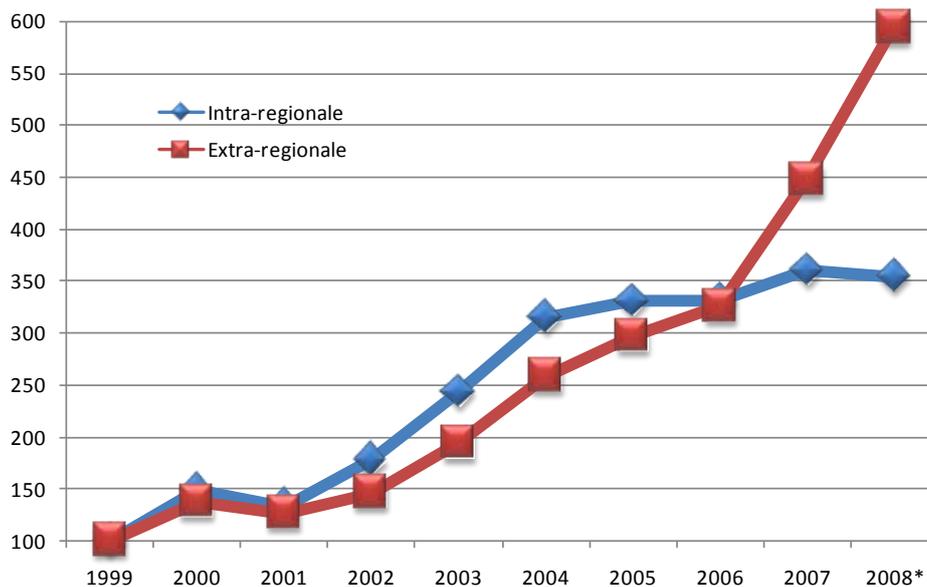
Le quote sulle esportazioni mondiali di prodotti FER appaiono in costante aumento e particolarmente dinamiche per i Paesi dell'area asiatica (comprensiva, quanto a rilevanza dei segmenti produttivi analizzati, di Giappone, Cina, NICs e NECs⁸⁴) con una crescita nel decennio di quasi il 35%, arrivando nel 2008 a coprire circa il 41,2% delle esportazioni mondiali di tecnologie FER. Relativamente stabile si mantiene, per contro, la quota di esportazioni dell'Europa (a 27 membri), oscillante intorno ad un valore del 45% con solo una lieve riduzione (3%) nel decennio d'osservazione, mentre la quota degli Stati Uniti segna una flessione nella misura del 60%, passando tra il 1999 e il 2008 dal 15,2% al 6,1% (figura 5.4).

Nel complesso, l'assetto geo-economico del commercio di prodotti FER appare caratterizzato da un sensibile aumento della proiezione internazionale dell'area asiatica, ben delineata dal forte sviluppo del commercio extra-regionale, soprattutto a partire dal 2006 (figura 5.5), oltre che dall'evoluzione della specializzazione commerciale nelle esportazioni di prodotti FER rispetto all'export manifatturiero, positiva e crescente già dalla fine degli anni 90 (figura 5.6).

Questo processo di espansione mondiale del peso dell'area asiatica si realizza parallelamente ad una consistente ristrutturazione interna degli equilibri sia regionali che settoriali.

⁸⁴ Nei NICs (*Newly Industrialized Countries*) asiatici sono compresi Taiwan, Sud Corea, Singapore e Hong Kong, mentre nei NECs (*Newly Emerging Countries*) asiatici vi sono Malaysia, Indonesia, Thailandia e Filippine.

Figura 5.5 – Dinamica delle esportazioni FER intra ed extra-regionali dell'area asiatica ° (1999=100)

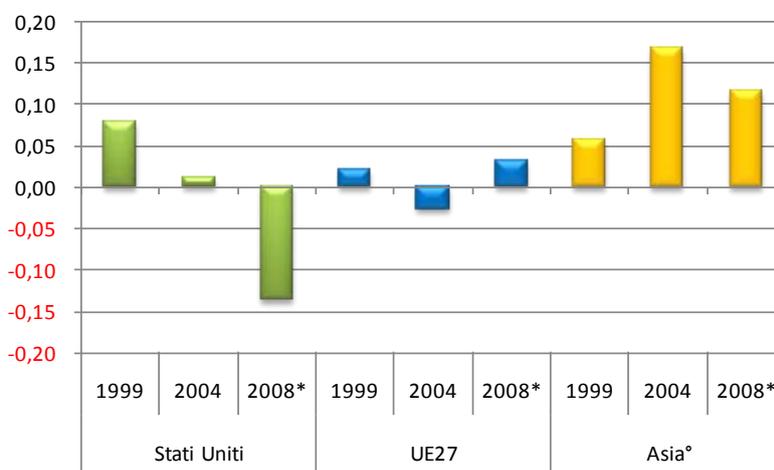


° Giappone, NICs, NECs e Cina

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Figura 5.6 – Indice di specializzazione ^ nelle esportazioni FER rispetto al manifatturiero delle principali aree geografiche mondiali



^ L'indice di specializzazione utilizzato è l'indice di Balassa normalizzato fra -1 e +1. Indicando con x_{fer} e con x_{man} la quota mondiale dell'area rispettivamente nelle esportazioni FER ed in quelle manifatturiere, l'indice di specializzazione normalizzato viene calcolato come:

$$Isp = \frac{\frac{x_{fer}}{x_{man}} - 1}{\frac{x_{fer}}{x_{man}} + 1}$$

° Giappone, NICs, NECs e Cina

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

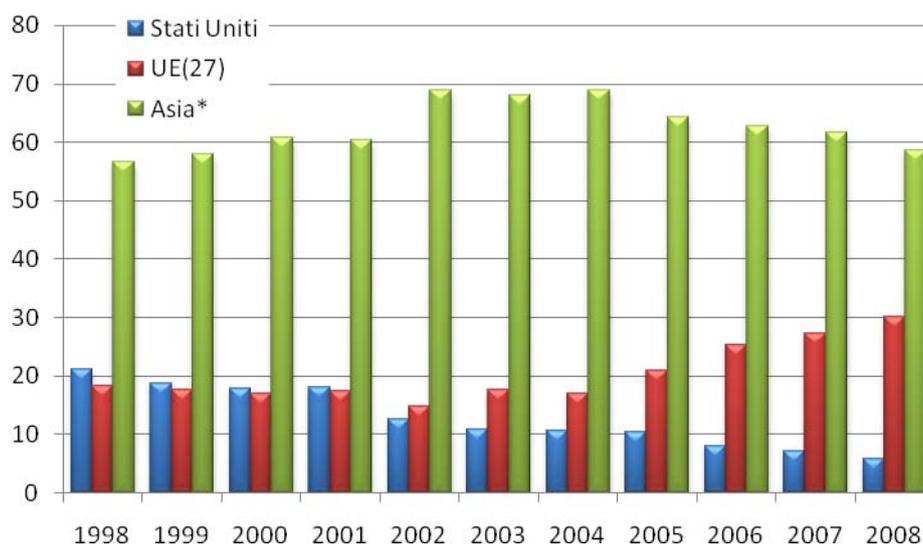
Sul fronte delle esportazioni, alla forte presenza del Giappone, base di numerose imprese multinazionali e "fulcro" storico dello sviluppo tecnologico dell'area, si accompagna infatti, e in parte si sostituisce, la progressiva crescita di quella dei NICs, dei NECs e soprattutto della Cina.

L'analisi della composizione settoriale delle esportazioni mette inoltre in evidenza come l'eccezionale dinamica commerciale registrata per il comparto FER nell'area asiatica sia essenzialmente trainata dal fotovoltaico. Nel 2008 quest'ultimo arriva a coprire più del 70% delle esportazioni di prodotti FER del Giappone, e costituisce quasi l'80% per l'insieme degli altri Paesi del sud-est asiatico considerati.

Sempre nell'area asiatica va, infine, considerato il caso dell'India che, se nel complesso del commercio dei prodotti FER mantiene un ruolo sostanzialmente periferico con una quota di export che, pur crescente, non supera il 2% nel 2008, si impone all'attenzione per il peso acquisito negli ultimissimi anni nel commercio legato all'eolico, conseguendo sempre nel 2008 una quota pari a quasi il 12% delle esportazioni mondiali. Un risultato ottenuto dalla combinazione di una decisa politica di sviluppo dell'eolico sul territorio indiano e dell'attività di protagonisti emergenti industriali di caratura mondiale⁸⁵.

L'area della UE(27) si contraddistingue, al contrario, per una minore polarizzazione settoriale delle esportazioni rispetto ai Paesi asiatici e per una progressiva crescita di peso nella loro composizione di tutte le tecnologie di "seconda generazione". La specializzazione commerciale si conferma positiva in tutte le tecnologie FER considerate (con un picco nella geotermia) tranne che nel fotovoltaico, nonostante il consistente miglioramento registrato dalle quote di export negli ultimi anni (figura 5.7).

Figura 5.7 – Dinamica della quota percentuale di esportazioni mondiali nel fotovoltaico per le principali aree geografiche

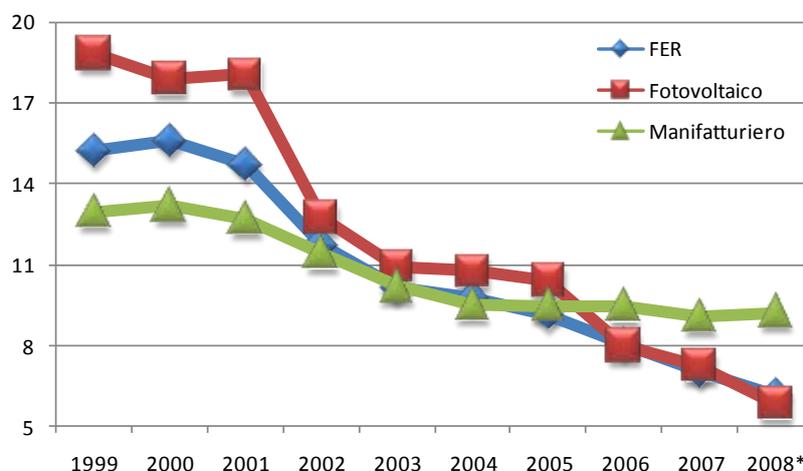


* Giappone, NICs, NECs e Cina

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

⁸⁵ Ad esempio la Suzlon Energy Limited, terzo produttore di turbine eoliche al mondo e *market leader* in Asia.

Figura 5.8 – Quote percentuali degli Stati Uniti sulle esportazioni mondiali nel manifatturiero, nelle FER e nel fotovoltaico



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

In posizione intermedia si collocano, infine, gli Stati Uniti, che mantengono una composizione delle esportazioni sostanzialmente stabile nel tempo, con solo un leggero aumento del contributo del fotovoltaico. La stabilità della composizione settoriale delle esportazioni FER va però probabilmente collegata anche alla limitata attenzione riservata dalle policy energetiche federali dell'ultimo decennio allo sviluppo delle tecnologie per fonti rinnovabili a seguito della non sottoscrizione del Protocollo di Kyoto⁸⁶, come d'altra parte ben si evince dalle consistenti riduzioni di quote dell'export registrate nei segmenti più dinamici delle FER (figura 5.8).

Le evidenze fin qui riportate confermano, in definitiva, come la domanda per una produzione alternativa dell'energia stia alimentando una trasformazione delle strategie di sviluppo tecnologico a livello mondiale, con accenti variabili che debbono essere letti tanto alla luce delle preesistenti specializzazioni dei diversi Paesi ed aree, quanto in funzione dell'evoluzione della frontiera tecnologica della "clean-energy" e degli indirizzi di policy elaborati dalle varie autorità governative. Emblematici sono, in questo senso, i casi dell'area asiatica e di quella europea.

Nel primo caso, il rafforzamento di un vantaggio competitivo nel fotovoltaico appare coerente con il radicamento di preesistenti competenze tecnologiche nella microelettronica (entrambe basate sui semiconduttori e sul silicio)⁸⁷, mentre, nel secondo caso, si assiste a una progressiva diversificazione delle esportazioni a vantaggio di pressoché tutte le tecnologie di seconda generazione (eolico e, in accelerazione, fotovoltaico).

⁸⁶ Uno dei pochi segmenti nell'ambito delle fonti di energia rinnovabili che hanno ricevuto attenzione dal governo Federale, anche in termini di fondi, è quello dei biocombustibili, che non è incluso nell'aggregato FER oggetto di studio. La produzione di etanolo ha assorbito il 58% dei sussidi che il governo federale degli Stati Uniti ha destinato nel periodo 2002-2008 alle fonti rinnovabili (cfr. Environmental Law Institute (2009), *Estimating U.S. Government Subsidies to Energy Sources: 2002-2008*).

⁸⁷ Si pensi alle multinazionali giapponesi Sharp e Kyocera, rispettivamente secondo e terzo produttore di pannelli fotovoltaici al mondo nel 2007, e alla Motech cinese, quinto produttore seguito dalla Sanyo, sempre giapponese. La compresenza della microelettronica nei codici di commercio relativi al fotovoltaico consente d'altra parte di effettuare una lettura non distorta delle competenze tecnologiche che si sono andate sviluppando nell'area asiatica.

Tabella 5.1 – Saldi commerciali nelle tecnologie FER nei principali Paesi ed aree (migliaia di dollari correnti)

	Stati Uniti			Giappone		
	1999	2004	2008	1999	2004	2008
Biomasse	-61.143	-242.080	-328.455	-12.755	-20.079	-25.750
Idroelettrico	30.551	-9.011	1.311	79.534	429	45.710
Geotermia	809.087	519.070	203.878	627.876	549.730	1.169.514
Solare Termico	-74.473	-129.863	-258.801	360	-3.525	11.698
Fotovoltaico	-274.880	142.586	-395.980	1.213.934	3.627.111	4.777.490
Eolico	-131.508	-38.197	-2.657.013	-27.673	-112.202	295.171
	Cina			UE(27)		
	1999	2004	2008	1999	2004	2008*
Biomasse	55.444	216.718	359.493	-10.686	64.210	226.759
Idroelettrico	-40.026	-44.287	124.449	211.667	191.990	210.342
Geotermia	-210.809	-551.885	27.854	655.694	999.831	4.054.821
Solare Termico	-129	8.762	130.480	85.318	133.565	363.484
Fotovoltaico	-147.304	-1.419.435	7.366.385	-400.668	-1.812.897	-7.312.433
Eolico	-32.476	-93.098	21.571	403.923	486.826	1.741.719

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Nel caso degli Stati Uniti è rilevante, invece, cogliere la sostanziale e crescente despecializzazione nell'export come nell'import di prodotti FER, dovuta alla scarsa promozione nel Paese delle energie rinnovabili. Alcuni segnali di inversione possono essere tuttavia colti soprattutto nel 2007-2008. La capacità installata per la produzione di energia eolica è cresciuta fortemente, con tassi di oltre il 40% annuo sia nel 2007 che nel 2008, consentendo agli Stati Uniti di diventare il primo mercato mondiale per i prodotti manifatturieri legati all'eolico e di superare nel 2008 la Germania per capacità installata.

Ulteriori indicazioni possono essere tratte dall'analisi dei saldi commerciali per i diversi prodotti FER (tabella 5.1). Tale analisi consente, fra l'altro, di catturare alcuni importanti effetti di penetrazione tecnologica, come dimostra il caso del fotovoltaico nell'area europea, soprattutto dal 2003, periodo nel quale in molti Paesi è stato dato l'avvio a diverse politiche di incentivazione per questo tipo di tecnologia⁸⁸. In tale comparto, la posizione commerciale dell'UE(27) presenta, infatti, saldi sempre più deficitari, come conseguenza di un sostenuto aumento delle importazioni (oltre il 50% del totale mondiale nel 2008, pari ad un più che raddoppio rispetto al valore del 2003) trainate dalla crescita della domanda interna.

Al tempo stesso, è importante sottolineare come la crescita della domanda interna abbia rappresentato per alcuni Paesi la spinta di base per la creazione di piattaforme produttive nazionali, seguita dal miglioramento della specializzazione commerciale, soprattutto a partire dal biennio 2005-2006, come verrà mostrato con ampio dettaglio più avanti.

⁸⁸ A riferimento generale si rimanda alla Direttiva Europea "Energia intelligente" 1230/2003/CE.

Tabella 5.2 – Indice di specializzazione[^] normalizzato nei vari segmenti delle tecnologie FER nei principali Paesi ed aree

	Stati Uniti			Giappone		
	1999	2004	2008	1999	2004	2008
Biomasse	-0,36	-0,36	-0,59	-0,99	-1,00	-0,99
Idroelettrico	-0,16	-0,42	-0,41	0,25	-0,65	-0,16
Geotermia	0,09	0,05	-0,04	0,14	0,16	0,14
Solare Termico	-0,07	-0,29	-0,24	-0,95	-0,79	-0,83
Fotovoltaico	0,18	0,06	-0,22	0,58	0,67	0,44
Eolico	-0,86	-0,60	-0,91	-1,00	-0,99	0,21
FER	0,08	0,01	-0,20	0,33	0,49	0,32
	Cina			UE(27)		
	1999	2004	2008	1999	2004	2008*
Biomasse	0,52	0,49	0,28	0,18	0,16	0,22
Idroelettrico	-0,07	-0,46	0,27	0,09	0,15	0,00
Geotermia	-0,17	-0,04	-0,13	0,12	0,15	0,17
Solare Termico	-0,91	-0,75	-0,33	0,16	0,17	0,23
Fotovoltaico	-0,17	-0,20	0,44	-0,43	-0,44	-0,17
Eolico	-1,00	-1,00	-0,47	0,38	0,38	0,26
FER	-0,16	-0,11	0,27	0,02	-0,03	0,03

[^] Cfr. nota [^] della Fig. 5.6

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

È evidente, in definitiva, come nello sviluppo competitivo delle tecnologie FER l'Europa rappresenti un caso di forte interesse.

Tale area, che solo a partire dalla seconda metà degli anni 90 ha iniziato a ridurre il proprio gap tecnologico rispetto a Stati Uniti e Giappone, sta mostrando, come detto, un forte dinamismo nei piani di sviluppo tecnologico energetico-ambientale⁸⁹, che sempre più si va rivelando nelle dinamiche del commercio internazionale con forti assestamenti degli scambi e con correzioni anche significative degli indici di vantaggio comparato in tutte le tecnologie considerate (tabella 5.2).

La trasformazione dell'Europa non può, tuttavia, essere sufficientemente compresa se non attraverso la lettura dei cambiamenti più significativi che hanno investito i singoli Paesi e le aree che la compongono e che segnano la complessa evoluzione dell'intera regione nella promozione delle energie rinnovabili.

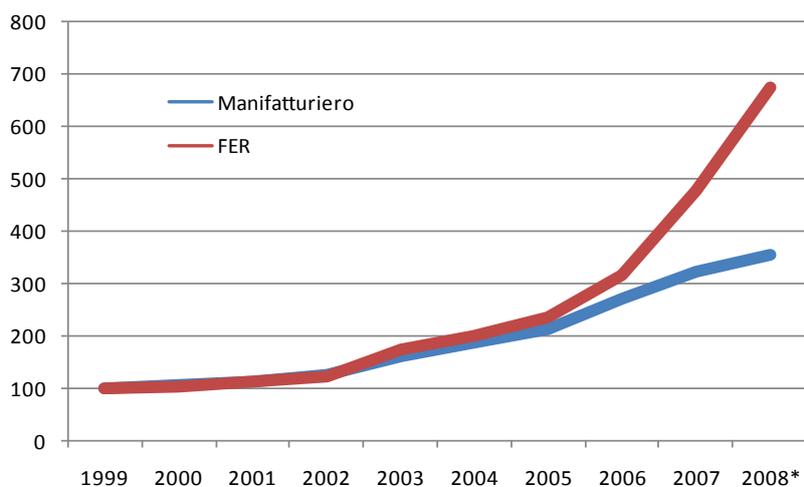
⁸⁹ "Mainstreaming sustainable development into EU policies: 2009 Review of the European Union Strategy for Sustainable Development", op.cit.

5.2 Sviluppo e competitività delle tecnologie FER in Europa

Nella dinamica degli scambi commerciali di prodotti FER dell'UE(27), un passaggio fondamentale è rappresentato dallo sviluppo dei Paesi del cosiddetto "allargamento ad Est" (figura 5.9).

Il fenomeno presenta una sostanziale continuità nell'ambito delle esportazioni, che tra il 1999 e il 2008 per questi Paesi passano da una quota del 3,7% ad una dell'8% delle esportazioni europee nelle FER in linea con l'andamento della corrispondente quota delle esportazioni manifatturiere (figura 5.10).

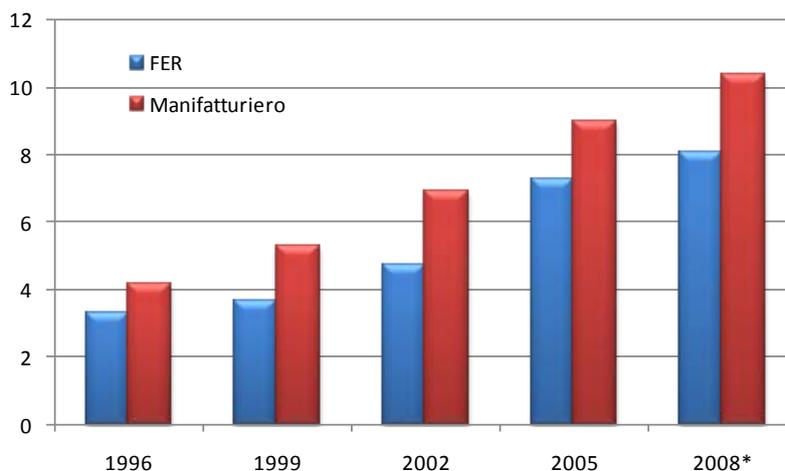
Figura 5.9 – Dinamica delle esportazioni dell'UE(15) verso i nuovi 12 membri dell'Unione Europea nel manifatturiero e nelle FER (1999=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

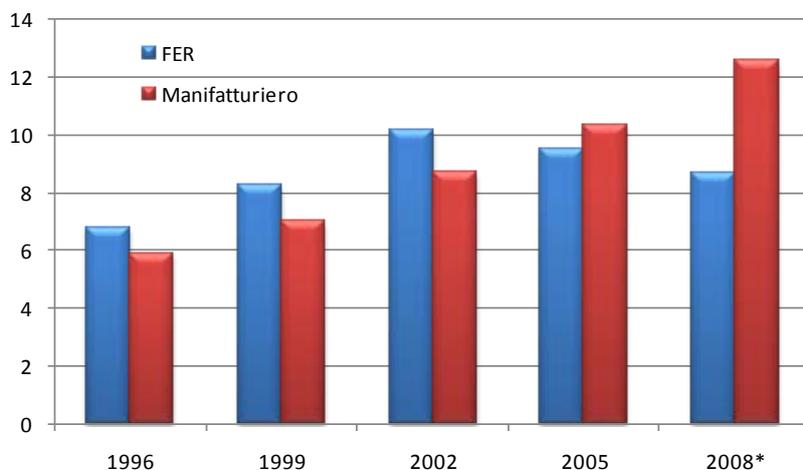
Figura 5.10 – Quota percentuale delle esportazioni dei nuovi 12 Paesi membri sul totale dell'UE(27) nel manifatturiero e nelle FER



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Figura 5.11 – Quota percentuale delle importazioni dei nuovi 12 Paesi membri sul totale dell'UE(27) nel manifatturiero e nelle FER



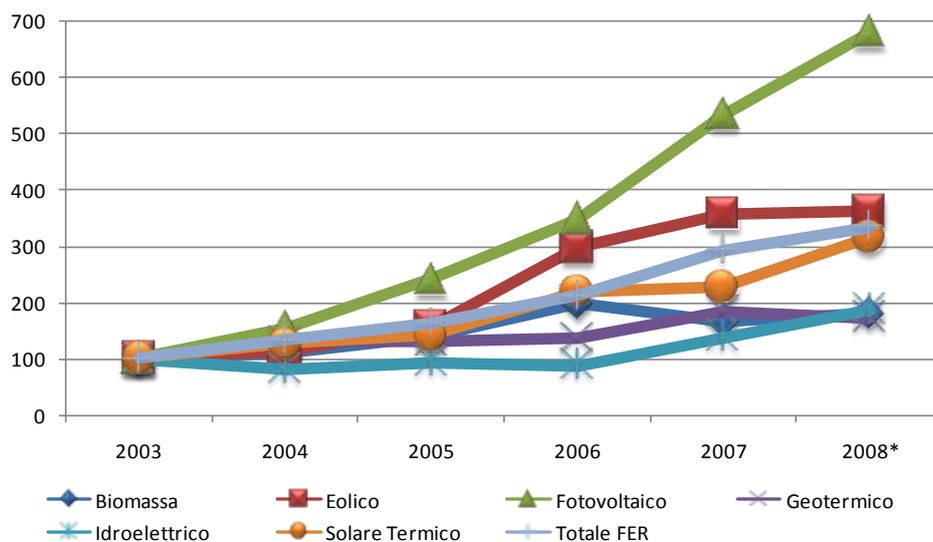
* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Per quanto riguarda le importazioni emerge, invece, una significativa inversione di tendenza a partire dal 2004, con una diminuzione della quota sul totale dell'UE(27), che passa dall'11,7%, del 2003, all'8,8% del 2008 (figura 5.11).

Tale dinamica riflette l'accelerazione subita dalle importazioni di prodotti FER dei Paesi dell'UE(15), che interessa tutte le componenti dell'aggregato sebbene in diversa misura (figura 5.12).

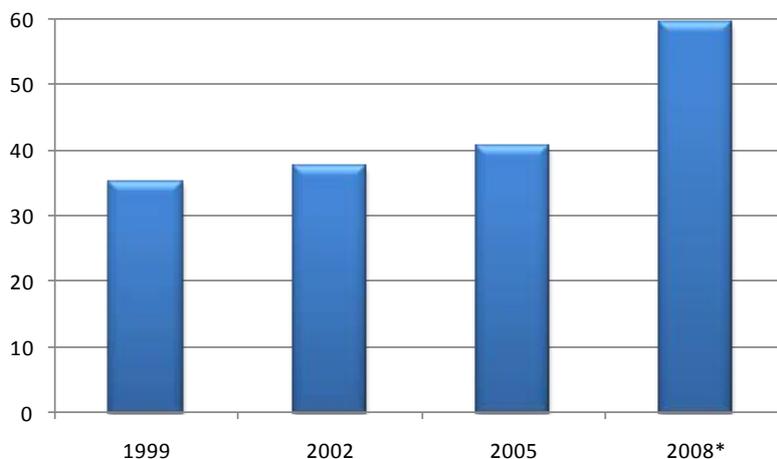
Figura 5.12 – Dinamica delle importazioni dell'UE(15) per l'aggregato FER e per i settori che lo compongono (1996=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Figura 5.13 – Quota percentuale di importazioni FER di “seconda generazione” sul totale FER dell’UE(15)

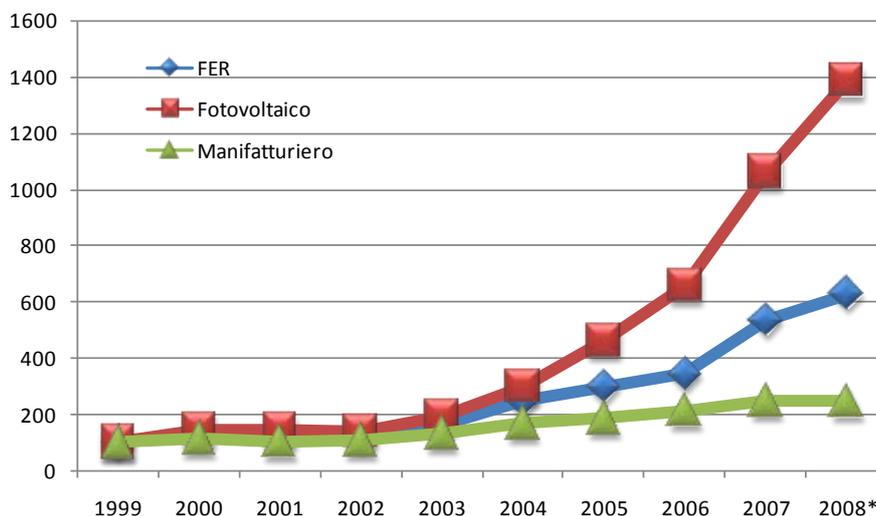


* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

La dinamica più intensa delle importazioni nell’UE(15) si riscontra naturalmente per le tecnologie di “seconda generazione” (figura 5.13), in particolare per il fotovoltaico con forti afflussi dall’area asiatica (oltre il 75% delle importazioni extra UE(15) provengono da quest’area) (figura 5.14), ma anche per l’eolico e il solare termico.

Figura 5.14 – Dinamica delle importazioni dell’UE(15) dai Paesi dell’Asia° nel manifatturiero, nelle FER e nel fotovoltaico (1999=100)



° Giappone, NICs, NECs e Cina

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

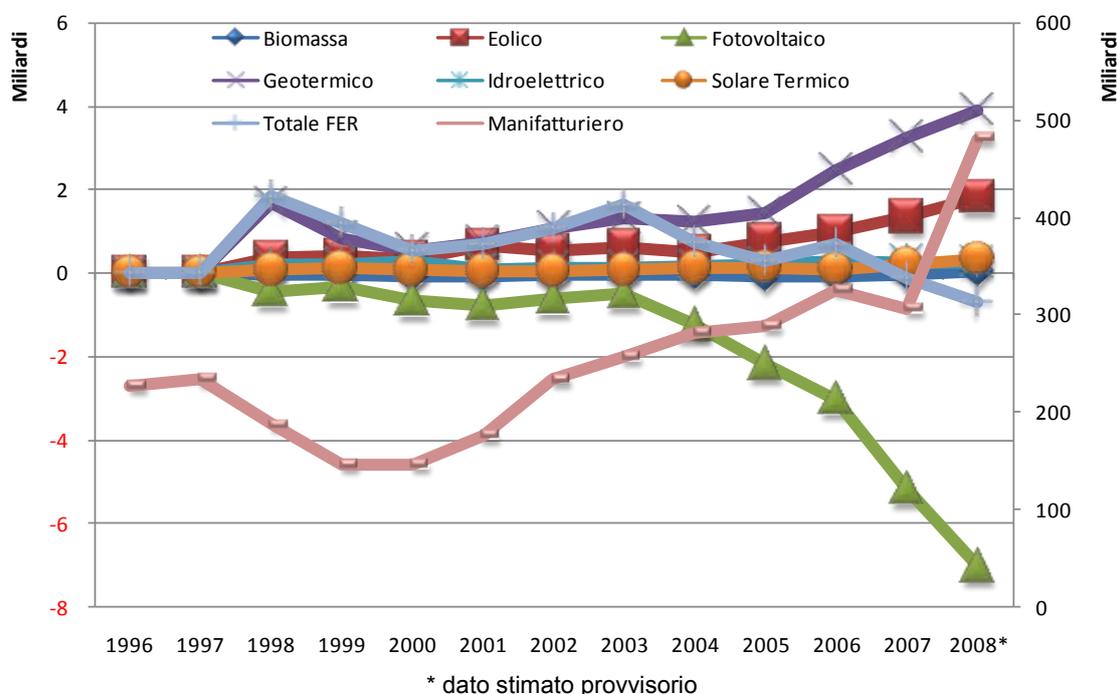
Una valutazione più approfondita delle dinamiche di importazione che nell'ultimo quinquennio hanno caratterizzato gli scambi commerciali di prodotti FER nell'UE(15) è, inoltre, possibile esaminando la distribuzione percentuale dei flussi di import tra i diversi Paesi (tabella 5.3, pagina successiva), con particolare riferimento alle tecnologie "di seconda generazione".

Tale distribuzione rivela, infatti, una sostanziale coerenza con quella relativa alla potenza installata per tipo di tecnologia. Questo dato assume un particolare interesse se correlato all'evoluzione della politica energetica nei principali Paesi europei: come già accennato, la spinta propulsiva che ha investito il settore delle rinnovabili, si è andata riflettendo in straordinari incrementi della domanda di prodotti FER con immediati ed importanti effetti sull'aumento delle importazioni per il rapido esaurimento della capacità produttiva nazionale esistente.

Tuttavia, questi effetti tendono a rivelarsi temporanei laddove lo stimolo di domanda, sostenuto da adeguate politiche industriali, riesce ad attivare un incremento degli investimenti in nuova capacità produttiva localizzata sul territorio nazionale. Il fenomeno è particolarmente evidente nel caso del fotovoltaico dove iniziano a delinearsi situazioni di minor reattività delle importazioni rispetto ad incrementi della capacità installata (come è nel caso della Germania).

L'effetto complessivo di queste tendenze commerciali resta comunque degno di attenzione: a partire dal 2003, si denota una forte correzione del positivo saldo commerciale registrato dall'UE(15) nei prodotti FER (in cui un ruolo di primo piano è svolto dal contributo dell'eolico) fino al conseguimento di un deficit nel 2007 e di un suo peggioramento nel 2008 (figura 5.15).

Figura 5.15 – Saldi commerciali dell'UE(15) nel manifatturiero (asse destro) e nelle FER (asse sinistro) in dollari USA correnti



Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Tabella 5.3 – Distribuzione percentuale nell'UE(15) delle variazioni fra il 2004 e il 2008 della capacità produttiva installata e delle importazioni nelle fonti di energia rinnovabili di “seconda generazione”

Eolico		
	Quota della nuova capacità produttiva installata (MW) 2004-2008	Quota delle maggiori importazioni nell'UE(15) 2004-2008*
Austria	1,30	0,25
Belgio	0,97	3,21
Danimarca	0,21	0,00
Finlandia	0,20	0,02
Francia	10,11	10,22
Germania	24,38	13,08
Grecia	1,74	0,21
Irlanda	2,22	1,66
Italia	8,75	14,44
Lussemburgo	0,03	0,02
Paesi Bassi	3,84	8,33
Portogallo	7,84	5,96
Spagna	28,41	12,82
Svezia	1,94	0,72
Regno Unito	8,04	29,07
Unione Europea (15)	100,00	100,00

Fotovoltaico		
	Quota della nuova capacità produttiva installata (MWp) 2004-2008	Quota delle maggiori importazioni nell'UE(15) 2004-2008*
Austria	0,13	0,94
Belgio	0,85	2,33
Danimarca	0,01	0,03
Finlandia	0,02	0,07
Francia	0,85	2,19
Germania	52,44	17,88
Grecia	0,17	0,17
Irlanda	0,00	0,08
Italia	3,49	4,61
Lussemburgo	0,01	0,01
Paesi Bassi	0,07	0,64
Portogallo	0,79	0,36
Spagna	40,93	67,70
Svezia	0,05	1,15
Regno Unito	0,16	1,85
Unione Europea (15)	100,00	100,00

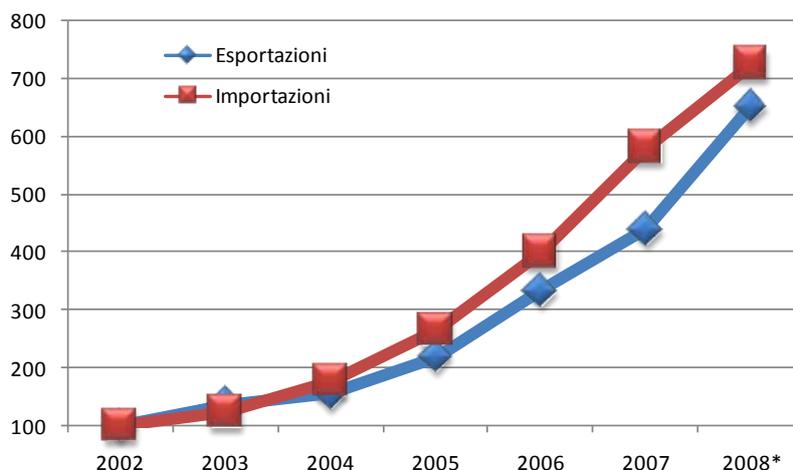
Solare termico		
	Quota della nuova capacità produttiva installata (MWh) 2004-2008	Quota delle maggiori importazioni nell'UE(15) 2004-2008*
Austria	12,94	11,25
Belgio	1,89	2,53
Danimarca	0,85	0,95
Finlandia	0,11	0,30
Francia	7,52	11,35
Germania	42,35	36,49
Grecia	8,63	1,48
Irlanda	0,59	1,88
Italia	9,58	11,20
Lussemburgo	0,00	0,24
Paesi Bassi	1,65	1,87
Portogallo	2,32	2,48
Spagna	8,46	11,24
Svezia	1,35	2,47
Regno Unito	1,75	4,27
Unione Europea (15)	100,00	100,00

* Il dato relativo alle importazioni per il 2008 contiene una stima per il valore della Spagna. Tale stima differisce da quella utilizzata per tutte le altre statistiche di commercio in quanto in questo caso la stima è stata ottenuta regredendo le importazioni sulla capacità installata nel Paese. Nelle statistiche sul commercio in genere tale operazione (che fornisce un dato più realistico) non è stata possibile in quanto non si disponeva per le esportazioni di un indicatore alternativo sulla dinamica del singolo settore FER altrettanto affidabile e pertanto l'operazione avrebbe falsato i dati sui saldi.

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Nell'UE(15), il progressivo adeguamento dell'“offerta tecnologica” nel fotovoltaico ha dato d'altro canto impulso alla dinamica delle esportazioni relative alle FER di “seconda generazione” (figura 5.16), contribuendo ad una ulteriore accelerazione del complesso delle esportazioni di prodotti FER rispetto al totale manifatturiero, soprattutto nel corso degli ultimi cinque anni (2004-2008). L'analisi puntuale della specializzazione commerciale nelle esportazioni di prodotti FER a livello dei singoli Paesi dell'UE(15) può fornire ulteriori indicazioni sull'evoluzione dell'assetto competitivo di cui si è detto. Questo processo deve, in particolare, essere analizzato e valutato intorno al più generale fenomeno di riequilibrio della specializzazione all'export dei Paesi dell'UE(15) nei diversi prodotti FER (figura 5.17).

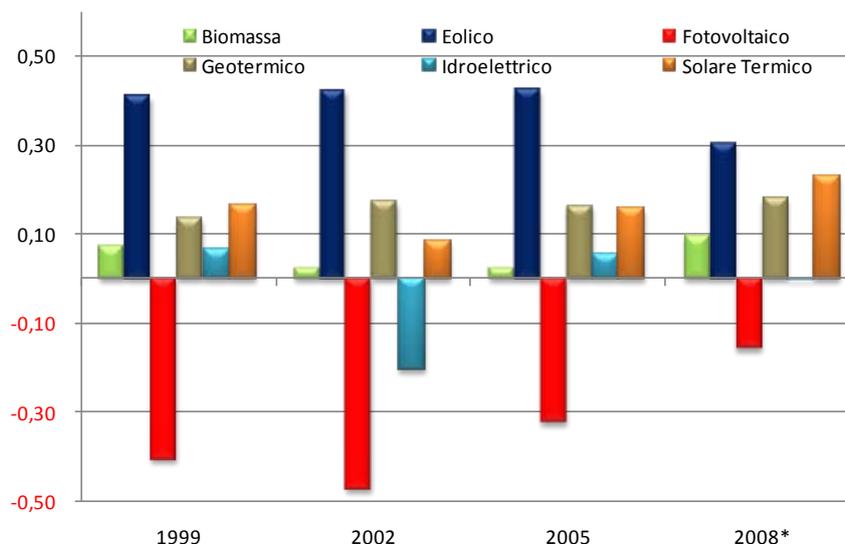
Figura 5.16 – Confronto fra la dinamica delle importazioni e delle esportazioni dell'UE(15) nelle tecnologie FER di “seconda generazione” (2002=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Figura 5.17 – Indice di specializzazione ^ dell'UE(15) nelle esportazioni di FER rispetto al manifatturiero



^ Cfr. nota ^ della Figura 5.6 * dato stimato provvisorio

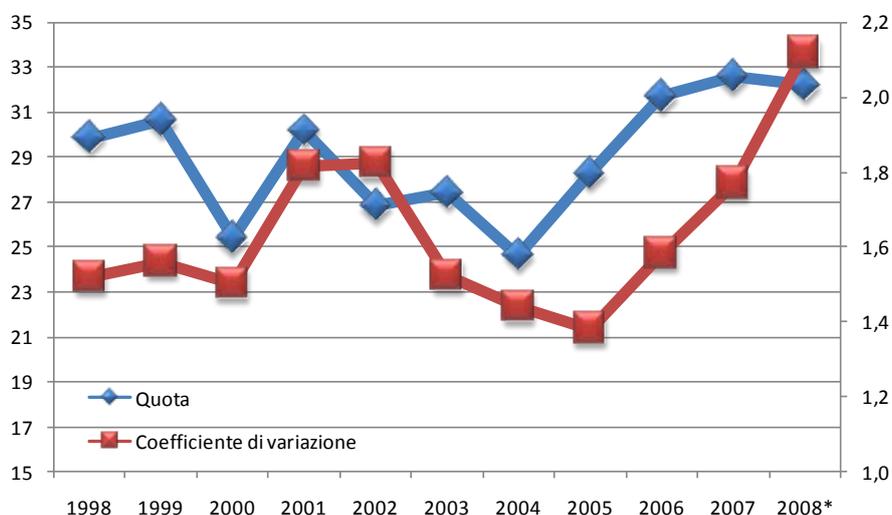
Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Si notano fenomeni di rafforzamento concentrati in parte intorno ai segmenti di più recente sviluppo delle tecnologie di prima generazione (soprattutto il piccolo idroelettrico, l'interesse per il quale è cresciuto in relazione al minor impatto ambientale e ad una intrinseca maggiore compatibilità con la progettazione di reti di generazione distribuite), in parte intorno alle tecnologie del solare termico e soprattutto del fotovoltaico per il quale si è realizzato il netto recupero competitivo di cui si è già detto.

Al mutamento di tale assetto non hanno, tuttavia, contribuito tutti i Paesi europei in ugual misura (figura 5.18). Decisiva è stata la crescente competitività conseguita da alcuni Paesi. Fra questi emerge in particolare la Germania, fortemente attiva in tutti i segmenti delle FER, soprattutto in quelle di "seconda generazione" con forti incrementi delle quote di export e della specializzazione commerciale. Contributi non meno significativi sono derivati, comunque, da diversi dei restanti Paesi membri e degno di nota appare a tal proposito il sempre maggiore riequilibrio all'interno dell'UE(15) delle quote di export relative alle singole tecnologie di "seconda generazione". Nell'ambito del solare fotovoltaico, la Germania, l'Austria, il Regno Unito e la Svezia hanno riportato un sensibile miglioramento della propria quota sulle esportazioni mondiali e un incremento della specializzazione commerciale (tabella 5.4).

Un caso particolarmente interessante è inoltre quello della Svezia, dove il governo fin dal 1996 ha promosso un programma di R&S sul fotovoltaico, finanziandolo nel 2004 con oltre 7,5 milioni di euro, con il fine di contribuire alla sostenibilità del sistema energetico ed alla competitività economica nazionale.

Figura 5.18 – Andamento della quota percentuale dell'UE(15) sulle esportazioni mondiali di FER di "seconda generazione" e del coefficiente di variazione^{oo} rispetto alle quote dei singoli Paesi dell'UE(15)



^{oo} Si ricorre al coefficiente di variazione (CV) nei casi in cui si deve confrontare la variabilità di un carattere in collettivi diversi, ad esempio, per grandezza media. In questo modo la variabilità è relativa alla media aritmetica e non è più espressa nell'unità di misura del carattere, ma da un numero puro. Il coefficiente di variazione è in genere espresso percentualmente e viene calcolato come:

$$CV = \frac{\sigma}{|M|}$$

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Tabella 5.4 – Quote percentuali mondiali delle esportazioni nel fotovoltaico dei Paesi dell'UE(15)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Austria	0,22	0,39	0,39	0,26	0,27	0,30	0,32	0,97	1,31	1,36	1,23
Belgio	0,53	1,10	0,81	1,20	0,99	1,23	1,02	1,42	2,14	1,86	1,97
Danimarca	0,51	0,24	0,22	0,24	0,20	0,16	0,16	0,14	0,15	0,08	0,07
Finlandia	0,09	0,08	0,07	0,07	0,09	0,08	0,10	0,11	0,14	0,13	0,10
Francia	1,90	1,18	0,98	1,35	1,25	1,08	1,26	1,31	1,13	1,01	1,07
Germania	8,40	7,59	7,48	8,77	7,30	8,06	7,28	7,94	10,81	13,31	15,56
Grecia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01	0,00	0,01
Irlanda	0,07	0,05	0,04	0,05	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
Italia	0,54	0,43	0,42	0,62	0,53	0,43	0,50	0,65	0,60	0,37	0,67
Lussemburgo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,02	0,13	0,06	0,02	0,05
Paesi Bassi	1,53	1,53	1,58	0,00	0,00	1,65	1,17	1,95	1,34	1,82	1,27
Portogallo	0,00	0,05	0,02	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,03	0,08	0,19
Spagna	0,61	0,74	0,74	1,27	1,83	2,03	2,19	1,71	1,28	0,73	0,78 *
Svezia	1,01	0,89	0,64	0,49	0,35	0,48	0,75	0,91	1,16	1,06	1,56
Regno Unito	2,81	3,18	2,90	2,35	1,51	1,69	1,64	2,45	2,56	2,80	2,60

* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Più recentemente, questo programma di ricerca sembra aver contribuito alla nascita di un'industria locale (anche grazie ad una serie di accordi internazionali), con una produzione di moduli fotovoltaici che è cresciuta dal 2007 al 2008 del 164% e che, date le ridotte dimensioni del mercato domestico, viene quasi integralmente esportata⁹⁰.

Pur non disponendo dei dati commerciali al 2008, non deve essere, infine, tralasciata, la buona posizione competitiva conseguita dalla Spagna. L'importanza di questo Paese nel mercato del fotovoltaico si è confermata in detto anno sia in termini di capacità produttiva, con una crescita soprattutto nel segmento dei moduli fotovoltaici⁹¹, sia in termini di domanda, divenendo nel 2008 il mercato con la maggiore espansione al mondo (in un solo anno la capacità installata è aumentata da 459 MWp ad oltre 3400 MWp)⁹².

Relativamente al solare termico, sebbene a livello mondiale e in termini di volumi il mercato sia concentrato nella Repubblica Popolare Cinese⁹³, l'Europa mantiene una

⁹⁰ Cfr. IEA-PVPS (2008), *National Survey Report of PV power applications in Sweden*.

⁹¹ IEA-PVPS (2009), *Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008*.

⁹² Cfr. EurObserv'ER (2009), "Photovoltaic Barometer", in *Systèmes Solaires - le journal du photovoltaïque*, n° 1. Il megawatt di picco (MWp) è la potenza, in megawatt, di picco del dispositivo fotovoltaico. L'output di tali dispositivi varia ampiamente con i livelli di insolazione e di altre condizioni, e in media sarà generalmente inferiore a quello di picco. La straordinaria espansione della domanda spagnola del 2008 rischia, fra l'altro, di compromettere il trend di crescita del mercato del fotovoltaico mondiale per i prossimi due anni, avendo spinto le autorità iberiche a rivedere la loro politica di incentivo al settore e non sembrando disponibili, a breve termine, mercati altrettanto dinamici che possano sostituire quello spagnolo.

⁹³ Il caso del mercato cinese per il solare termico è emblematico delle cautele che vanno impiegate nell'utilizzo dei dati sui flussi commerciali come proxy dei livelli e della dinamica della produzione e della domanda. La correlazione fra le due variabili non è necessariamente significativa e ciò è probabile soprattutto nel caso dei servizi e, più in genere, dei mercati che non si presentano omogeneamente nei vari paesi (mercati per prodotti nuovi o mercati per prodotti maturi ma considerati in paesi di diverso livello di reddito pro capite). Nonostante ciò, il ricorso alle classificazioni e ai dati di commercio si rende necessario qualora si voglia ottenere una qualche informazione su un fenomeno, come quello dei mercati

sua leadership tecnologica e di competitività commerciale. In particolare, accanto alla Germania troviamo l’Austria, che ha consolidato la sua posizione conseguendo nel 2008 una quota di esportazioni sul totale mondiale superiore al 12%, e la Grecia. In quest’ultimi due Paesi, tre decenni di sostegno pubblico hanno spinto la capacità installata ogni 1000 abitanti a livelli che superano ancora di più di tre volte quelli del mercato tedesco e la produzione nazionale viene pertanto in larga parte esportata.

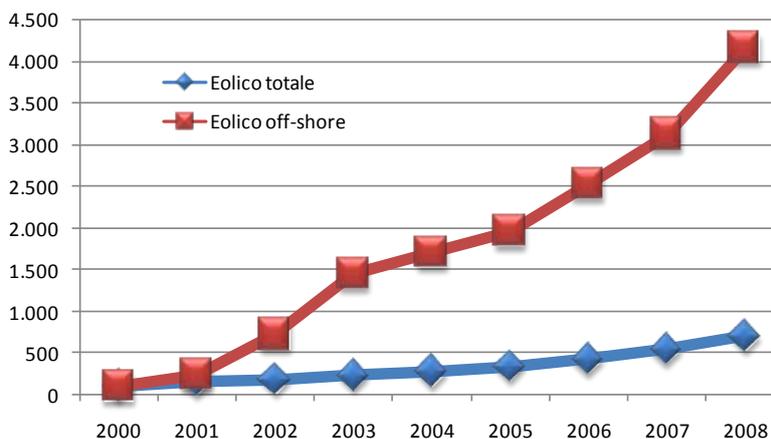
L’eolico, con una quota di esportazioni mondiali dell’UE(15) che nel 2008 supera ancora il 70% e con oltre la metà della capacità installata globalmente localizzata nell’UE(15), rappresenta il settore in cui la leadership europea si mantiene più salda, sebbene fortemente concentrata in pochi Paesi.

Imprescindibile, ancorché del tutto peculiare, è il ruolo predominante della Danimarca nell’esportazione di produzioni eoliche. Solo a partire dal 2005 si assiste ad un sostanziale ridimensionamento della quota “maggioritaria” di export mondiale tradizionalmente detenuta dal Paese (nei primi anni duemila superiore al 95% del mercato mondiale) per la graduale affermazione sui mercati internazionali di nuovi Paesi concorrenti, fra cui in particolare la Germania, che nel 2008 consegue una quota di poco inferiore al 40% dell’export mondiale superando quella danese.

Significativo si conferma, inoltre, il contributo della Spagna, terzo esportatore e principale mercato europeo, con oltre il 30% della nuova capacità installata dal 2006 al 2008. A tali Paesi appartengono 6 delle prime 10 aziende manifatturiere dell’eolico nel 2008⁹⁴.

Alcune considerazioni vanno infine riservate all’eolico off-shore, un segmento emergente dell’industria eolica⁹⁵ dall’enorme potenziale (figura 5.19).

Figura 5.19 – Dinamica della capacità installata cumulata mondiale nell’eolico totale e nell’eolico off-shore (2000=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati IEA Wind e BP

per i nuovi prodotti, per il dettaglio merceologico che consente rispetto alle statistiche esistenti sulla produzione e sulla domanda, necessariamente più aggregate.

⁹⁴ Le altre sono la GE Energy statunitense, la già ricordata Suzlon indiana e le cinesi Goldwind e Sinovel.

⁹⁵ Pur distinguendosi come segmento per le problematiche tecniche che implica, dal punto di vista del commercio internazionale l’eolico off-shore è rappresentato dal medesimo codice di classificazione che è stato utilizzato per l’eolico nel complesso.

La maggiore forza e qualità dei venti, il ridotto impatto sociale e la disponibilità a volte di localizzazioni prossime ai centri di maggior consumo, hanno fatto sì che l'Unione Europea identificasse l'energia eolica off-shore come una tecnologia energetica chiave per la futura sostenibilità del sistema energetico europeo e in cui deve essere mantenuta la leadership tecnologica esistente⁹⁶. Ad oggi, tutti gli impianti eolici off-shore pienamente funzionanti si trovano in Europa; circa il 42% della capacità installata si trova nel Regno Unito, che nel 2008 ha superato la Danimarca (che ne detiene circa il 30%)⁹⁷. Tuttavia, per un ulteriore sviluppo dell'industria dell'eolico off-shore diversi nodi dovranno essere affrontati e risolti, soprattutto per lo sfruttamento dei siti in corrispondenza dei fondali più profondi⁹⁸.

Venendo alle tecnologie di "prima generazione" è possibile cogliere, ancorché con importanti distinzioni, una maggior diffusione del vantaggio competitivo tra i diversi Paesi dell'UE(15). Per le tecnologie dell'idroelettrico, in particolare, è interessante rilevare come l'intera area europea mantenga una salda posizione di preminenza sui mercati internazionali nel segmento del piccolo idroelettrico, sebbene il peso della Cina sia aumentato considerevolmente anche in questo comparto commerciale. In questo caso, tuttavia, le maggiori quote di esportazione tendono a concentrarsi intorno a un numero più limitato di Paesi, soprattutto i principali dell'UE(15) (segnatamente Regno Unito, Francia, Germania e Italia) anche se non mancano eccezioni di rilievo come l'Austria, la cui posizione appare del tutto confrontabile con questi ultimi (nel 2008 presenta un flusso particolarmente alto che ne fa momentaneamente il primo esportatore europeo con più del 13% di quota delle esportazioni⁹⁹).

I dati relativi al commercio internazionale nelle ultime due tecnologie monitorate con l'aggregato delle FER, quelle per la geotermia a bassa entalpia e quella per le biomasse solide ad uso domestico, mostrano una diffusa competitività europea nei settori che le producono, soprattutto nel primo caso. Non tutti i Paesi che condividono questa base tecnologica tendenzialmente favorevole (legata all'industria meccanica) hanno però assistito alla creazione di un'industria degli impianti geotermici a bassa entalpia di un qualche spessore, e fra questi l'Italia. La diffusione di questa tecnologia per la climatizzazione residenziale e commerciale non è stata omogenea nei vari Paesi. L'86% della capacità installata cumulata dell'UE(15) nel 2008 è concentrata in soli cinque Paesi, con la Svezia al primo posto (34%), seguita dalla Germania e dalla Francia, dove la potenza installata si è triplicata dal 2003 al 2008, la Finlandia e l'Austria. Le industrie manifatturiere che fabbricano pompe di calore geotermiche sono localizzate prevalentemente nei Paesi che costituiscono i principali mercati di sbocco e una recente tendenza è quella che vede tali produttori entrare anche nella produzione di pompe di calore aerotermiche¹⁰⁰ e di pannelli solari termici, in modo da offrire sistemi integrati di climatizzazione ai propri clienti¹⁰¹.

⁹⁶ Commissione Europea, "A European strategic energy technology plan (SET-plan) - Towards a low carbon future", COM/2007/0723, cit.

⁹⁷ IEA (2008), *Wind Energy Annual Report*.

⁹⁸ Attualmente gli impianti eolici off-shore non vengono costruiti in siti che combinano una profondità superiore ai 60 metri ed una distanza dalla costa superiore ai 60 km (cfr. European Wind Energy Association (2009), *Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource*). Il segmento dell'eolico off-shore è ancora in una fase iniziale di sviluppo e richiede ancora notevoli progressi tecnici sia per le turbine da utilizzare che per la struttura di installazione. Un processo aperto che potrebbe coinvolgere altre industrie, quali quelle del settore del gas e del petrolio, della cantieristica e dell'acciaio, guidandone un potenziale ampliamento produttivo.

⁹⁹ La volatilità del dato è determinata dai ristretti volumi commerciali del segmento e dal peso che su di essi hanno per i singoli paesi le specifiche commesse da cui questi dipendono.

¹⁰⁰ Da notare che la nuova Direttiva 2009/28/CE reintroduce le pompe di calore aerotermiche, il cui rendimento in termini di calore ecceda significativamente l'energia primaria di cui necessitano per funzionare, fra le fonti rinnovabili di energia.

¹⁰¹ EurObserv'ER (2009), "Heat Pump Barometer", in *Systèmes Solaires - le journal des énergies renouvelables* n° 193.

Assai più articolato è, invece, il contesto relativo alle tecnologie per le biomasse solide, un segmento peraltro di difficile definizione, che presenta diversi segmenti legati alla potenza degli impianti e, quindi, al target di clientela. Accanto ai significativi spazi occupati da molte delle "piccole economie" del Centro e del Nord Europa (Austria, Belgio, Danimarca e Svezia), si collocano quelli dei Paesi dell' "allargamento" (area baltica, Polonia, Ungheria, Repubblica Ceca e Slovacchia). La crescita della quota sull'export mondiale per questi ultimi si realizza senza soluzione di continuità lungo il corso dell'ultimo decennio e corre in parallelo alla contrazione (in termini di punti percentuali) della quota relativa ai Paesi dell'UE(15), arrivando a coprire nel 2008 quasi il 20% del commercio totale. Un fatto, questo, che sottolinea come lo sviluppo del settore si stia rafforzando attraverso un'integrazione strategica di quelle aree che sono anche sedi d'elezione per l'elevato potenziale "naturale" di sfruttamento dell'energia da biomassa.

A livello europeo il commercio di prodotti FER appare, dunque, nel suo complesso, uno scenario in profonda evoluzione, e con significativi movimenti di assestamento all'interno dell'area che vanno dal progressivo rafforzamento dei Paesi nord-europei, al crescente coinvolgimento delle emergenti economie dell'Est. In tale dinamico contesto deve essere altresì colta un'attenzione per il settore delle rinnovabili che è "a tutto campo". Se degni di nota sono i risultati conseguiti da diversi Paesi europei nell'ambito delle cosiddette tecnologie di "seconda generazione", ampi e densi di sviluppi sono gli spazi riconosciuti alle altre tecnologie, tenuto conto delle interessanti prospettive tecnologiche che interessano alcuni loro particolari segmenti (le pompe di calore per il geotermico, e gli impianti di piccola taglia per l'idroelettrico) nonché il vasto potenziale di sfruttamento di risorse naturali in particolari aree (le biomasse nelle aree del nord-est europeo). Quello che emerge è pertanto anche lo scenario di una compagine europea che sta rafforzando il proprio vantaggio competitivo nelle tecnologie FER, ancorché nella misura di particolari specializzazioni a livello di singoli Paesi.

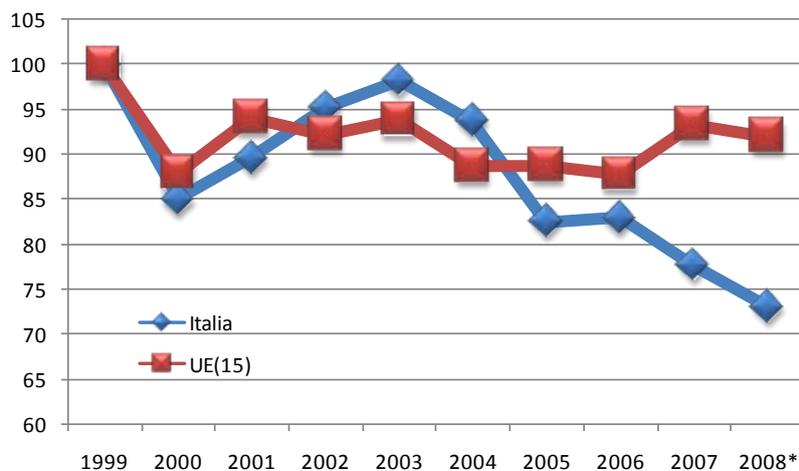
Si tratta comunque di un processo che è solo al suo inizio e, a giudicare dalle positive performance che si stanno delineando nelle tecnologie in cui la dinamica della domanda si va facendo più intensa, lascia prevedere che sempre maggiore sarà l'attenzione che l'Europa dedicherà al "settore" nel più ampio contesto delle politiche di sviluppo tecnologico.

5.2.1 L'Italia e il rischio di una nuova divergenza tecnologica dall'Europa

Nel quadro dello sviluppo "competitivo" delle tecnologie FER che l'industria europea ha iniziato a manifestare a partire dal 2002, la posizione dell'Italia rispecchia alcune importanti criticità. Tali criticità debbono essere interpretate soprattutto alla luce di quel processo di "rinnovamento" tecnologico che un sempre maggior numero di Paesi europei ha iniziato ad intraprendere investendo nella produzione delle tecnologie FER. Si è visto, inoltre, come con l'avvio di tale processo di "rinnovamento" tecnologico, l'UE(15) nel suo insieme sia riuscita a conseguire alcuni primi positivi risultati tanto nel recupero di quote di mercato sulle esportazioni mondiali, quanto nella riduzione di uno svantaggio competitivo radicato soprattutto nelle tecnologie del solare fotovoltaico.

Considerando l'evoluzione della quota dell'Italia sulle esportazioni mondiali di prodotti FER, diminuita più del 20% nell'ultimo quinquennio e pari nel 2008 al 3,9%, appare innanzitutto evidente l'emergere di una significativa divergenza rispetto alla dinamica di crescita registrata per l'UE(15) ([figura 5.20](#)). Un comportamento diverso si rileva, invece, per l'andamento delle quote di importazione che dal 2006 aumentano di quasi il 50% (contro il 12% della UE(15), giungendo a rappresentare nel 2008 il 4,6% delle importazioni mondiali ([figura 5.21](#)).

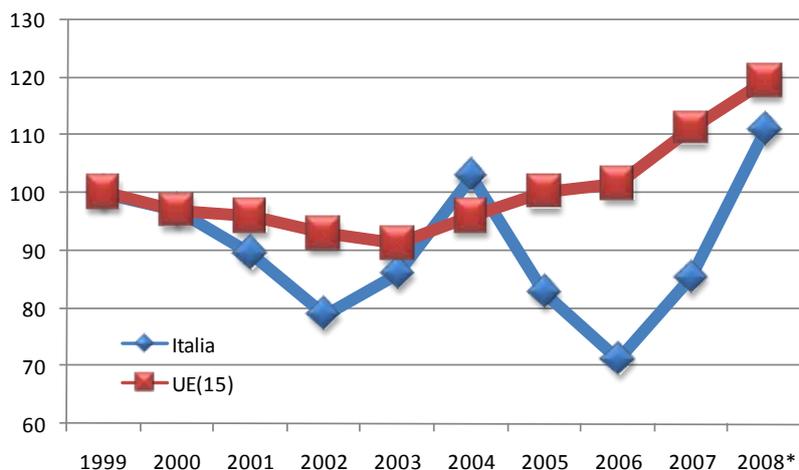
Figura 5.20 – Dinamica della quota di esportazioni mondiali FER: confronto Italia ed UE(15) (1999=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Figura 5.21 – Dinamica della quota di importazioni mondiali FER: confronto Italia ed UE(15) (1999=100)



* dato stimato provvisorio

Fonte: elaborazione ENEA su dati OECD ITCS Database

Nella fase che ha segnato il decollo della diffusione delle tecnologie FER in Europa, l'Italia si distingue dunque per l'emergere di una dinamica delle esportazioni non in linea con quella europea e, soprattutto, non coerente con la dinamica della domanda che sta interessando queste tecnologie. La crescita di questa domanda in Europa deve infatti essere valutata non solo in relazione alla pur talora consistente crescita delle importazioni, ma anche in relazione a quei primi segnali di competitività che una serie di Paesi europei hanno iniziato a mostrare nel commercio dell'eolico e del fotovoltaico, in primo luogo. L'analisi dell'andamento della composizione merceologica delle importazioni e delle esportazioni di prodotti FER dell'Italia può fornire ulteriori lumi a questo riguardo.

Nel complesso delle importazioni FER dell'Italia, aumentano particolarmente il loro peso i flussi relativi al fotovoltaico, pari al 57% del totale nel 2008, riflettendo il forte stimolo trasmesso alla domanda interna dalle politiche di incentivo varate.

Gli andamenti più favorevoli delle quote di esportazione sul totale mondiale nella geotermia, nel solare termico e nei componenti per la produzione di energia da biomasse, non appare d'altra parte sufficiente a sostenere la competitività della manifattura FER nel suo complesso; né la specializzazione commerciale che si rileva in tali settori sembra sottendere lo sviluppo di significative competenze tecnologiche¹⁰².

La mancanza di una chiara strategia industriale che punti a sfruttare le opportunità offerte dalla domanda per le fonti di energia rinnovabili facendo leva sulle competenze esistenti nel tessuto industriale italiano sembra emblematicamente confermata anche dall'assenza di un impegno per tentare di entrare nel segmento meno maturo dell'eolico, l'off-shore. E ciò nonostante le grandi potenzialità finora inutilizzate del Mediterraneo e le competenze comunque ancora possedute dal nostro sistema produttivo nella cantieristica e nelle infrastrutture per l'industria degli idrocarburi.

In conclusione, e pur con le cautele che debbono essere usate nel valutare la recente evoluzione della dinamica degli scambi commerciali di tecnologie FER, le evidenze relative alla posizione competitiva dell'Italia nel confronto europeo segnalano debolezze difficilmente trascurabili. L'avanzata dei processi di riconversione tecnologica in campo energetico, accelerata tanto dai problemi della sicurezza energetica quanto da quelli relativi all'impatto ambientale delle attività antropiche, impegna l'Italia al pari degli altri Paesi e richiede conseguenti adeguamenti del sistema produttivo.

La struttura e la dinamica degli scambi commerciali di tecnologie FER rilevate per il nostro Paese lasciano però trasparire tendenze che, in misura più ampia e consistente, caratterizzano ormai da tempo le modalità di innovazione del sistema produttivo nazionale. In linea con gli altri maggiori Paesi industrializzati, l'Italia si è portata su un consumo sempre più elevato di "beni ad elevata intensità tecnologica" ma non ha adeguato di conseguenza la struttura della propria offerta produttiva. Il Paese ha così sviluppato una *dipendenza strutturale* dalle importazioni di tecnologia determinando per questa via ampi disavanzi commerciali e, in misura crescente, proprio con i partner europei.

Il rischio che questa tendenza si radichi profondamente nel processo di diffusione delle tecnologie FER, e più in generale in quello relativo alle *clean technologies*, è, allora, obiettivamente elevato. D'altra parte non è neppure pensabile che il Paese, *a prescindere* dalla debolezza che attualmente caratterizza il proprio sistema nazionale di innovazione, sia in grado di circoscrivere con successo i propri sforzi intorno a specifici e ristretti nuclei di tecnologie quali quelli che sono stati rilevati e discussi nell'ambito della presente analisi. Così come non è un caso che il maggior dinamismo nello sviluppo competitivo delle tecnologie FER si vada rinvenendo proprio in quei Paesi che già da tempo si sono fatti interpreti del (pur difficoltoso e parziale) recupero competitivo che l'UE(15) è riuscita ad attuare dalla seconda metà degli anni 90 nelle produzioni high-tech.

¹⁰² La considerazione in questione è dettata dalla valutazione (congiunta) per questi settori dell'approssimazione merceologica dei codici di commercio in virtù della presenza di componenti meccanici non distinguibili dalle produzioni FER, e dell'assenza di indicazioni per l'Italia di operatori di rilievo nel settore in questione. Per un'analisi dello stato dell'industria europea nella geotermia cfr. EurObserv'ER (2009), "Heat Pump Barometer", in *Systèmes Solaires - le journal des énergies renouvelables* n° 193, op. cit., EurObserv'ER (2009), "Solar Thermal Barometer", in *Systèmes Solaires - le journal des énergies renouvelables* n° 191 e EurObserv'ER (2008), "Solid Biomass Barometer", in *Systèmes Solaires - le journal des énergies renouvelables* n° 188.

Ma è importante anche considerare i fattori di opportunità che la sfida energetico-ambientale offre come contropartita al rinnovamento tecnologico del nostro sistema produttivo, giacché stanno aumentando sempre più gli oneri di costo associati alle attività produttive in assenza di processi innovativi che puntino all'efficienza energetica e alla riduzione dell'impatto ambientale.

Considerazioni conclusive

L'accelerato mutamento che negli ultimi anni ha caratterizzato la domanda mondiale di fonti energetiche, con una sempre maggiore preminenza di quelle rinnovabili, si pone alla base di un'importante fase di riconversione tecnologica dei sistemi industriali. La capacità dei diversi Paesi di dare vita ad un nuovo modello di consumo energetico appare in particolare collegata allo sviluppo competitivo delle nuove tecnologie in gioco così da soddisfare non solo i "vincoli" imposti dalla sicurezza energetica e dalla salvaguardia ambientale, ma anche quelli di natura economica e sociale che condizionano i processi di crescita.

L'analisi e la valutazione degli scambi commerciali di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili mostra, in effetti, come, soprattutto nell'ultimo quinquennio, si sia determinato un forte impulso nella specializzazione produttiva di un numero crescente di Paesi industriali con significativi risvolti per ciò che riguarda la creazione di nuove aree di vantaggio competitivo.

Gli scambi crescenti di prodotti FER a livello mondiale sono stati essenzialmente trainati dal segmento relativo alla "seconda generazione" di tecnologie (eolico, fotovoltaico e, con minore intensità, solare termico) mentre, progressivamente, si sono andate delineando posizioni di forza competitiva diversamente distribuite tra l'area asiatica e l'Europa. Significativa appare in particolare la situazione dei Paesi asiatici, che ha il suo fulcro nell'industria dei semiconduttori, sulla cui tecnologia si sviluppa l'attuale fotovoltaico, e che, oltre al Giappone, vede un crescente coinvolgimento delle economie di più recente industrializzazione dell'area (NICs e NECs) e della Cina. Agli intensi scambi interni alla regione, è seguito l'incremento dei flussi di esportazione per queste tecnologie diretto verso il resto del mondo, segnalando il rafforzamento di una capacità produttiva e competitiva non più circoscritta alla sola economia giapponese. D'altra parte è interessante notare l'emersione di realtà asiatiche diverse dai Paesi che si affacciano sul Pacifico, come nel caso dell'India nell'eolico.

L'Europa, che vanta nel complesso una solida leadership tecnologica nell'ambito delle FER, giocando sulla forza e sulla dinamicità del proprio mercato interno punta a recuperare almeno parzialmente anche la despecializzazione che la contraddistingue nel fotovoltaico. Tuttavia, questo processo non appare coinvolgere omogeneamente tutti i Paesi dell'Unione, concentrandosi per lo più nel nucleo fondamentale dei primi quindici Paesi componenti e, fra questi, spesso in quei Paesi che hanno già saputo maturare una propria leadership tecnologica negli altri settori delle FER.

Nello scenario così delineato la posizione dell'Italia appare in un qualche ritardo rispetto alle nuove tendenze dell'UE(15). La nuova domanda di tecnologie FER, che si sta concentrando su quelle di "seconda generazione", non sembra trovare corrispondenza in una crescita equilibrata dei segmenti produttivi nazionali che consenta al Paese di soddisfarla senza sviluppare una tendenziale dipendenza dalle importazioni.

APPENDICE – SCHEDE TECNOLOGICHE



Scheda tecnologica:

SOLARE TERMICO

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 assorbitrice, 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 m²/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, 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 m² di superficie (esposta a sud con un'inclinazione pari alla latitudine del luogo di installazione dell'impianto) pari agli irraggiamenti di 3,8 kWh/m²/giorno nel Nord Italia, 4,6 kWh/m²/giorno per le regioni centrali e 5,0 kWh/m²/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/m².

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 c.d. 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.

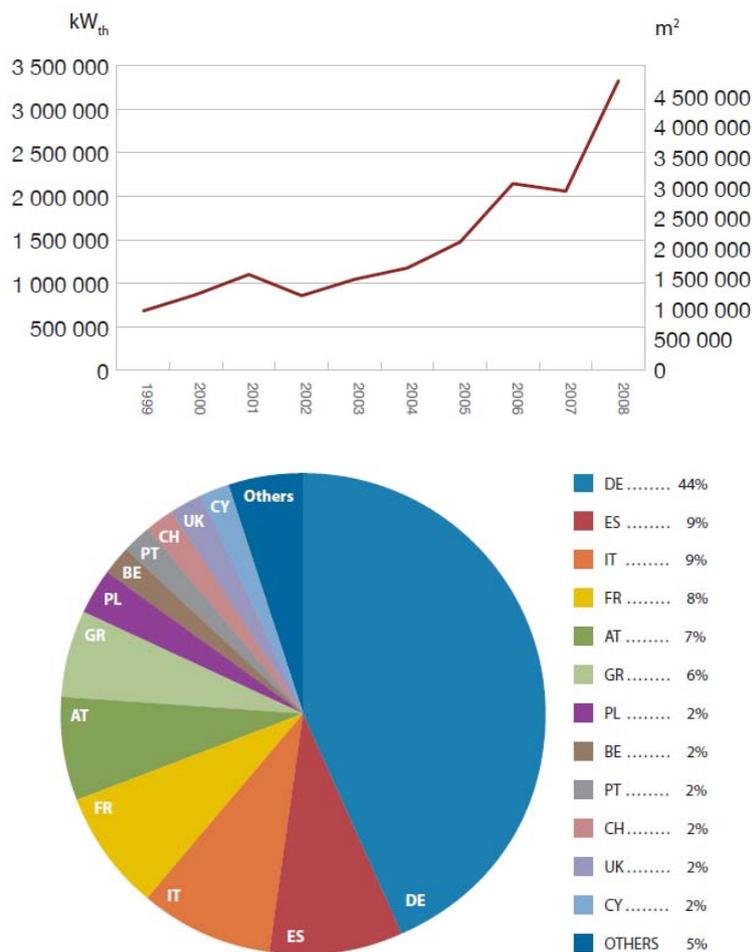
Sulla base dei dati pubblicati da ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation) nell'ambito della Quarta Conferenza Internazionale dell'energia solare termica (ESTEC 2009), il mercato europeo del solare termico ha registrato negli ultimi 2 anni una crescita del 100% e solo nel 2008 sono stati installati 4,75 milioni di m² pari a 3,3 GW_{th} (figura 1). Oggi in tutta Europa sono installati in totale più di 27 milioni di metri quadrati di collettori solari termici (19,1 GW_{th}), di cui quasi il 50% in Germania.

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 m² pari a 1,5 GW_{th}, con una crescita rispetto al 2007 del 120%. Italia e Spagna 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 solare termico nei diversi Stati membri è la superficie di collettori installati per abitante. Austria e Grecia si aggirano intorno ai 250-270 kW_{th}/1.000 abitanti, la media europea è pari a 38 kW_{th} /1.000 abitanti, mentre l'Italia si trova nettamente al di sotto della media europea con 18 kW_{th} per migliaia di abitanti (figura 2).

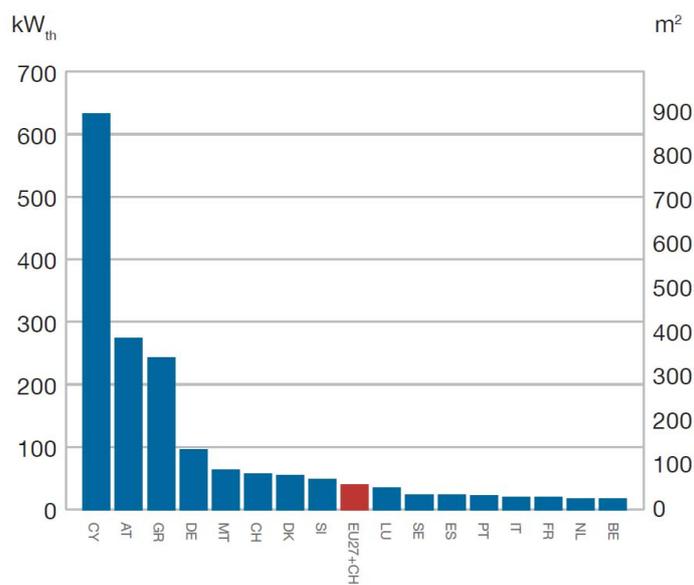
Per quanto riguarda l'Italia, la prima rilevazione statistica diretta, effettuata dal Centro Studi Solarexpo, relativa al mercato solare termico in Italia nel 2006, ha evidenziato una situazione decisamente positiva. Il principale dato messo in evidenza dallo studio, supportato da diversi sponsor tra i quali Assolterm, è stato il mercato italiano complessivo del solare termico nel 2006: 130 MW_{th}, vale a dire 186.000 m². 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 largamente sottostimate.

Figura 1 – Mercato solare termico europeo (UE 27 e Svizzera). Anno 2008



Fonte: ESTIF, 2009

Figura 2 – Potenza e superficie installata per migliaia di abitanti. Anno 2008



Fonte: ESTIF, 2009

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 m², con una crescita rispetto al 2006 del 77%. Per quanto riguarda il 2008, sono stati installati 421.000 m² pari a 295 MWth (figura 3). Il totale installato a fine 2008 ha superato 1 GWth pari a 1,5 milioni di m² installati; a fine 2009 il totale installato ha raggiunto 1,33 GWth pari a 1,9 milioni di m² 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).

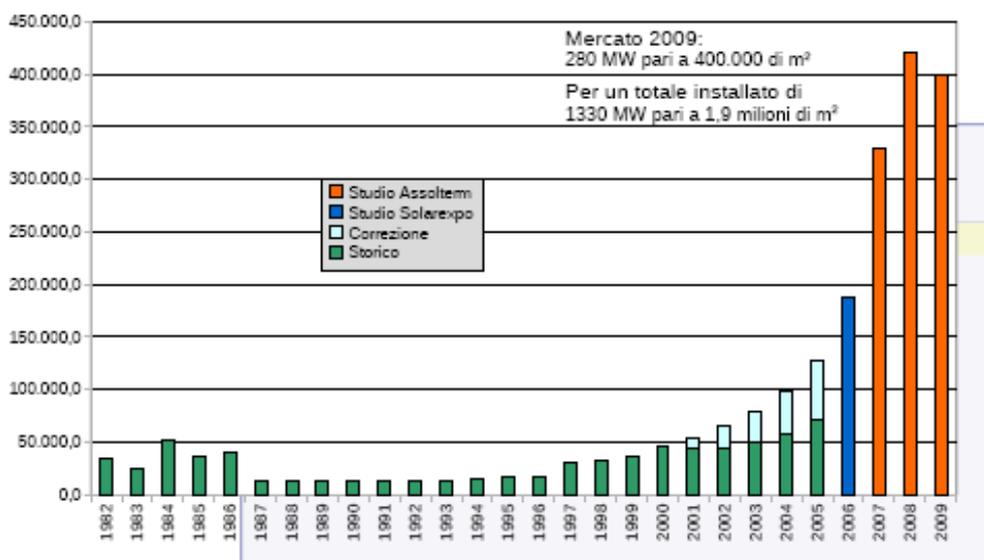
Questo elevato grado attuale di dipendenza dalle tecnologie importate apre un'interessante opportunità di fare dello sviluppo del solare termico un obiettivo di politica energetica e ambientale ed una leva di politica industriale strategica per il Paese.

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".

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



Fonte: Assolterm, 2009

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 m² installati in due anni. 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&S

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 m² 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 m² 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 acqua calda sanitaria 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 una frazione 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, 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% [Centro Studi Solarexp]. 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 Ministero dell'Ambiente e dall'agenzia 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 IVA 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.

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 60 m. 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 dei periodi di riscaldamento invernali. A fine settembre, la temperatura dello stoccaggio è stabilmente intorno ai 65 °C.

Tabella 1 – Impianti solari dimostrativi ad accumulo termico stagionale in Germania

Progetto	Superf. collettori	Tipologia accumulo	Volume	Temperatura progetto	Realizz.
	m^2		m^3	$^{\circ}C$	Anno
Hamburg-Bramfeld	3.000	Struttura in CLS con rivestimento in acciaio	4.500	95	1996
Friedrichshafen-Wiggenhousen	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. plastico	1.500	90	1998
Eggenstein-Leopoldshafen	1.500	Pozzo con acqua di riempimento e rivestim. plastico	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

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/anno, su un consumo energetico complessivo dell'intera cittadina di 1.623 GWh/anno [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'industria¹⁰³: 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.

¹⁰³ Potential for Solar Heat in Industrial Processes. C.Vannoni, R.Battisti e S.Drigo, 2008.

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 m² 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 del 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. È 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 ammoniacale*. In questo caso la sostanza assorbente è l'acqua mentre la sostanza refrigerante è ammoniacale 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 un'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&S 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 raffrescamento 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 raffrescamento 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 m². 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&S 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 termico-fotovoltaico: negli ultimi tempi è cresciuto l'interesse per i sistemi ibridi solare termico-fotovoltaico. Con tali sistemi è possibile ottenere sia energia elettrica 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 massimizzano 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].

Impianti di grande taglia sono anche quelli per il riscaldamento di acqua calda sanitaria 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 DLgs 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 future, 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, differentemente 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 m² 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 m²) e a un totale installato di 12 GW (17.000.000 m²).

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 acqua calda sanitaria, 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 m² (2 collettori) ad un massimo di 6 m² (3 collettori).

I vincoli tecnici dati dal tetto, dal tipo di caldaia di integrazione normalmente esistente e l'architettura dell'impianto d'acqua calda sanitaria 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 m² di collettore, che si attesta intorno ai 1.000-1.200 euro/m², 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 m² 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 *performance* 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.



Scheda tecnologica:

BIOMASSE TERMICHE

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^a generazione. I processi di gassificazione e pirolisi e la produzione di bio-combustibili liquidi di 2^a generazione (derivati da matrice lignocellulosica attraverso processi di Steam Explosion o di gassificazione) sono tecnologie con un livello di maturità tecnologica inferiore e, secondo il tipo di applicazione e di 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 elettrica e calore limitando le emissioni complessive di CO₂, 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 in 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 ecc.) 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](#).

Tabella 1 – Caratteristiche (proximate analysis) di alcune biomasse¹⁰⁴

Biomassa	% in peso su sostanza secca				PCI [MJ/kg] _{ss}
	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

¹⁰⁴ McKendry P. (2002), "Energy production from biomass: Conversion technologies, Bioresource Technology"

Le biomasse combustibili¹⁰⁵ si trovano in commercio generalmente sotto forma di ciocchi o tronchetti 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'.

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 ecc.) 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 ecc. 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 con 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

¹⁰⁵ 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 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; [...]"

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 ecc.

Le emissioni al camino di un impianto a biomassa nel caso di combustione completa sono: anidride carbonica (CO₂), ossidi di azoto (NO_x), ossido nitroso (N₂O), ossidi di zolfo (SO_x), 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), ammoniacca (NH₃) e ozono (O₃). 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.

Tabella 2 – Tipologie di apparecchi e camere di combustione per tipiche applicazioni in Europa¹⁰⁶

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%

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 ecc.).

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.

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 ecc. 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 ecc.). È 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.

¹⁰⁶ Biomass Combustion in Europe Overview on Technologies and Regulations, 2008, NYSERDA Report 08-03, NYSERDA 9477.

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 del 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 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 (ri-

scaldamento di serre, piscine, reti di teleriscaldamento ecc.).

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, secondo la 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 ecc.). 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%.

Secondo le 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 ecc.) 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_{el}: 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_{el}: motori a vapore a vite, turbine a vapore e processi basati su ciclo Rankine con fluidi organici (ORC);
- 2000 kW_{el}: 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 ([figura 2](#)).

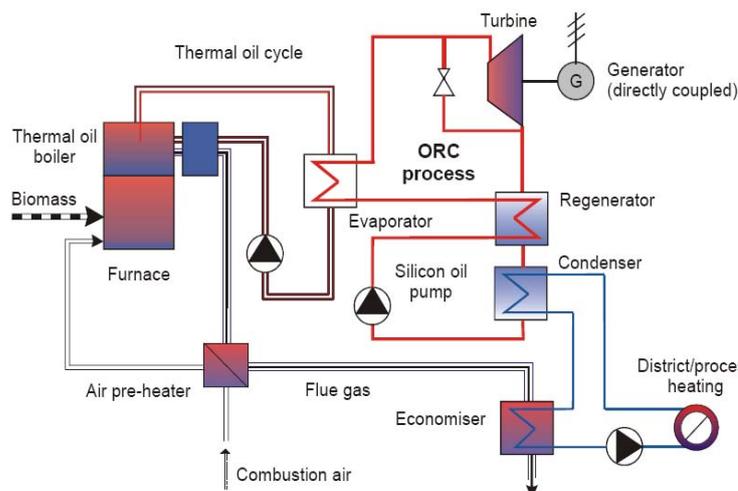
Le tipiche temperature nominali di lavoro del fluido termovettore di alta temperatura (AT) sono 315÷250 °C, ma è possibile operare anche con recupero termico da flussi a temperatura inferiore.

La gamma di potenza dei moduli standard varia da 200 kW_{el} a 2MW_{el}.

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

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.

Figura 2 – Schema di un impianto cogenerativo per rete di teleriscaldamento con tecnologia ORC¹⁰⁷



Attualmente l'applicazione ottimale per sfruttare biomassa disponibile localmente è rappresentata dal teleriscaldamento di piccole dimensioni (indicativamente <10 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÷15 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 MW) sono molto diffusi. In Italia gli impianti sono solo alcune decine, ma il settore è di sicuro interesse e sembra essere in espansione.

Prospettive tecnologiche e R&S

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_x e particolato per impianti di piccola taglia (<500 kW);
- ottimizzazione della combustione di biomasse non legnose (paglia, residui agricoli ecc.)
- 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).

¹⁰⁷ 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.

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 computer (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.

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

REGIONE	Paglie [kt/a]	Potature [kt/a]	Sanse + vinaccia [kt/a]	Totale foreste [kt/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
TOTALE	15.711	4.906	1.320	2.181

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 ecc..

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 ecc.) il cui utilizzo in realtà comporta problemi non ancora completamente risolti in questo tipo di apparecchi.

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 ecc.), 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.

Nella figura 3 sono raffigurati 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.

Figura 3 – 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 2003¹⁰⁸

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.

¹⁰⁸ Schenone G., Impianti a biomassa di piccole dimensioni < 0,5 MW_t

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÷1.800	
< 10	Ciocchi	Caminetto a focolare chiuso	1.000÷1.300	
10÷15	Ciocchi	Caminetto a focolare chiuso	1.000÷4.000	
< 15	Pellet	Caminetto a focolare chiuso/ termocamino	2.000÷4.000	
15÷30	Ciocchi	Termocamino	2.000÷4.000	
< 15	Legna	Stufa ad aria	600÷3.800	
< 15	Legna	Stufa ad acqua	4.000÷5.000	
< 10	Pellet	Stufa ad aria	1.700÷3.200	
10÷15	Pellet	Stufa ad acqua	3.000÷5.000	
10÷20	Pellet	Caldaia	11.000	Con serbatoio pellet adiacente, controllo combustione automatico con sonda lambda
10÷20	Ciocchi	Caldaia	4.000	
20÷50	Ciocchi	Caldaia	11.000	Controllo combustione automatico con sonda lambda
50÷150	Ciocchi	Caldaia	11.000÷22.000	Controllo combustione automatico con sonda lambda
150÷500	Cippato - pellet	Caldaia	60.000÷90.000	Con sistema di estrazione meccanico e coclea, controllo combustione automatico con sonda lambda
500÷1000	Cippato - pellet	Caldaia	90.000÷180.000	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 _{el} [kW]	P _t [kW]	Costo (IVA escl.) [k€]		
550	2.500	2.800	÷	3.500
1.150	5.500	3.300	÷	4.100
2.000	10.000	5.400	÷	6.700



Scheda tecnologica:

BIOGAS

Descrizione e stato dell'arte

Il termine biogas nasconde al suo interno una larga varietà di tecniche e tecnologie con cui tale gas viene prodotto ed utilizzato. Il biogas è una miscela gassosa composta prevalentemente da metano e anidride carbonica in rapporti che oscillano dal 50:50 al 80:20. All'interno di questa miscela sono presenti in quantità minori anche altri gas quali l'idrogeno solforato, l'ammoniaca, l'idrogeno, l'ossido di carbonio.

Il biogas deriva da un processo biologico di degradazione della sostanza organica in condizioni anaerobiosi, ossia in assenza di ossigeno, ed il processo viene chiamato digestione anaerobica. In queste condizioni si riesce ad ottenere una produzione di metano pari a 350l per ogni kg di COD¹⁰⁹ (Chemical Oxygen Demand) abbattuto.

A questo processo partecipano una moltitudine di specie batteriche diverse, ognuna delle quali interviene in una determinata fase della catena degradativa della sostanza organica [figura 1]. Il processo non usa batteri selezionati o modificati: normalmente, vengono controllate le condizioni operative di temperatura, flussi, agitazione, pH, al fine di favorire la crescita di alcune popolazioni batteriche rispetto ad altre.

Il processo di digestione anaerobica ha tre campi di applicazione all'interno dei quali può essere inquadrato e dai quali derivano anche le tecnologie per la sua gestione.

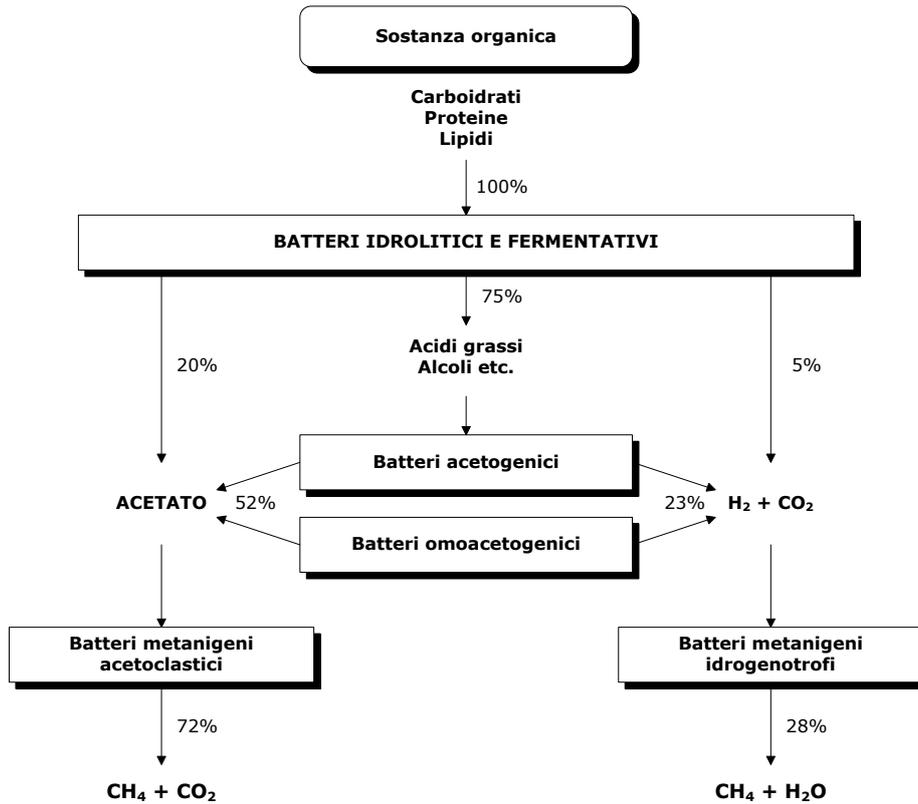
Il primo è il *trattamento depurativo delle acque reflue*, in particolare di quelle ad alto carico organico tipicamente di origine industriale o agroindustriale. Il secondo, con maggiore valenza energetica, si inserisce nel *trattamento di reflui di origine zootecnica* e nell'utilizzo *delle biomasse* siano esse prodotte ad hoc per scopi energetici o derivanti da scarti di produzione o raccolta differenziata. Il terzo è il recupero del biogas prodotto da rifiuti, contenenti ancora quote più o meno grandi di sostanza organica, conferiti in *discarica*. Una distinzione di questo tipo è puramente didattica e le interazioni tra le diverse categorie identificate sono tutt'altro che infrequenti.

In questi ultimi anni il settore della digestione anaerobica sta incontrando un notevole sviluppo grazie alla forte richiesta di energia rinnovabile, all'aumento del prezzo dei combustibili e alla presenza di certificati verdi. Il maggiore sviluppo lo si può notare nella realizzazione di nuovi impianti di digestione anaerobica funzionanti con biomasse. Nel settore del trattamento delle acque reflue non si manifesta un grande aumento del numero dei digestori ma si evidenzia, piuttosto, una continua ricerca nel miglioramento della loro efficienza per ridurre i volumi dei reattori ed i tempi necessari al trattamento di uno stesso quantitativo di reflui, con il fine, non ultimo, di ridurre i costi di investimento nonché i consumi termici di processo. In tutti i settori di produzione del biogas si può notare complessivamente una evoluzione delle apparecchiature accessorie al processo ed in particolare, sulla linea gas, un incremento dei trattamenti atti a migliorarne la qualità: il biogas non viene più semplicemente avviato ad una caldaia per produrre calore ma, sempre più frequentemente, è impiegato per alimentare una unità di cogenerazione in grado di produrre anche energia elettrica. Per contro questa tipologia di impiego richiede un gas con caratteristiche qualitative superiori per supportare i requisiti di alimentazione dei più moderni cogeneratori.

La Commissione Europea (EU 15) nel 1997 si era posta l'obiettivo di raggiungere nel 2010 un livello di produzione di energia da fonti rinnovabili che per le biomasse doveva essere pari a 90 Mtep. Il biogas doveva contribuire a tale produzione con un contributo che ammontava a 15 Mtep.

¹⁰⁹ Il suo valore, espresso in milligrammi di ossigeno per litro, rappresenta la quantità di ossigeno necessaria all'ossidazione completa dei composti organici ed inorganici presenti in un campione di acqua. Fornisce un indice di misurazione del grado di inquinamento dell'acqua da parte di sostanze ossidabili organiche.

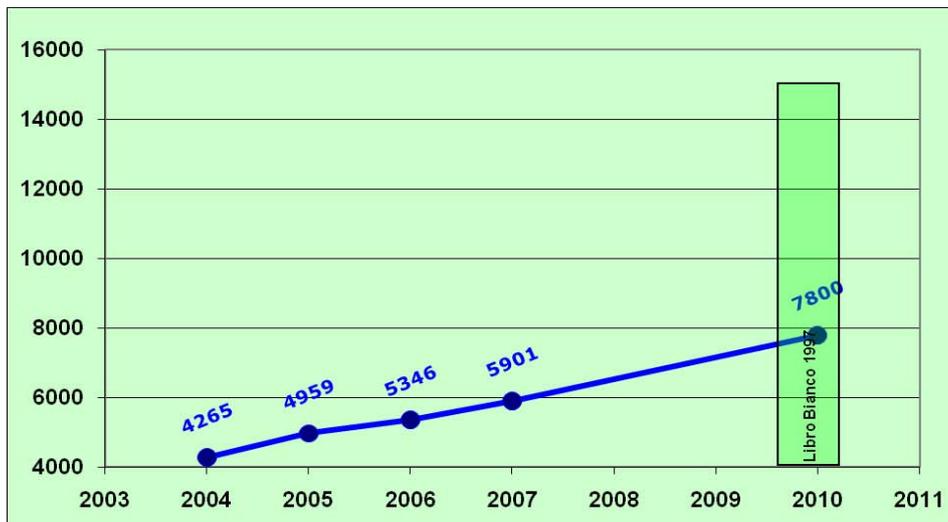
Figura 1 – Fasi della degradazione anaerobica della sostanza organica



Fonte: ENEA

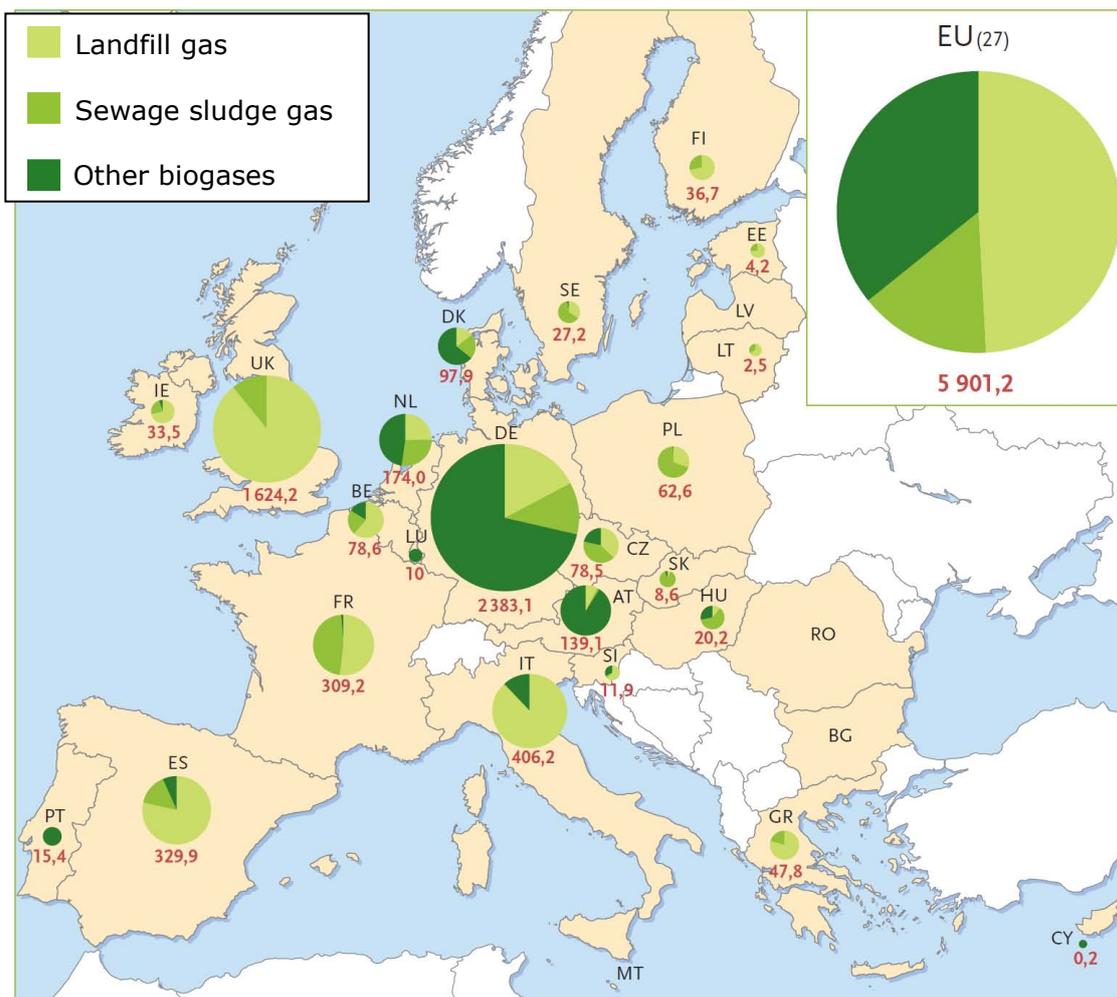
Ad oggi questo obiettivo sembra lontano dall'essere raggiunto. Nel 2006 nell'Europa a 25 sono state prodotte solamente 5,65 Mtep mentre le attuali previsioni di crescita del settore al 2010 sono circa la metà rispetto all'obiettivo prefissato nel 1997 [figura 2].

Figura 2 – Andamento della produzione primaria di biogas e previsione per il 2010 nell'Unione Europea



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 3 – Produzione primaria di biogas in Europa nel 2007



Fonte: Euroserv'ER 2008

Bisogna tuttavia notare che queste statistiche non tengono presente l'origine del biogas, riferendo tali valori al totale prodotto dal trattamento di acque reflue, biomasse e materiali conferiti nelle discariche.

La produzione primaria di biogas in Europa secondo EURObserv'ER 2008 evidenzia in maniera più dettagliata la divisione tra queste categorie, in Europa e nei Paesi della Comunità [figura 3].

L'impiego del biogas prodotto è un ulteriore aspetto di grande interesse: i possibili utilizzi sono la sua combustione diretta per produzione di calore, la sua combustione in unità CHP (Combined Heat and Power – cogenerazione di calore ed energia elettrica) e la sua iniezione nella rete di distribuzione del gas metano.

L'utilizzo del biogas come combustibile per autotrasporto è molto meno diffuso in quanto economicamente poco vantaggioso.

Nel 2007 la trasformazione del biogas in energia elettrica ha generato in tutta Europa quasi 20.000 GWh. Nel 2006 per la prima volta la produzione di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione a biogas ha superato quella derivante da impianti centralizzati (discariche).

In particolare si può notare come nel 2007 Germania e Gran Bretagna siano i più grossi produttori europei di energia elettrica da biogas con valori rispettivamente di 9.520 GWh e 5.194,7 GWh.

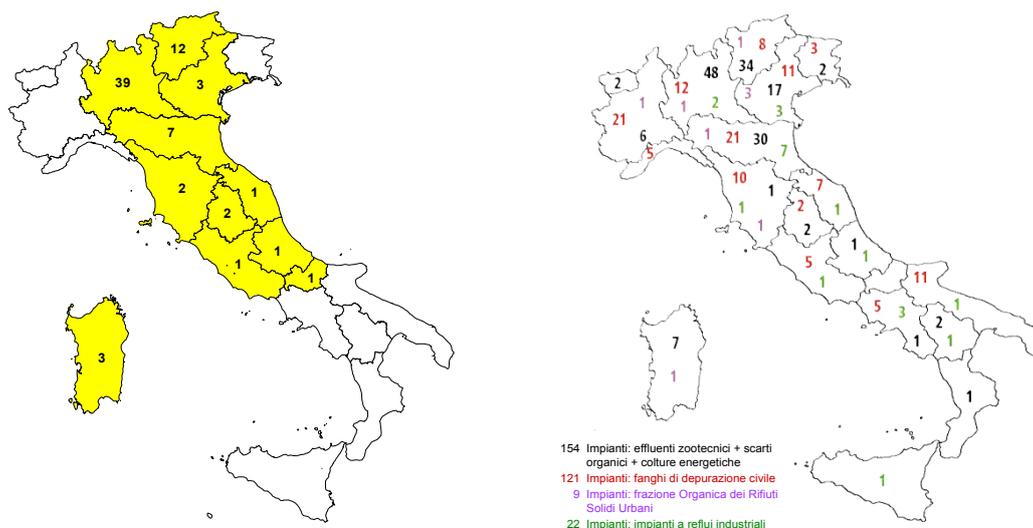
I due Paesi seguono però due approcci completamente diversi. In Germania viene stimolata la produzione di biogas da piccoli impianti di cogenerazione distribuiti sul territorio, con una politica di incentivi alla produzione di energia rinnovabile che premia maggiormente le piccole produzioni rispetto alle grandi e permette agli agricoltori di utilizzare nei loro impianti di digestione anaerobica gli scarti organici dell'industria agroalimentare. Inoltre l'incentivo all'energia elettrica prodotta da biogas raccolto in discarica è molto più basso rispetto alle altre soluzioni, inquadrandosi in una politica più generale, condotta in Germania, di contenimento delle quantità di rifiuti conferite nelle discariche, in particolar modo delle fermentescibili.

In Gran Bretagna, dove non si adotta un sistema d'incentivazione premiante per le piccole produzioni, la gran parte dell'energia elettrica prodotta da biogas deriva dalla conversione del biogas da discarica. L'Italia in questa classifica si trova al terzo posto, con una produzione di energia elettrica totalmente sbilanciata verso la conversione del biogas da discarica. Dei circa 1.381,9 GWh prodotti nel 2007 la maggior parte deriva dal biogas di discarica. Un ultimo interessante confronto che si può fare è la produzione di energia elettrica da biogas per abitante. Anche in questo caso la situazione non cambia molto tra Germania e Gran Bretagna che si attestano rispettivamente al primo ed al secondo posto con una produzione di circa 29 tep/1000 ab. per la Germania e 26,7 tep/1000 ab. per la Gran Bretagna, mentre l'Italia si posiziona solo al dodicesimo posto con una produzione di 6,9 tep/1000 ab., sorpassata essenzialmente da Paesi del Nord Europa, normalmente attivi nel settore delle energie rinnovabili.

Riguardo alla produzione di calore attraverso l'utilizzo di biogas bisogna dire che la raccolta dei dati è sicuramente più difficile e le statistiche si limitano in genere a valutare solo il calore oggetto di vendita. In quest'ottica la quantità di calore prodotto in Europa nel 2007 è pari a circa 356,9 ktep con un incremento di circa il 2% contro la crescita di circa il 17,4% dell'energia elettrica prodotta.

In Italia l'aumento della produzione primaria di biogas nel 2007 è stato pari a circa il 6%. Dal 1999, dove si contavano 72 impianti per la produzione di biogas da reflui zootecnici funzionanti in Italia, si è passati ai 154 censiti dal Centro Ricerche Produzioni Animali (CRPA) nel 2007 [figura 4], dove vengono compresi anche gli impianti che trattano biomasse e reflui dell'industria agroindustriale ai quali si aggiungono ulteriori 152 impianti che operano su acque reflue agroindustriali, fanghi di depurazione civili e FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani), mentre sono escluse le discariche.

Figura 4 – Numero impianti di biogas in Italia nel 1999 e nel 2007



Fonte: CRPA - Centro Ricerche Produzioni Animali

Molti degli impianti installati presso aziende agricole sono di tipo semplificato: le vasche di stoccaggio del liquame vengono semplicemente coperte da telonature in plastica di particolare foggia che permettono di raccogliere il biogas ed evitare che questo si liberi nell'ambiente. L'ENEA ha sviluppato e brevettato questa tecnologia già nei primi anni 90 assieme ad Agrisilos.

Secondo il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), a giugno 2007 avevano ricevuto la qualifica di Impianti A Fonti Rinnovabili (IAFR) ben 196 impianti di biogas comprese le discariche, certificando una potenza di 205 MW ed una producibilità, secondo quanto definito dal GSE stesso, di 1.224 GWh, con altri 61 impianti qualificati a progetto per una potenza di totale di 67 MW e 464 GWh di produzione elettrica.

La discrepanza tra i dati del GSE e quelli del censimento 2007 evidenzia il fatto che non tutti gli impianti di digestione anaerobica usufruiscono delle facilitazioni finanziarie.

Nonostante questo, il settore del biogas si dimostra essere il più attivo, dopo l'idroelettrico, per numerosità di certificazioni IAFR richieste, ma scende considerevolmente in graduatoria se considerato in termini di potenza installata o producibilità per impianto realizzato. In questo caso il valore medio si attesta poco sotto al MW installato e pone il settore in terz'ultima posizione nella classifica delle fonti rinnovabili considerate dal GSE.

Anche dai dati del Gestore dei Servizi Elettrici emerge che il maggior numero di impianti vengono realizzati al nord ed al centro Italia, probabilmente grazie alla presenza di un'agricoltura più intensiva, in grado di produrre liquami, ma anche altri prodotti avviabili alla digestione anaerobica.

Prospettive tecnologiche e R&S

Le innovazioni tecnologiche che il settore della produzione di biogas potrà conseguire dipendono in larga misura dalla fonte di sostanza organica che si intenderà sfruttare per ottenere biogas nel breve e medio termine e conseguentemente dalle tecnologie che si impiegheranno per realizzare la filiera produttiva.

Come già detto possono distinguersi tre grandi settori della produzione di biogas: la depurazione delle acque, le biomasse e le colture energetiche, ed infine la produzione da discariche.

Il primo settore fa riferimento principalmente all'industria agroalimentare e presenta, specie in Italia per alcune innovazioni tecnologiche, un grosso margine di miglioramento dell'efficienza dei reattori esistenti.

In Italia i reattori maggiormente utilizzati sono di tipo completamente miscelato (Continuous Stirred-Tank Reactor, CSTR). In questi reattori non è distinguibile il tempo di ritenzione della biomassa da quello del refluo in trattamento. Perciò, i CSTR richiedono grandi volumi e lunghi tempi di ritenzione dei reflui al loro interno. I carichi organici che si possono raggiungere con i reattori miscelati sono dell'ordine dei 2-5 $\text{kg}_{\text{COD}}/\text{m}^3$ reattore/d. La ricerca ha recentemente sviluppato reattori in grado di separare il tempo di ritenzione del fango dal tempo di ritenzione del refluo. In questo modo, è possibile aumentare considerevolmente il carico organico di un reattore.

Un fenomeno biologico che avviene in particolari condizioni operative permette la formazione di aggregati batterici di grande densità e grande efficienza: questo processo detto di "granulazione", permette di aumentare considerevolmente il carico di un digestore anaerobico. Sul mercato già esistono reattori (Upflow Anaerobic Sludge Blanket, UASB) che sono in grado di accettare carichi di 4-10 $\text{kg}_{\text{COD}}/\text{m}^3/\text{d}$ e recentemente ne sono stati sviluppati in grado di raggiungere valori più elevati, pari a circa 25 $\text{kg}_{\text{COD}}/\text{m}^3/\text{d}$, riducendo considerevolmente le richieste energetiche del chimico digestore anaerobico ed abbattendo costi di investimento e spazi necessari alla installazione.

Un settore della digestione anaerobica delle acque reflue dove la richiesta di ricerca è ancora elevata è la realizzazione degli Anaerobic Membrane Bio Reactor (AMBR). La tecnologia delle membrane, siano esse piane o a fibre cave, sta avendo un buon successo nel trattamento aerobico delle acque reflue in quanto permette di trattenere tutti i solidi sospesi (batteri e sostanza organica) all'interno della vasca di trattamento e consentendo la fuoriuscita del solo refluo trattato, privato di tutto il materiale in sospensione.

Nei digestori anaerobici questa tecnologia non ha avuto ancora diffusione a causa dei problemi di sporcamento della membrana in queste condizioni di lavoro (biofouling e bioscaling) e per la presenza di sostanze che riducono la vita della membrana stessa aumentando i costi di gestione dell'impianto. Lo sviluppo di membrane più adatte a lavorare in queste condizioni severe e di reattori con diversi disegni costruttivi permetterebbe di aumentarne ulteriormente il carico organico, evitando i fenomeni di *washout*.

Altra direzione della ricerca attuale del settore biogas è lo sviluppo di impianti ad alta pressione. Si tratta di impianti che operano a pressioni elevate, pari a 4-5 bar, contro reattori che normalmente sono in condizioni operative a pressione di pochi centimetri di colonna d'acqua. Ciò permette di ottenere un biogas in pressione che può essere avviato ai trattamenti di lavaggio e poi alla rete di distribuzione senza ulteriori fasi di pompaggio.

Il trattamento delle biomasse di origine agroindustriale, siano esse di scarto (reflui zootecnici e rifiuti agricoli o agroindustriali) o *energy crops*, richiede un approccio diverso, la digestione di questo materiale organico è normalmente condotta in reattori completamente miscelati di grande volume, con tempi di ritenzione idraulica che oscillano tra i 20 e i 70 giorni. In questo tipo di impianti tempi di ritenzione così lunghi sono richiesti dal tipo di substrato presente nelle biomasse, di solito ricco in cellulosa, che impone un lungo tempo di permanenza nel reattore per consentire all'azione batterica la trasformazione anaerobica in biogas.

Alcuni aspetti di innovazione afferiscono allo sviluppo di impianti di digestione anaerobica a due stadi, il primo di acidificazione il secondo di metanazione. I substrati vengono avviati al primo stadio in grandi quantità al fine di favorire la produzione di acidi grassi volatili. La biomassa viene trattenuta all'interno del reattore con sistemi di intrappolamento con lo scopo di favorirne la degradazione. Al secondo stadio, invece, viene avviata la frazione liquida degli effluenti derivanti dal primo, con un alto tenore di acidi volatili e un basso tenore di sostanze solide. Il processo di metanazione si può condurre così in maniera più efficiente, in reattori con volumi più piccoli e con un migliore controllo del processo.

Altri aspetti tecnologicamente interessanti sono lo sviluppo di pretrattamenti ai quali può essere sottoposta la biomassa al fine di favorirne la digeribilità.

Oltre ai trattamenti più convenzionali con aggiunta di sostanze acidificanti o alcalinizzanti, con enzimi idrolitici o con trattamenti termici, la ricerca si sta indirizzando verso tecniche nuove basate sull'utilizzo di ultrasuoni e microonde per pervenire ad una rapida distruzione delle cellule vegetali, rendendo più facilmente disponibile il loro contenuto ai batteri anaerobici.

Correlato alla produzione di biogas da biomasse, un altro settore dove la ricerca è particolarmente attiva è la produzione di *energy crops* coltivazioni normalmente erbacee in grado di produrre molta biomassa durante l'arco dell'anno o con periodi di raccolta piuttosto lunghi che consentano di insilare la biomassa senza dover aumentare la dotazione di mezzi aziendali per la raccolta. Le piante maggiormente utilizzate allo scopo sono il mais, il sorgo zuccherino, il girasole che, tuttavia, richiedono costanti e cospicue irrigazioni durante la fase di crescita. Al fine di ridurre i consumi idrici si stanno indagando nuovi cultivar e nuove specie con un più basso impatto idrico.

Gli impianti fino ad ora descritti vengono normalmente condotti in condizioni di mesofilia, cioè a temperatura di 35 °C.

Una tecnologia non molto utilizzata in Italia è la termofilia, la possibilità, cioè, di condurre il processo a condizioni di temperatura di circa 55 °C. In queste condizioni il processo si può condurre in tempi più brevi e con una maggiore efficienza in termini di produzione del biogas restando, tuttavia, di più difficile gestione e per questo ancora poco utilizzato.

Un nuovo aspetto che si sta affrontando in questi anni è la produzione di bioidrogeno da biomasse e acque reflue. Durante il processo di digestione anaerobica per la produzione del biogas si producono piccole quantità di idrogeno. Modificando le condizioni operative di un reattore si può stimolare la produzione di questo gas arrivando a percentuali di idrogeno nel biogas anche dell'80%. I limiti attuali all'avviamento di questo processo sono la sua minore produttività, l'instabilità delle condizioni operative e la non completa degradazione della sostanza organica.

Al fine di migliorare la produttività ed abbattere il carico organico residuo che si avrebbe nelle acque reflue, al processo di *dark fermentation* viene fatto seguire un processo di fotofermentazione. Il primo, è un processo di digestione anaerobica in condizioni di pH acido e carico organico molto elevato, condotto con batteri che hanno subito un pretrattamento per selezionare la biomassa in grado di produrre idrogeno. Il secondo, è un processo che utilizza batteri fotosintetici che in condizioni anaerobiche utilizzano la sostanza organica presente nell'effluente del primo stadio per produrre idrogeno, grazie a reazioni biologiche che avvengono in presenza di luce. I limiti di questo processo sono legati all'instabilità della fase di *dark fermentation* e alla necessità di portare grandi quantità di luce all'interno del reattore di fotofermentazione, che diventa in genere un reattore particolarmente sottile ed ampio.

Il recupero del biogas da discarica rimane un settore di particolare interesse. Normalmente in una discarica il biogas si sviluppa e viene raccolto per un processo naturale di biometanazione che la sostanza organica subisce al suo interno. Questo processo può durare molti anni con una produttività non particolarmente elevata.

Un processo che si sta sviluppando da poco è la realizzazione di bioreattori. I bioreattori sono discariche dove il percolato, liquido che trae prevalentemente origine dalla decomposizione dei rifiuti, viene gestito in modo tale da irrigare lotti specifici della discarica, ricircolandolo con continuità. In questo modo vengono favorite le condizioni di umidità e ricircolo della sostanza organica disciolta e della flora batterica presente all'interno del reattore, riducendo considerevolmente i tempi di produzione della discarica, concentrando la produzione del biogas in un periodo ristretto di tempo (tipicamente 3-4 anni) e rendendo più favorevole l'uso di cogeneratori per la combustione del biogas prodotto. Le attività di sviluppo che questo settore richiede riguardano le quantità e le modalità di distribuzione del percolato nel bioreattore e gli effetti stimolanti ed inibenti che il suo ricircolo può avere all'interno della massa in fermentazione.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Il potenziale di sviluppo della digestione anaerobica è legato alla possibilità di avere adeguate quantità di biomassa da avviare al trattamento. Nel settore delle acque reflue questo è legato principalmente all'aumento dei reflui ad alto carico organico che a sua volta dipende dallo sviluppo dell'industria attualmente piuttosto stagnante. Un certo impulso al settore potrebbe arrivare dallo stimolo al riutilizzo delle acque. Le tecnologie di recupero della risorsa idrica tendono a produrre due tipologie di acque: una, con i flussi idrici maggiori e bassi carichi organici, destinata tipicamente al riuso, l'altra, con bassi flussi ma con alti carichi organici, destinata al trattamento. Quest'ultima tipologia di acque potrebbe essere utilmente avviata alla digestione anaerobica per il recupero energetico in parte necessario al processo depurativo.

Anche nel settore del trattamento delle biomasse, l'ampliamento del mercato è legato alla possibilità di ottenere nuova biomassa da avviare ai processi di digestione.

La loro produzione specifica, utilizzando terreni marginali o terreni set aside, potrà avere ancora un certo sviluppo ma non ai ritmi sostenuti oggi, in parte per la diminuzione dei terreni fruibili, in parte per le elevate richieste idriche che queste colture stimolerebbero.

Dai dati presentati nelle tabelle 1 e 2 si vede come diversi siano i substrati che possono essere avviati alla digestione, ma si può notare anche come la loro produttività possa modificarsi considerevolmente in funzione delle condizioni operative e della gestione del substrato stesso.

Si nota quindi come un aspetto interessante, sia per l'incremento della produzione di biogas che per lo smaltimento dei rifiuti, è quello di utilizzare nei digestori gli scarti della produzione agroindustriale e i rifiuti solidi urbani, auspicabilmente separati alla fonte. Le due differenti tipologie di rifiuto sono per loro natura di qualità e quantità elevate e normalmente prive di prodotti e/o composti pericolosi per l'uomo o per l'ambiente.

Tabella 1 – Range di produzione di biogas di alcuni substrati

Substrati	m³ biogas/t SV
Deiezioni animali (suinicole, bovine, avicole)	200 -500
Residui colturali (paglia, colletti barbabietola, stocchi tutoli)	350 -400
Scarti organici agroindustria (scarti vegetali, fanghi e reflui di distillerie, birrerie e cantine ecc.)	400 -800
Scarti organici macellazione (grassi, contenuto stomacale, sangue, fanghi)	550-1.000
Fanghi di depurazione	250 -350
Frazione organica rifiuti solidi urbani	400 -600
Colture energetiche (mais, sorgo zuccherino, triticale, erba ecc.)	550 -750

Fonte: CRPA 2008

Tabella 2 – Produzione media di alcuni substrati organici

Substrati	Biogas (m³/kg SV)
<i>Prodotti/sottoprodotti vegetali</i>	
Insilato di sorgo zuccherino	0,60
Insilato di erba	0,56
Insilato di grano	0,60
Insilato di mais	0,60
<i>Scarti agroindustriali vegetali</i>	
Scarti lavorazione mais	0,48
Scarti di leguminose	0,60
Bucchette e semi di pomodori	0,35
Scarti lavorazione patata	0,60
<i>Scarti agroindustriali animali</i>	
Siero di latte	0,75
Contenuti ruminanti bovini	0,75
Sangue bovino	0,65
Fanghi di macelli suini	0,35
Fanghi di macelli bovini	0,35
Fango flottazione avicolo	0,35
<i>Varie</i>	
Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani	0,60
Glicerina	0,78

Fonte: elaborazione ENEA da CRPA

Al momento, il processo di trattamento più comune per questo tipo di prodotti è la stabilizzazione aerobica (compostaggio) e successivo avviamento allo spandimento agronomico o alla discarica. Il loro utilizzo in digestori anaerobici permetterebbe di trasformare in biogas la parte facilmente fermentescibile della sostanza organica, per poi avviare al compostaggio solo la frazione solida dell'effluente dopo la separazione da quella liquida.

Questa tecnologia è poco diffusa in Italia non solo per la scarsa diffusione di una efficace raccolta differenziata in ambito urbano, ma anche perché la normativa vigente rende particolarmente complicata la gestione della frazione organica prodotta dall'industria, considerata rifiuto e come tale sottostante a normative particolarmente stringenti.

La maggior flessibilità della normativa tedesca, ad esempio, ha concesso agli agricoltori di utilizzare nei digestori aziendali anche gli scarti dell'industria agroalimentare, favorendo fortemente la produzione di biogas in Germania, con il contenimento del conferimento in discarica di rifiuti fermentescibili.

Un altro aspetto rilevante e che rischia di limitare l'ampliamento del mercato della digestione anaerobica è legato allo spandimento agronomico del digestato. La pratica della fertilizzazione dei terreni agricoli, effettuata attraverso lo spandimento degli effluenti provenienti dalle aziende zootecniche e delle piccole aziende agroalimentari, è oggetto di una specifica regolamentazione volta a salvaguardare le acque sotterranee e superficiali dall'inquinamento causato, in primo luogo, dai nitrati presenti nei reflui.

La Direttiva comunitaria 91/676/CEE (col nome convenzionale di Direttiva nitrati) ha dettato i principi fondamentali a cui si è uniformata la successiva normativa nazionale, imponendo un limite massimo di azoto per ettaro che per le "Zone Vulnerabili da Nitrati" di origine agricola (ZVN) è pari a 170 kg N/ha/anno.

Durante il processo di digestione anaerobica l'azoto non viene rimosso, ne consegue che al fine di rispettare i limiti imposti dalla legge è necessario avere sempre più terreno a disposizione per lo spandimento agronomico.

La tendenza della normativa è quella di continuare a ridurre la quantità di azoto da apportare al suolo, di conseguenza gli impianti di digestione anaerobica installati nelle aziende agricole saranno per questo costretti a dotarsi di reflui impianti dedicati alla rimozione dell'azoto in grado di soddisfare norme più restrittive.

I processi di rimozione dell'azoto sono di tipo aerobico e richiedono quindi grandi apporti di energia necessaria per l'arieggiamento dei reflui, la digestione anaerobica potrebbe essere un processo utile al recupero di una quota parte di energia per fronteggiare le richieste dell'impianto aerobico stesso.

In questa direzione si stanno muovendo nuove e promettenti tecnologie che utilizzano per la rimozione dell'azoto batteri Anammox in grado di trasformare i nitriti in azoto gassoso, sostituendosi al tradizionale processo di nitrificazione e denitrificazione.

Poichè questo approccio richiede la presenza contemporanea di ammoniaca e nitriti ed è favorito da temperature superiori ai 25 °C, l'effluente di un digestore anaerobico si presta particolarmente al tipo di processo, con un vantaggio anche economico commisurabile in un risparmio energetico di circa il 25%.

Dati tecnico economici

È difficile valutare i costi di investimento e gestione di un impianto di digestione anaerobica in quanto questi dipendono in maniera considerevole dalla tipologia di applicazione, dal costo delle materie prime utilizzate e dai vantaggi o svantaggi tecnico ed economici indotti dal processo.

Quando l'impianto di digestione anaerobica è inserito nella linea trattamento acque il confronto deve essere fatto con le altre tecnologie disponibili per il trattamento del refluo: la copertura finanziaria offerta dal meccanismo di incentivazione pubblica sulla produzione di energia rinnovabile è un sostegno economico che ha in questo caso un peso minore.

Un discorso diverso, invece, va fatto per la produzione di biogas da biomasse. In questo caso, un'impresa agricola deve confrontarsi con il mercato, in forte espansione, delle biomasse e deve essere in grado di quotarne l'andamento oltre il periodo (12 anni) di copertura finanziaria del meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi.

Questo punto è di particolare interesse ed attualità per la contrapposizione tra differenti finalità di sfruttamento dei terreni, quella alimentare ed energetica, in un periodo in cui i prezzi dei prodotti agricoli, cresciuti in maniera vertiginosa, hanno acceso la competizione del mercato per l'energia con quello per il cibo.

L'opportunità di trattare gli scarti dell'agroindustria ai fini energetici incentivando convenientemente la produzione di biogas potrebbe aprire scenari di diffusione e penetrazione della tecnologia attraverso la valorizzazione, di fatto, di un prodotto organico che costituisce ad oggi un onere per il sistema industriale agroalimentare.

Un ruolo particolarmente rilevante lo potrà giocare anche un utilizzo più efficiente del calore di esubero prodotto dagli impianti di cogenerazione, dove solo una modesta quota del calore prodotto è oggetto di scambio economico sul mercato.

Tipicamente presente nell'agroindustria per il preriscaldamento dell'acqua per la produzione di vapore, il calore in agricoltura è di più difficile utilizzo, limitandosi al riscaldamento degli edifici rurali ed in alcuni casi, al riscaldamento delle serre. Anche in questi casi il suo impiego è principalmente circoscritto ad alcuni mesi dell'anno.

Consentire l'accesso all'incentivazione per la produzione di energia rinnovabile anche alla produzione di biogas è una soluzione, dimostratasi efficace, adottata in alcuni Paesi europei: questo permetterebbe di iniettare il biogas, dopo i trattamenti opportuni di purificazione e pompaggio, direttamente nella rete di distribuzione del gas.

In questo modo, si potrebbero ragionevolmente ridurre i costi di investimento degli impianti, ridurre le emissioni diffuse e favorire un uso più efficiente del biogas stesso che, se trasformato in energia elettrica, consentirebbe l'utilizzo più razionale del calore prodotto mediante reti di teleriscaldamento.

Un ausilio nella valutazione tecnica e nella stima del periodo di ritorno economico degli investimenti nel settore della produzione del biogas è offerto, oggi, da diversi software di calcolo e servizi dedicati alla simulazione parametrica, indispensabili per realizzare e per gestire un digestore anaerobico nel modo economicamente più vantaggioso.



Scheda tecnologica:

GEOTERMIA

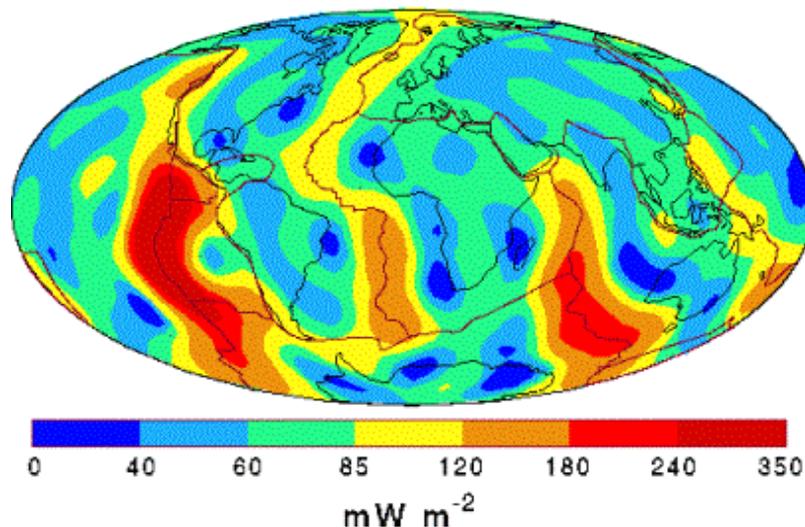
Descrizione e stato dell'arte

L'energia geotermica è il calore contenuto all'interno della Terra. Attualmente tale energia viene utilizzata sia per la generazione elettrica che direttamente come energia termica in vari processi industriali ed agro-alimentari, nonché per scopi civili. Il calore terrestre deriva dal calore residuo di formazione del pianeta e viene continuamente alimentato dalle reazioni di decadimento radioattivo di alcuni isotopi (uranio, torio, potassio ecc.) presenti in profondità nelle rocce. Il calore geotermico viene costantemente trasferito dall'interno della Terra verso la superficie e la sua trasmissione avviene per conduzione, ossia senza trasporto di materia, e per convezione (e/o advezione), cioè trasportato da un fluido costituito da acqua (in fase liquida o sotto forma di vapore) e gas.

L'energia termica all'interno della Terra è molto elevata – è possibile stimarla in $12,6 \times 10^{24}$ MJ, di cui $5,4 \times 10^{21}$ MJ contenuti nella sola crosta terrestre (Armstead, 1983) –, può essere considerata pressoché inesauribile, costante nel tempo e priva delle fluttuazioni alle condizioni climatiche e meteorologiche. Nonostante ciò, solo una piccola porzione di essa è raggiungibile ed utilizzabile in maniera economicamente vantaggiosa con le tecnologie oggi disponibili. La possibilità di utilizzare l'energia geotermica è infatti strettamente connessa alla profondità cui tale energia si trova.

La temperatura del pianeta aumenta con la profondità (gradiente geotermico) mediamente di circa $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ ogni 100 metri, ma la distribuzione di energia termica e il flusso di calore, a parità di profondità, sono molto variabili e dipendono dalle condizioni geodinamiche e geologico-strutturali (figura 1): si passa da enormi potenziali geotermici in zone tettonicamente attive (quali ad es. zone vulcaniche, margini di placca, aree in rapido sollevamento e/o erosione) in cui il gradiente geotermico può essere oltre 20 volte maggiore di quello medio, a zone "fredde" tettonicamente poco o per niente attive (per esempio le aree cratoniche). Poiché il vettore che permette lo scambio termico con la massima efficacia è l'acqua, l'energia termica estraibile dipende non solo dalla presenza di anomalie termiche a profondità modeste, ma anche dalla permeabilità e dalla porosità delle rocce, nonché dal loro grado di saturazione in fluido.

Figura 1 – Andamento del flusso di calore geotermico



Le risorse geotermiche possono quindi essere classificate in convenzionali e non convenzionali. Quando si parla di sistemi geotermici convenzionali si intendono abitualmente i sistemi idrotermali, ai quali può essere imputata una percentuale prossima al 100% della produzione di energia elettrica da fonte geotermica nel mondo.

Un sistema idrotermale è costituito dai seguenti elementi fondamentali: una sorgente di calore (intrusioni magmatiche superficiali, assottigliamento crustale ecc.); una roccia serbatoio porosa e permeabile, il cosiddetto serbatoio geotermico nel quale circolano quantità significative di fluido geotermico; una ricarica di acqua che garantisca una adeguata alimentazione; ed una "copertura" rappresentata da rocce impermeabili sovrapposte al serbatoio, che impediscano la dispersione dei fluidi e del calore. L'energia termica presente nel sottosuolo viene resa disponibile in superficie tramite l'estrazione dei fluidi (acqua o vapore con piccole percentuali di gas non condensabili) naturalmente presenti nelle rocce "serbatoio". Proprio grazie al loro assetto naturale e alla profondità a cui sono localizzati, i sistemi idrotermali sono caratterizzati dalla massima efficienza energetica.

Si ha a che fare con sistemi geotermici non convenzionali quando, nonostante la presenza di una anomalia termica importante, la permeabilità delle rocce serbatoio e/o la quantità di fluido ivi localizzato risultano troppo scarsi o assenti. In questi casi si cerca di modificare artificialmente questi parametri al fine di rendere il sistema geotermico economicamente utilizzabile (Enhanced Geothermal Systems - EGS) provocando un aumento della porosità efficace della roccia serbatoio attraverso fratturazione indotta e/o iniettando fluido dall'esterno. Nell'ultimo decennio si è verificato un forte impulso alla ricerca e alla sperimentazione in campo EGS, in quanto gran parte della comunità scientifica internazionale ritiene che il futuro della geotermia passi dalla coltivazione di questo tipo risorse geotermiche. Un altro modo di produrre energia geotermica da sistemi non convenzionali è quello che prevede di utilizzare fluidi supercritici (caratterizzati da temperature e pressioni superiori a quelle del punto critico caratteristico del particolare fluido). Un fluido supercritico, a parità di portata, può generare una quantità di energia fino a 10 volte maggiore rispetto a quella producibile con fluidi geotermici idrotermali. Un progetto sperimentale volto all'estrazione di fluidi supercritici è stato

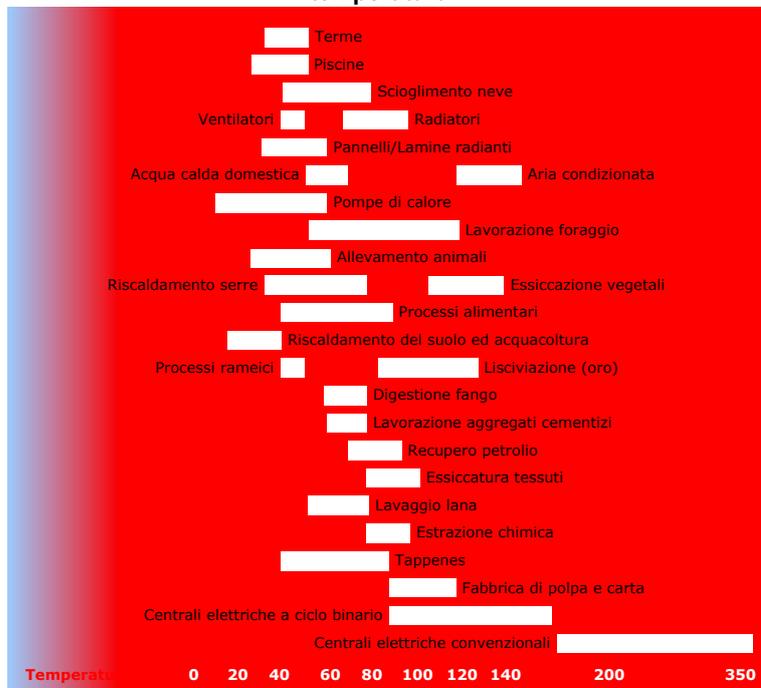
avviato in Islanda (Iceland Deep Drilling Project).

Ogni potenziale impiego della risorsa geotermica dipende dalla temperatura del fluido geotermico estratto e (figura 2) necessita di specifiche tecnologie di utilizzo per ciascuna applicazione.

I sistemi geotermici si possono distinguere in sistemi ad alta entalpia (con temperature > 150 °C) e sistemi a bassa entalpia (con temperature < 150 °C) (Haenel, Rybach e Stegena, 1988, Nicholson, 1993).

La produzione di energia elettrica è attualmente la forma di utilizzazione più importante delle risorse geotermiche ad alta entalpia con una potenza

Figura 2 - Possibili usi dei fluidi geotermici in funzione della temperatura



Fonte: Dickson e Fanelli, 2003

installata a livello mondiale di 10 GWe nel 2008, che dovrebbe raggiungere gli 11 GWe entro il 2010 (Lund, et al., 2005, 2008; Bertani, 2007; Rybach, 2009).

Le risorse a bassa entalpia si prestano invece ad essere sfruttate per molteplici usi non elettrici, tra cui le pompe di calore, la balneologia, il riscaldamento di ambienti, le serre, l'acquacoltura e gli impieghi industriali (Lund et al., 2005).

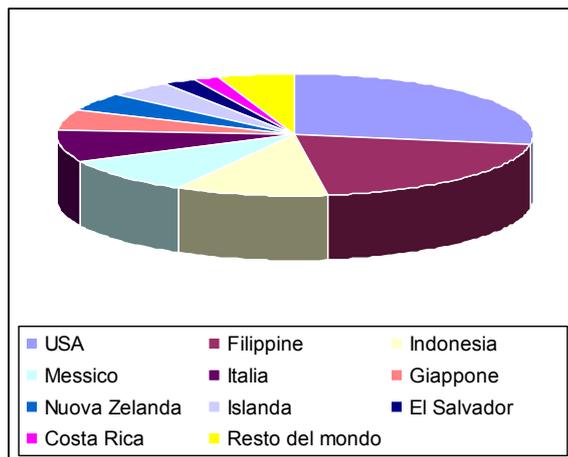
Lo sviluppo di nuove tecnologie (impianti a ciclo binario) consente di sfruttare anche fluidi a temperature relativamente basse (90-170 °C) per la produzione di energia elettrica. Attualmente, sono oltre 70 i Paesi che impiegano l'energia geotermica per la produzione di energia elettrica o direttamente in forma di calore (Lund, et al., 2005, 2008; Bertani, 2005, 2007) Nel 2008 la potenza installata nel mondo è stata calcolata essere intorno a 31 GWth (Rybach 2009), valore destinato ad aumentare notevolmente come conseguenza dei progressi effettuati nelle tecnologie di sfruttamento e delle dinamiche socio-economiche globali che puntano al rilancio delle rinnovabili come alternative sostenibili ed eco-efficienti ai combustibili fossili e al nucleare.

La produzione elettrica

Il primo tentativo di produrre energia elettrica utilizzando un fluido geotermico (vapore surriscaldato) fu condotto a Larderello nel 1904. Tale esperienza venne a breve seguita da installazioni in altri Paesi quali Giappone e Stati Uniti. Prima della 2ª Guerra Mondiale il nostro Paese era leader mondiale per la produzione di energia geotermica (durante la guerra, nel 1942, furono superati i 120 MWe di potenza installata). Dal dopoguerra ad oggi lo sfruttamento dell'energia geotermica ha avuto un forte impulso a scala globale, aumentando in maniera esponenziale la potenza installata. Tale incremento è stato favorito dal progressivo miglioramento delle tecnologie necessarie per la prospezione, la perforazione e la produzione da fonte geotermica, da congiunture economiche favorevoli (la crisi petrolifera degli anni 70, i costi sempre maggiori dei combustibili fossili) e dalla necessità di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera. La potenza installata nel mondo ha raggiunto i 9.732 MW nel 2008, con USA (2.687 MW) e Filippine (1969,7 MW) in testa. L'Italia si colloca al quinto posto con 810,5 MW di potenza geotermica installata (tabella 1).

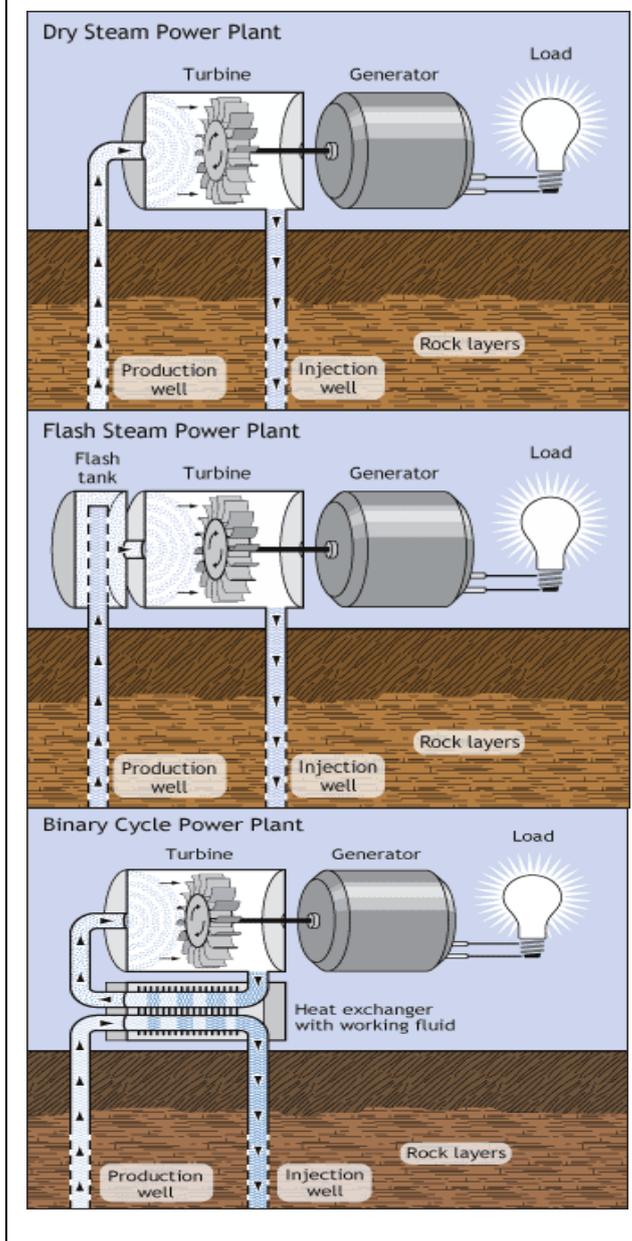
Tabella 1 – Potenza geotermoelettrica installata per Paese

Paese	Potenza (MW)	%
USA	2687	27,6
Filippine	1969,7	20,2
Indonesia	992	10,2
Messico	953	9,8
Italia	810,5	8,3
Giappone	535,2	5,5
Nuova Zelanda	471,6	4,8
Islanda	421,2	4,3
El Salvador	204,2	2,1
Costa Rica	162,5	1,7
Resto del mondo	525	5,4
Totale primi 10	9207	94,6
Totale	9732	100



Fonte: Bertani, 2008

Figura 3 – Schemi semplificati degli impianti per la generazione elettrica da fonte geotermica, da sinistra a destra, dall'alto in basso: impianto a vapor secco (campi a vapore saturo secco o surriscaldato), impianto a separazione di vapore (campi ad acqua dominante pressurizzata ad alta temperatura) e impianto binario (campi ad acqua dominante pressurizzata a temperatura medio-bassa)



A seconda delle caratteristiche del fluido geotermico estratto dal sottosuolo esistono due principali tipologie di impianto di produzione elettrica (figura 3): quando il fluido geotermico a bocca pozzo si presenta allo stato di vapore surriscaldato o di vapore saturo, è possibile utilizzarlo direttamente come fluido di lavoro nei cosiddetti impianti geotermoelettrici tradizionali (a vapor secco o a separazione di vapore), altrimenti il calore contenuto nel fluido può essere ceduto, tramite uno scambiatore, e utilizzato per vaporizzare un fluido secondario, che agisce come fluido di lavoro (impianti a ciclo binario).

Impianti tradizionali. La presenza in Italia di serbatoi geotermici ad alta entalpia ha finora concentrato la produzione di energia elettrica su impianti a vapor secco o a separazione di vapore, in cui il fluido geotermico estratto dal sottosuolo viene utilizzato, direttamente (impianti a vapor secco) o dopo la separazione della fase liquida (impianti a separazione di vapore, singolo o doppio flash), come fluido di lavoro da far espandere in turbina. L'energia meccanica così prodotta viene convertita, tramite un generatore, in energia elettrica. Il rendimento termodinamico degli impianti geotermoelettrici tradizionali varia tra il 18% e il 25%. Ad oggi in Italia sono operative 31 centrali (32 gruppi) geotermiche per un totale di 810,5 MWe di potenza installata per una produzione di 5500 GWh.

Tutti gli impianti si trovano in Toscana, nelle aree di Larderello, Travale-Radicondoli e Monte Amiata. Per garantire la sostenibilità della risorsa geotermica, a

valle del ciclo produttivo, una percentuale compresa tra il 20 e il 50% del fluido geotermico viene condensata e reimessa nel sottosuolo con appositi pozzi detti di reiniezione, evitando così impatti sui corpi idrici superficiali. Poiché gli impianti tradizionali prevedono emissioni in atmosfera di percentuali importanti di fluido geotermico estratto sono state sviluppate innovative soluzioni impiantistiche finalizzate a mitigare gli impatti ambientali locali: l'impianto AMIS (Abbattimento Mercurio e Idrogeno Solforato), brevettato da Enel, risulta essere attualmente installato su 24 centrali e sarà a breve trasferito su tutto il parco esistente.

Gli impianti AMIS sono in grado abbattere l'84,4% dell'Idrogeno Solforato e il 50% del Mercurio contenuti nel fluido geotermico – rispettivamente il 98,6% e il 93,7% se viene considerato il solo flusso in uscita dalla linea degli incondensabili – (ARPAT 2009) agendo in maniera significativa sul fronte delle emissioni di odori molesti e sulla qualità dell'aria. Oltre all'AMIS, che è ormai una tecnologia matura, è attualmente in fase di valutazione il demister di seconda generazione che dovrebbe essere in grado di abbattere in maniera estremamente efficiente (circa l'80%, ARPAT 2009) le emissioni del drift in uscita dalle torri di raffreddamento.

Impianti a ciclo binario. Per sistemi geotermici a temperature moderate, la tecnologia del ciclo binario è la più idonea. Come anticipato in precedenza, gli impianti binari utilizzano il calore estratto dal fluido geotermico per riscaldare (attraverso uno scambiatore) un fluido secondario, che agisce come fluido di lavoro. Successivamente tutto il fluido geotermico viene reimpresso nel sottosuolo tramite pozzi di reiniezione, evitando così emissioni in atmosfera. Per quanto riguarda il fluido secondario, solitamente vengono usati fluidi organici (come n-pentano o ammoniaca nel "Kalina Cycle"), che hanno un basso punto di ebollizione ed un'elevata pressione di vapore a bassa temperatura rispetto al vapore acqueo. Il fluido secondario lavora in un ciclo Rankine convenzionale (pompa – caldaia – turbina – condensatore). La presenza della condensazione a fine ciclo permette il riutilizzo dello stesso fluido in un nuovo ciclo e l'azzeramento delle emissioni liquide e gassose. Scegliendo opportunamente il fluido secondario, è possibile costruire impianti binari che sfruttino fluidi geotermici con temperature comprese tra 85 e 170 °C. Attualmente il fattore di rendimento termodinamico per gli impianti a ciclo binario si aggira intorno al 5-10%.

Oltre alle emissioni in atmosfera, altri potenziali impatti ambientali associati alla coltivazione delle risorse geotermiche sono la sismicità indotta, le frane, la contaminazione e la riduzione di volume delle falde superficiali e la modificazione del paesaggio. Anche il rumore e gli effetti sulla flora e sulla fauna devono essere annoverati tra gli impatti connessi alla coltivazione della risorsa geotermica. Con un'adeguata e attenta pianificazione dello sfruttamento della risorsa, tutti i questi impatti possono essere notevolmente ridotti o pressoché evitati, incidendo favorevolmente sull'accettabilità sociale della coltivazione geotermica.

Gli usi diretti

L'utilizzo dell'energia geotermica per usi termici risale all'antichità e le tecnologie attualmente disponibili possono essere considerate mature; tuttavia, in molti Paesi tali tecnologie sono applicate a una percentuale esigua delle risorse geotermiche potenzialmente disponibili. Vista la crescente richiesta di energia a livello mondiale, sarebbe infatti auspicabile una maggiore diffusione di queste tecnologie, considerato che l'energia geotermica, tra le energie rinnovabili, è in grado di fornire un livello di produzione costante tutto l'anno non essendo condizionata da fattori esterni.

Inoltre, il ricorso a fluidi a bassa entalpia è vantaggioso in quanto questi sono molto abbondanti, ampiamente diffusi e facilmente accessibili rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia. Il fluido geotermico può essere ottenuto non solo dalla perforazione di pozzi ma anche e soprattutto da sorgenti termali o dai cascami delle centrali geotermoelettriche. L'energia termica contenuta nel fluido viene trasferita, tramite scambiatori di calore, all'impianto nel quale il calore viene utilizzato (teleriscaldamento di abitazioni, processi industriali ed agro-alimentari ecc.), successivamente, tale fluido viene reiniettato nel sottosuolo evitando contaminazioni con le falde idriche superficiali.

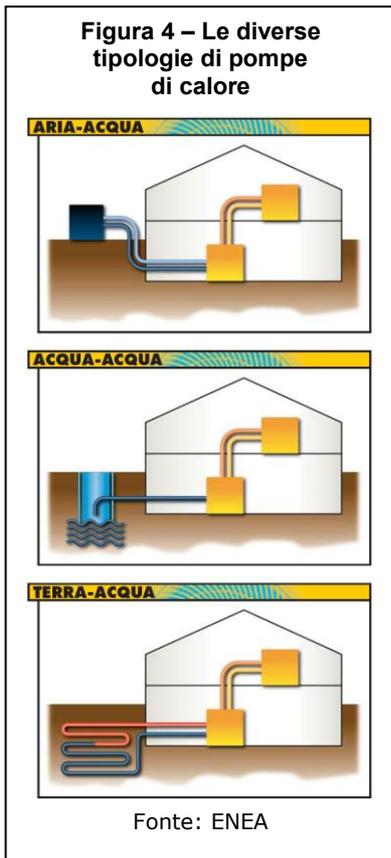
Per l'utilizzazione ottimale del calore geotermico si realizzano generalmente sistemi a cascata sfruttando, in impianti a decrescente richiesta termica, il calore residuo del fluido scaricato dall'impianto posto a monte.

Una vasta gamma di tipologie di applicazione diretta della risorsa geotermica a "bassa entalpia" si riscontrano nel settore industriale soprattutto nei processi a caldo quali evaporazione, essiccamento, distillazione, sterilizzazione, lavaggio, decongelamento ed estrazione di sostanze chimiche. Alcuni esempi sono: la pastorizzazione del latte, la disidratazione di prodotti agricoli, il recupero di sostanze chimiche e CO₂, l'essiccamento della diatomite e la produzione di borati ed acido bórico.

L'utilizzo di tipo agricolo e zootecnico fra cui il riscaldamento delle serre è un esempio di comune impiego dell'energia geotermica in agricoltura, presente in circa 30 Paesi fra i quali anche l'Italia. Sono inoltre diffuse, anche nel nostro Paese, le applicazioni relative al riscaldamento, in acquacoltura, degli allevamenti animali, dei suoli agrari e negli usi civili per lo scioglimento del ghiaccio e lo sbrinamento delle strade.

Un utilizzo singolare ma di notevole rilievo è quello relativo al riscaldamento di singoli edifici, soprattutto alberghi, molto diffuso in aree caratterizzate da importanti anomalie termiche (ad esempio nell'area dei Colli Euganei e nell'isola di Ischia).

Un altro esempio virtuoso sia sotto il profilo tecnico che economico a cui fare riferimento è la rete di teleriscaldamento di Ferrara, che si sviluppa per 30 km e alimenta una parte importante del riscaldamento cittadino (l'equivalente di 9.960 utenze).



Per il teleriscaldamento viene utilizzato un fluido geotermico a 100 °C estratto alla profondità di 1,1 km. Il sistema attualmente utilizza tre pozzi, due di produzione ed uno di reiniezione, scambiatori di calore situati nelle vicinanze dei pozzi e una condotta termicamente isolata, lunga 2 km, che trasporta l'acqua di riscaldamento a 95 °C verso la centrale in cui il sistema è integrato con il termovalorizzatore cittadino. Il contributo della geotermia nella rete raggiunge in questo modo quasi il 60% del fabbisogno di calore e permette di risparmiare 5.000 tonnellate di petrolio all'anno.

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 pompa di calore 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 condizionamento).

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.

Il principio di funzionamento dei sistemi a pompa di calore 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.

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.

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.

Come riconosciuto dall'EPA (Environmental Protection Agency - USA), la tecnologia a pompe di calore geotermiche è, fra tutte le tecnologie disponibili per la climatizzazione, quella a più basso valore di emissioni di CO₂.

In Europa, nell'anno 2007, l'uso diretto di energia geotermica è stato di circa 160.000 TJ/anno, con una potenza termica installata pari a 14 GWth, ripartita tra le diverse applicazioni mostrate in [tabella 2](#) (Antics et al. 2007).

Le maggiori installazioni di pompe di calore a livello europeo sono in Svezia con 3,8 GWth (con l' utilizzo di 36.000 TJ/a di energia geotermica), Islanda con 1,8 GWth (24.500 TJ/a) e Turchia con 1,4 GWth (24.000 TJ/a). L'Italia, al quarto posto su scala europea, è caratterizzata da un potenziale installato di 0,65 GWth, (8.000 TJ/a di calore geotermico impiegato per usi diretti). Il ricorso agli usi diretti della geotermia nel 2007 è all'incirca raddoppiato rispetto agli anni 1999-2000 caratterizzati da una potenza installata di 0,33 GWth ed un impiego energetico di 3.800 TJ/a (Antics and Sanner, 2007).

Non essendo disponibili dati aggiornati sulle singole applicazioni dirette del calore geotermico in Italia, i valori di riferimento attuali sono quelli relativi alla fine del 2006.

Tabella 2 – Potenziale geotermico installato in Europa per diverse applicazioni a bassa entalpia

Applicazione	Potenza installata (%)
Riscaldamento e refrigerazione di ambienti	36,50
Balneologia e termalismo	35,50
Serricoltura	17,70
Acquacoltura	6,20
Impieghi industriali	0,80
Disidratazione di prodotti agricoli	0,10
Altri usi	3,20

Fonte: CEGL - Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello

Tabella 3 – Usi diretti dell'energia geotermica in Italia stimati al 31 dicembre 2006

Utilizzo	Energia termica (%)
Balneologia e termalismo	38,0
Riscaldamento individuale di spazi e teleriscaldamento	24,3
Acquacoltura	21,0
Serricoltura	16,0
Processi industriali	0,7

Fonte: CEGE - Centro di Eccellenza per la Geotermia di Larderello

La stima percentuale di energia termica relativa agli specifici usi diretti sulla energia complessiva di 8000 TJ/a è riportata in [tabella 3](#) (UGI 2007).

L'uso delle pompe di calore geotermiche è molto diffuso in Paesi come Giappone, Germania, Svezia ed oggi questa tecnologia viene applicata sulla maggior parte delle nuove abitazioni ed anche delle ristrutturazioni.

Nei prossimi anni, anche in Italia, si prevede un incremento dell'installazione di sistemi a PCG, con effetti significativi sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica e sull'aumento dell'efficienza energetica complessiva degli edifici (UGI, 2007).

Prospettive tecnologiche

Negli ultimi anni sono stati condotti vari studi volti alla valutazione delle risorse geotermiche ad oggi inutilizzate a livello nazionale, sia negli USA che in alcuni Paesi europei (Tester et al. 2006, Paschen et al. 2003). Tali studi hanno fornito un quadro estremamente interessante in quanto sono stati stimati potenziali di 100 GW e 35 GW rispettivamente negli USA e in Germania.

La maggior parte delle risorse geotermiche a cui può essere imputato tale potenziale è costituita dagli Enhanced Geothermal Systems (EGS), la cui tecnologia di sfruttamento non è ancora del tutto matura, per garantire un uso economicamente sostenibile. L'ulteriore e necessario sviluppo della produzione elettrica e termica da fonte geotermica richiede quindi non solo un continuo miglioramento tecnologico nell'ambito dell'esplorazione e della produzione dei sistemi idrotermali, ma anche l'introduzione di nuove tecnologie o quantomeno l'ottimizzazione delle attuali in vista della loro applicazione, a livello produttivo piuttosto che dimostrativo, alle risorse geotermiche non convenzionali.

1. Per l'esplorazione e produzione dei sistemi idrotermali gli sforzi devono essere concentrati su tre linee:
2. Il miglioramento della capacità predittiva delle tecnologie d'esplorazione e di modellazione numerica dei sistemi geotermici al fine di individuare nuove risorse non ancora utilizzate, ridurre al minimo il numero di pozzi da perforare e prevedere la sostenibilità delle risorse nel tempo.
3. Il miglioramento delle tecnologie di perforazione e di completamento dei pozzi al fine di ridurre i tempi di esecuzione, di rendere più stabile la cementazione dei pozzi ad alte temperature e di automatizzare l'installazione delle tubazioni.
4. Il miglioramento dell'efficienza degli impianti geotermoelettrici per consentire l'uso di fluidi a bassa temperatura (90-130 °C) per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Dovrà inoltre essere ulteriormente promossa l'integrazione con sistemi di generazione ibrida in combinazione con altre fonti di energia rinnovabili e tecnologie a basso utilizzo di combustibili fossili. A fronte di un auspicabile aumento delle installazioni produttive volte all'utilizzo della risorsa geotermica sarà anche fondamentale la ricerca finalizzata alla minimizzazione degli impatti connessi alla geotermia.

Negli EGS è necessario creare o aumentare artificialmente, all'interno della roccia serbatoio, il volume entro il quale far circolare la quantità di fluido necessaria ad estrarre energia termica dalle rocce e trasportarla in superficie per produrre energia elettrica e/o calore.

Ciò richiede la perforazione di molti pozzi, all'interno dei quali vengono condotte operazioni di pompaggio a pressione di acqua ed altre sostanze chimiche (generalmente soluzioni acide) per produrre nelle rocce un reticolo di fratture, interconnesse tra loro, entro il quale possa circolare il fluido. Tale fluido, se non presente naturalmente nel sistema, verrà immesso dalla superficie all'interno dei pozzi di iniezione e successivamente pompato alla superficie mediante i pozzi di produzione.

Alcuni progetti sperimentali sono già a stati realizzati sia in USA che in Europa (Francia, Germania, Austria e Svizzera) dimostrando la loro fattibilità tecnica e la possibilità, oltre che di utilizzare l'energia termica estratta, di produrre energia elettrica tramite impianti a ciclo binario.

Tuttavia ulteriori sforzi di innovazione tecnologica sono necessari per rendere questo tipo di progetti sostenibili in termini di performance produttive nel tempo di esercizio degli impianti, di compatibilità ambientale e di competitività economica.

Per quanto riguarda gli EGS, gli aspetti che necessitano un'attenzione particolare sono indubbiamente:

1. la capacità di creare, nel sottosuolo, una fratturazione indotta che permetta un deflusso ottimale del fluido tra pozzi di produzione e di reiniezione;
2. l'introduzione, per quanto concerne la produzione elettrica da impianti binari, di fluidi secondari con caratteristiche termodinamiche tali da riuscire ad ottimizzare la produzione di energia elettrica anche in presenza di fluidi geotermici a temperature medio-basse.

Si ritiene che, con l'introduzione di nuove tecnologie e l'ottimizzazione di quelle esistenti, in una prospettiva di medio lungo periodo (10-15 anni), l'utilizzo energetico dei sistemi non convenzionali possa svilupparsi e diventare sostenibile anche dal punto di vista economico. Tuttavia ciò potrà essere ottenuto solo mediante una rafforzata cooperazione internazionale volta a consentire ed incrementare lo sviluppo, l'accesso, la diffusione e la commercializzazione di nuove tecnologie in grado di abbassare i costi unitari di produzione dell'energia, affiancando alla generazione elettrica anche sistemi per il recupero di calore da utilizzare in altri processi industriali e, laddove possibile, utilizzare il calore residuo per reti di teleriscaldamento o in sistemi co-alimentati con altre risorse rinnovabili.

Di vitale importanza sarà infine la promozione di percorsi di formazione specializzata finalizzati alla preparazione delle risorse umane necessarie a guidare lo sviluppo ed all'applicazione di metodologie non convenzionali per l'esplorazione, per lo sviluppo e per lo sfruttamento della risorsa geotermica che non sono ancora economicamente fruibili utilizzando le metodologie attualmente disponibili

Per quanto riguarda gli impianti geotermici a pompa di calore, nonostante si abbia già a che fare con tecnologie mature ed efficienti, le prospettive future si concentrano sulla possibilità di ottenere ulteriori incrementi dell'efficienza (COP ed EER più elevati) delle PCG e sul miglioramento delle prestazioni dello scambiatore a terra, tramite l'introduzione di nuovi materiali e/o di geometrie che massimizzino lo scambio termico tra sonda verticale e terreno.

Oltre agli aspetti precedentemente citati, la prospettiva forse più importante per un ulteriore incremento dello sviluppo dei sistemi a PCG è legata anche ad un affinamento della conoscenza del contesto geologico ed idrogeologico in cui si situano tali sistemi. 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.

In generale, per gli impianti e i processi basati volti all'uso diretto del calore geotermico, è prevedibile un loro costante miglioramento sia in termini di efficienza che di compatibilità derivanti da una continua innovazione tecnologica.

Data l'eterogeneità dei possibili usi e conseguentemente l'eterogeneità di processi disponibili, non è possibile in questa sede dettagliare e tracciare le prospettive di sviluppo di ogni singola applicazione.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Sulla base di recenti stime (riassunte da IGA e da EGEC, 2008), il potenziale geotermico sviluppabile a livello globale è molto elevato: è stato stimato che la potenza elettrica installabile sia di 70 GW impiegando le tecnologie attuali e possa attestarsi ad addirittura 140 GW applicando tecnologie non convenzionali.

EGEC ha tracciato gli scenari di crescita della produzione di energia elettrica (includendo anche i contributi attesi dai sistemi EGS e cicli binari) e dai sistemi binari ed energia termica per la climatizzazione ([figura 5](#)) riferite ai Paesi comunitari e stimate al 2020.

L'Italia si trova al primo e al secondo posto negli scenari previsionali sulla produzione elettrica e per gli usi diretti del calore rispettivamente: il maggior contributo alla produzione di energia elettrica in Italia è atteso dalle tecnologie convenzionali, piuttosto che dai sistemi EGS o cicli binari, mentre per quanto riguarda la climatizzazione l'Italia vedrà un incremento rilevante nel ricorso agli usi diretti, piuttosto che all'installazione di pompe di calore.

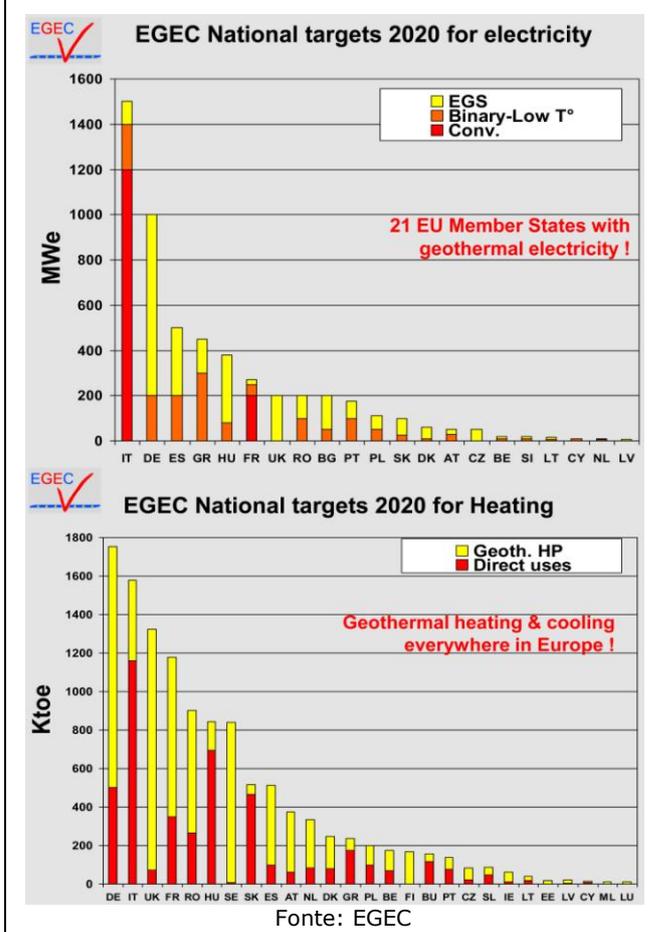
Gli accordi internazionali ratificati dall'Italia per la riduzione dei gas serra rappresentano indubbiamente un'opportunità per lo sviluppo della geotermia in ogni sua forma d'applicazione. A livello globale si valuta infatti che un'efficiente sfruttamento dell'energia geotermica consentirebbe di risparmiare annualmente 265 milioni di barili di petrolio e di evitare di immettere nell'atmosfera 115 milioni di tonnellate di CO₂ (Fridleifsson, 2001). È stato valutato che l'emissione di CO₂ per la produzione di un kWh geotermoelettrico oscilla fra i 13 e i 380 g con una variabilità legata alla presenza di gas incondensabili nel fluido geotermico (come riportato nella Environmental Product Declaration per l'impianto Enel di Bagnore 3), rispetto ai 1.042 g/kWh nelle centrali a carbone, ai 906 g/kWh nelle centrali ad olio combustibile, e ai 453 g/kWh di CO₂ nelle centrali a gas naturale (Fridleifsson, 2001).

A fronte di tali indiscutibili benefici che l'impiego dell'energia geotermica può portare in termini di sviluppo sostenibile, permangono alcune barriere che ne limitano lo sviluppo e uno sfruttamento efficiente. Tali barriere sono riconducibili non solo ad aspetti di natura tecnologica ma anche alla disponibilità della risorsa utile e agli alti costi di investimento iniziali. In particolare gli elevati capitali a rischio richiesti durante la fase di esplorazione e la mancanza di adeguati strumenti economico-assicurativi per coprire eventuali insuccessi nella fase di perforazione rendono difficile l'ingresso di nuovi operatori sul mercato.

Ad oggi Enel risulta essere l'unico operatore geotermoelettrico presente in Italia; questo ha condizionato notevolmente l'affermazione di tecnologie che non rientravano nei suoi piani industriali, come ad esempio gli impianti a ciclo binario ed EGS che invece stanno acquisendo un sempre maggiore interesse sul fronte internazionale. Per colmare tale carenza, nel Programma Energetico di Indirizzo Regionale (PIER) della Regione Toscana (territorio che ospita l'intero parco di impianti geotermoelettrici nazionali in attività), in accordo con Enel, si prevede un aumento della potenza installata di 112 MWe entro il 2011, investendo sia in impianti geotermici tradizionali sia in impianti a ciclo binario, anche se, alla luce dei fatti, l'incremento, in termini di potenza installata sarà totalmente ottenuta con impianti tradizionali.

Un fattore che sicuramente gioca un ruolo sfavorevole nello sviluppo di un progetto geotermico è l'assenza di una visione univoca e di una quantificazione certa degli impatti che la coltivazione geotermica esercita sull'ambiente; inoltre la carenza e frammentarietà di informazione sulle reali potenzialità della risorsa, correlati agli aspetti ambientali interessati dallo sviluppo di un progetto geotermico (emissioni in atmosfera, fenomeni di subsidenza e sismicità indotta), e l'attuale inadeguatezza del sistema di comunicazione sono le principali problematiche legate alla ridotta consapevolezza delle comunità delle effettive potenzialità geotermiche e costituiscono la causa della scarsa accettabilità sociale degli impianti geotermoelettrici.

Figura 5 – Stime di crescita della produzione di energia geotermica per la generazione elettrica (in alto) e per gli usi diretti del calore (in basso)



Rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia, quelle a medio-bassa entalpia offrono il vantaggio di avere un'ampia diffusione sul territorio nazionale e, in linea di massima, richiedono tecnologie a basso impatto. Nonostante una certa maggiore complessità nelle fasi di progettazione e implementazione rispetto agli impianti tradizionali di riscaldamento, ci sono tutte le premesse per uno sviluppo decisamente più ampio di quello attualmente riscontrato. Come nel caso delle risorse ad alta entalpia, una barriera che deve sicuramente essere rimossa per favorire l'incremento di queste applicazioni è rappresentata dalla scarsa conoscenza sia del grande potenziale di queste risorse geotermiche (di cui l'Italia dispone abbondantemente), sia della molteplicità di applicazioni a cui è possibile ricorrere. Le attuali difficoltà nella raccolta e nel reperimento di dati omogenei, completi ed aggiornati per i singoli impianti che si avvalgono dell'uso diretto del calore geotermico (molti impianti sono di ridotta dimensione e non soggetti a programmi di monitoraggio codificati) contribuiscono in maniera determinante all'ancora

limitata trasferibilità delle esperienze più virtuose. Infatti l'elevato numero di usi non elettrici con caratteristiche diverse e poco comparabili tra loro, e la difficoltà nella distinzione dei singoli usi, pongono seri problemi alla raccolta e alla diffusione di dati omogenei evidenziando la necessità di introdurre strumenti condivisi di classificazione. Due conseguenze dirette della carenza di dati omogenei e condivisi sono il moderato interesse e la diffidenza spesso manifestata da parte di potenziali investitori o imprenditori ad implementare ex novo tali sistemi di sfruttamento o a sostituire e/o riconvertire gli impianti già esistenti e collaudati. Solo recentemente sono stati presi provvedimenti in alcune regioni italiane al fine di risolvere o minimizzare tale problema (Lombardia, Friuli Venezia Giulia e Trentino Alto Adige). Gli importanti riscontri positivi ottenuti da parte della popolazione inducono ottimismo verso la creazione di un mercato di settore dinamico ed indipendente da eventuali incentivi statali.

Possibili strategie per l'allargamento del mercato possono essere identificate anche nella semplificazione delle procedure amministrative finalizzate alla riduzione dei tempi di realizzazione impiantistica; in egual misura, la semplificazione amministrativa per l'ottenimento dei permessi di esplorazione e coltivazione delle risorse geotermiche favorirebbe la coltivazione delle risorse ad alta entalpia.

Per quanto concerne il settore delle pompe di calore geotermiche, in Europa, da una decina di anni questo mercato 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 CO₂. Nel 2008, il numero di pompe di calore geotermiche censite in Europa è stato di 782.461, con una potenza termica complessiva di 8920 MWt.

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 MWt (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 di 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.

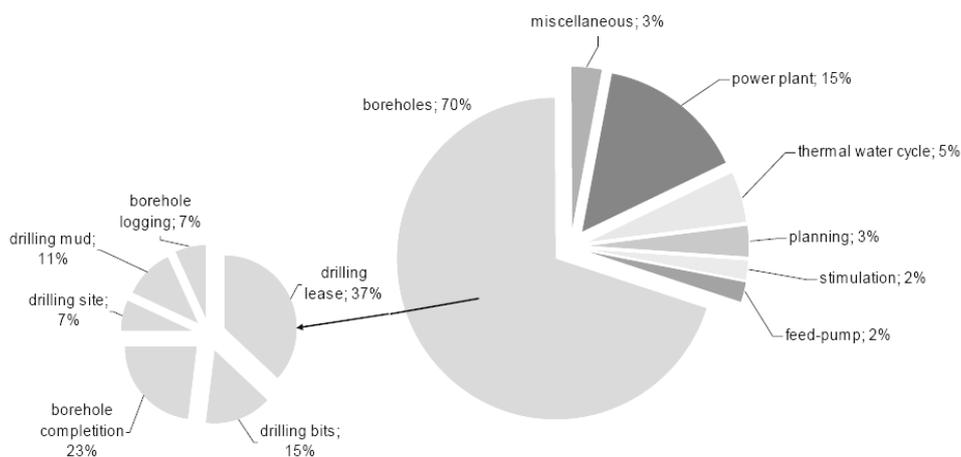
Analisi economica

In Italia gli sviluppi applicativi godono, indipendentemente dai sistemi di incentivazione, di condizioni tradizionalmente favorevoli anche dal punto di vista economico. Per la generazione di energia elettrica da fonte geotermica i fattori di costo da considerare sono principalmente due: l'approvvigionamento della risorsa e la costruzione degli impianti. Una quota rilevante dei costi connessi all'attività geotermoelettrica è relativa alla fase di ricerca ed esplorazione. Come per gli idrocarburi, infatti, la fase di ricerca risulta particolarmente rischiosa dal punto di vista industriale, in quanto si stima che solo un pozzo su cinque di quelli esplorati possa essere effettivamente usato per lo sfruttamento della risorsa. I soli costi di perforazione possono così rappresentare da un terzo fino alla metà dei costi totali di investimento. I costi di impianto variano invece molto a seconda della tecnologia utilizzata, delle caratteristiche del serbatoio geotermico nonché della legislazione locale che può imporre o meno, in funzione dei parametri precedenti, l'installazione di determinati sistemi di abbattimento di inquinanti.

In [figura 6](#) sono riportati i risultati di un recente studio eseguito in Germania su alcuni impianti binari Organic Rankine Cycle (ORC). Il 70% dei costi di investimento è imputabile ai costi di esplorazione e costruzione di pozzi, il 15% alla costruzione dell'impianto.

In Italia, per poter accedere all'utilizzo di una risorsa geotermica, bisogna ottenere specifiche concessioni alla ricerca e allo sfruttamento nonché la documentazione necessaria per l'inizio dell'attività, con particolare riferimento alle autorizzazioni in materia di protezione ambientale, secondo quanto disciplinato dalla L. 896/86 "Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche". Ogni concessione è così soggetta a un sistema contributivo bipartito: un contributo una tantum proporzionale alla capacità dell'impianto geotermoelettrico, da versare al Comune ospitante, e un contributo annuale in favore del Comune e della Regione, in funzione della effettiva produzione elettrica. Sulla base dell'esperienza maturata in Toscana (che detiene la totalità degli impianti geotermoelettrici nazionali) tali contributi sono oggi fissati in 0,006888 €/kWh in favore del Comune di appartenenza del campo geotermico e di 0,000574 €/kWh per la Regione. Queste voci di costo, moltiplicate per la produzione annuale di energia geotermoelettrica, garantiscono il trasferimento dal gestore agli Enti locali di un ammontare complessivo di circa 39 milioni di €/anno. A fronte di ciò, il valore finanziario dell'energia geotermoelettrica prodotta è dato da due elementi: il prezzo pagato per il ritiro dell'energia da parte del gestore della rete e gli incentivi esistenti.

Figura 6 – Costi di investimento per impianti geotermoelettrici a ciclo binario con risorse convenzionali



Fonte: CEGL

Tabella 4 – Stima del valore finanziario della produzione di energia geotermoelettrica

Parametro	Valore
Produzione energia geotermica (2007)	5.195 GWh
Valore di mercato	363.650.000 euro
Valore Certificati Verdi/CIP6	613.010.000 euro
Valore complessivo	976.660.000 euro

Fonte: CEGL - Centro di Ricerca per l'Eccellenza di Larderello

I risultati del valore finanziario complessivo della produzione geotermoelettrica registrati per gli impianti eserciti in Toscana per l'anno 2007 sono riassunti nella [tabella 4](#); il valore della componente di mercato dell'energia geotermoelettrica è derivato dal prezzo medio di vendita nella borsa elettrica per l'anno di riferimento. La componente relativa agli incentivi, essendo la fonte geotermica classificata fra le rinnovabili, è invece calcolata nei diversi impianti secondo il regime CIP6 o secondo quello relativo ai "Certificati Verdi".

Se si considera che l'ultima generazione di impianti è stata progettata con un *technical life cycle* di 30 anni, che i costi operativi sono contenuti e che il coefficiente di presenza della produzione è superiore al 95% annuo, il costo unitario del kWh geotermoelettrico è da considerarsi certamente molto competitivo. Sebbene in Italia non siano stati finora condotti studi di Life Cycle Costing, è significativo considerare, a titolo del tutto indicativo, alcuni risultati stimati per alcuni impianti californiani: il costo medio di 0,05-0,08 \$/kWh, risulta in linea con il valore del kWh prodotto dalle fonti rinnovabili considerate le più convenienti quali l'eolico e l'idroelettrico (IGA, 2008).

Relativamente agli utilizzi diretti, indipendentemente dall'applicazione, i costi maggiori da sostenere sono quelli di investimento iniziale: per la perforazione dei pozzi di produzione e di reiniezione e per la costruzione degli impianti ausiliari e delle reti di distribuzione (es. nel caso del teleriscaldamento).

Per un utilizzo efficiente dell'energia rimane così auspicabile la realizzazione di sistemi a cascata o combinati. Infatti, nei sistemi a cascata, varie utenze che necessitano di livelli termici decrescenti vengono collegate in serie in modo che ciascun impianto utilizzi il calore residuo contenuto nel fluido scaricato dall'impianto precedente; invece nei sistemi combinati, il livello di servizio è reso più efficiente dalle sinergie derivanti dall'accoppiamento degli impianti geotermici con impianti tradizionali o a fonte rinnovabile.

La rete di teleriscaldamento di Pomarance (Pisa), basata sull'impiego di vapore idoneo alla produzione di energia elettrica, rappresenta un interessante esempio del riscontro economico che gli utilizzi diretti possono avere. Sono servite un totale di 2.200 utenze, con un fatturato di 1.9 milioni di euro/anno. Di questi circa 690.000 euro vanno a coprire le spese energetiche, 500.000 euro sono versati al Comune come canone e 200.000 euro costituiscono l'utile della società gestrice (GES srl).

Venendo a considerare gli impianti a pompa di calore, i costi d'investimento relativi all'installazione di tali sistemi 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 m² (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.

Tra i molti esempi di installazioni di impianti a pompe di calore economicamente sostenibili possiamo citare l'impianto di teleriscaldamento per il centro di Bergamo che, dotato di una pompa di calore della potenza di 3.000 kWt connessa ad acque correnti superficiali (a 13 °C temperatura), registra performance di valore aggiunto al netto dei costi di gestione annui prossimi ai 3 milioni di euro.

L'impianto di climatizzazione del nuovo complesso universitario della Università Bocconi, costituito da tre pompe di calore da 1 MWt funzionanti in assetto reversibile ed alimentato con energia elettrica, costituisce un ulteriore ed interessante esempio di utilizzo efficiente delle risorse (per ogni kW elettrico assorbito sono garantiti 4,5 MW termici prodotti) ai quali si associano notevoli risparmi, sia di energia primaria che economici rispetto ad un impianto tradizionale, a caldaia o a gas, quantificabili intorno al 40% rispetto ai sistemi tradizionali.



Scheda tecnologica:

IDROELETTRICO

Descrizione e stato dell'arte

La produzione di energia idroelettrica, pari a circa il 70% della produzione complessiva lorda da fonti rinnovabili, rappresenta la più importante forma di energia rinnovabile in Italia.

Per il grande idroelettrico, principalmente per impianti con grandi invasi e dighe, è poco ipotizzabile uno sviluppo futuro significativo. Considerando l'età media delle dighe italiane, ormai superiore ai 60 anni, per molte delle quali il periodo di vita residuo è stimabile in alcune decine di anni, è ragionevole attendersi una sensibile riduzione della producibilità da fonte idroelettrica. I principali fattori alla base di tale riduzione sono: limitazione di invaso per le dighe che presentano problemi di sicurezza, riduzione di invaso per interrimento del serbatoio, dismissione di quelle dighe per le quali non vi è un conveniente ritorno economico a fronte di interventi di ripristino.

Il quadro generale è più articolato per gli impianti mini idroelettrici, dove i minori problemi di sicurezza e il vantaggio di una tipologia distribuita di generazione, rende opere e macchinari più facilmente inseribili sul territorio.

Gli impianti idroelettrici si suddividono in grandi impianti idroelettrici (o più semplicemente idroelettrici) ed in impianti idroelettrici minori (mini-idroelettrico o SHP¹¹⁰); la suddivisione avviene in base alla potenza installata nell'impianto e si può assumere come valore di soglia la potenza di 10 MW (in Italia si parla di idroelettrico minore fino al limite di 3 MW).

Questa suddivisione solitamente si riscontra anche nella diversa tipologia degli impianti: mentre i grandi impianti idroelettrici richiedono solitamente la sommersione di estese superfici con la creazione di bacini artificiali per accumulo d'acqua con notevole impatto ambientale e sociale, un piccolo impianto idroelettrico può integrarsi profondamente nell'ecosistema naturale locale, sfruttando direttamente la corrente fluviale. Occorre tuttavia mettere in evidenza come un grande impianto richiede minori costi di realizzazione, gestione e manutenzione rispetto ad un numero consistente di impianti di piccola taglia che forniscano la medesima potenza installata. Anche dal punto di vista dell'impatto ambientale sarebbe necessaria un'attenta valutazione comparativa tra queste due tipologie di impianti.

Gli impianti idroelettrici possono anche essere definiti per *tipologia impiantistica* come: impianti a serbatoio, a bacino oppure ad acqua fluente. Tale classificazione dipende dalla durata di invaso dell'impianto ossia il tempo necessario per fornire al serbatoio un volume d'acqua pari alla sua capacità utile con la portata media annua del corso d'acqua che in esso si riversa.

Gli *impianti a serbatoio* prendono il nome dal "serbatoio di regolazione" stagionale che li caratterizza. Questi impianti hanno durata di invaso maggiore o uguale a 400 ore.

¹¹⁰ Con SHP o Small Hydro Power, si indicano le centrali idroelettriche con potenza P (generata dalla centrale in condizioni normali) inferiore a 10 MW e classificate [fonte: UNIDO, Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale] come:

- Micro centrali idroelettriche P <100 kW (0,1 MW)
- Mini centrali idroelettriche P <1.000 kW (1 MW)
- Piccole centrali idroelettriche P <10.000 kW (10 MW)

La classificazione degli impianti di mini-idraulica altro non è che una convenzione utile a rispecchiare differenti modalità realizzative e di funzionamento. Nella realtà italiana sarebbe più rispondente al reale considerare come limite superiore delle mini-centrali la potenza di 3.000 kW (3 MW) così da essere in linea con la taglia presa a riferimento dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nelle delibere di determinazione dei prezzi di cessione dell'energia [Testo Unico sulle acque R.D. 1775 del 1933].

Gli impianti a bacino sono quelli che hanno un serbatoio classificato come "bacino di modulazione" settimanale o giornaliera, hanno durata di invaso minore di 400 ore e maggiore di 2.

Gli impianti ad acqua fluente hanno una capacità di regolazione degli afflussi piuttosto limitata, per cui la portata sfruttata praticamente coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (a meno di una quota detta deflusso minimo vitale, necessaria per salvaguardare l'ecosistema); la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua: se il corso d'acqua è in magra e si scende sotto un livello minimo di portata, cessa la produzione di energia elettrica.

Altre tipologie sono le seguenti:

- *Impianti inseriti in un canale od in una condotta per approvvigionamento idrico;* l'acqua potabile di una rete acquedottistica urbana è addotta da un serbatoio di testa mediante condotte in pressione. In tali opere, la dissipazione dell'energia all'estremo più basso della tubazione in prossimità dell'ingresso all'impianto di trattamento acque, viene conseguito mediante l'uso di apposite valvole: un'alternativa interessante è quella di inserire una turbina che recuperi l'energia che altrimenti verrebbe dissipata. Si ha così un recupero energetico, che può essere effettuato anche in altri tipi di impianti: sistemi di canali di bonifica, circuiti di raffreddamento di condensatori, sistemi idrici vari. Una realizzazione di questo tipo offre, oltre la produzione di energia elettrica, il vantaggio che l'impianto a divenire è parzialmente già costruito per opera di presa, condotta e rilascio.
- *Impianti d'accumulazione mediante pompaggio;* sono impianti con tutte le caratteristiche degli impianti tradizionali ma che ricavano la disponibilità d'acqua nel serbatoio superiore mediante sollevamento elettromeccanico realizzato con pompe. Questo tipo d'impianto si usa dove la disponibilità naturale di acqua è scarsa e consiste in due serbatoi di estremità, collocati a quote differenti, collegati mediante i manufatti tipici di un impianto idroelettrico: nelle ore diurne di maggior richiesta dell'utenza (ore di punta), l'acqua immagazzinata nel serbatoio superiore è usata per la produzione di energia elettrica; nelle ore di minor richiesta (ore notturne) la stessa viene risollevata al serbatoio superiore mediante pompe. In questo modo, l'uso della corrente elettrica per pompare l'acqua nel serbatoio superiore è restituita (in quantità minore a causa dei rendimenti) in una forma di maggior pregio perché restituita nelle ore di maggior richiesta.

Gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da affidabilità e flessibilità di funzionamento, in virtù dei tempi di avviamento e arresto limitati a pochi minuti. La tecnologia è matura, ampiamente collaudata, la componentistica ha una vita lunga e i malfunzionamenti sono di norma rari. La gestione degli impianti richiede generalmente poco personale, in quanto è possibile garantirne il funzionamento interamente tramite comando remoto.

Nei Paesi più industrializzati, secondo il World Energy Council, il potenziale idroelettrico non ancora sfruttato potrà fornire nei prossimi decenni contributi marginali. Nel caso specifico dell'Europa si ritiene che sia già stato sviluppato oltre il 75% del potenziale idroelettrico.

A livello nazionale, secondo dati pubblicati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) sullo sviluppo dell'idroelettrico in Italia, al 31 dicembre 2008 il parco impiantistico di consistenza pari a 17.623 MW è costituito da 296 grandi impianti (> 10 MW) che, in termini di potenza efficiente lorda, rappresentano l'85,2% del totale. Il restante 14,8% è suddiviso tra una quota dell'12,2% dei 665 impianti del piccolo idroelettrico (1 - 10 MW) ed una del 2,6% circa dei 1.223 impianti del mini idroelettrico (< 1 MW).

In termini di energia prodotta nel 2008, il grande, il piccolo e il mini idroelettrico hanno contribuito rispettivamente per il 78%, il 17,8% e il 4,3% per un totale di 41,6 TWh di produzione idroelettrica nazionale. Nel 2008 la produzione lorda di energia della risorsa idrica è risultata in crescita di circa 8,8 TWh (+26,8%) rispetto all'anno precedente.

Per le categorie d'impianto del mini e piccolo idroelettrico dal 2007 al 2008 si sono riscontrati incrementi di potenza efficiente lorda installata pari rispettivamente a 13 MW (+3,1%) ed a 70 MW (+3,4%), dovuti anche a nuove realizzazioni impiantistiche. È interessante notare che a fronte dell'incremento registrato in questi anni della potenza

efficiente lorda installata non corrisponda sempre un'analogica crescita annuale di produzione di energia elettrica che dipende, di fatto, dai fattori climatici che caratterizzano ogni ciclo idrologico.

Anche il grande idroelettrico ha mostrato nello stesso periodo un leggero aumento della potenza efficiente lorda installata (+0,5%) pari a 82 MW in più.

A livello regionale, sempre secondo le elaborazioni statistiche del GSE (tabella 1), il contributo complessivo alla produzione idroelettrica lorda di sole tre regioni quali Piemonte (5.654,3 GWh), Lombardia (10.504,6 GWh) e Trentino Alto Adige (9.273,9 GWh) corrisponde a quasi il 72% di tutta la produzione idroelettrica nazionale.

Il contributo del settore idroelettrico alle energie rinnovabili in Italia ha ancora notevoli margini di sviluppo, in particolare per quanto riguarda il comparto dell'idroelettrico minore che copre il 22% della capacità produttiva da idroelettrico nazionale. La possibilità di un recupero delle potenzialità dell'idroelettrico minore non ancora esplorate si fonda essenzialmente sulle effettive situazioni idrologiche e geomorfologiche finora trascurate, sulle possibilità sinergiche con altri settori affini come i sistemi acquedottistici, le reti di irrigazione e bonifica, i processi industriali bisognosi di ingenti risorse idriche, la gestione e sviluppo delle opere di salvaguardia dei flussi idrici (briglie, traverse ecc.).

Gli aspetti legati all'impatto ambientale e lo sfruttamento già in atto dei principali corsi d'acqua rendono molto limitata la possibilità di realizzare nuovi impianti di grande taglia. Alla luce di quanto espresso precedentemente in merito alla riduzione attesa di producibilità da grandi impianti idroelettrici e considerando la possibile applicazione integrale da parte delle Regioni dei vincoli del Deflusso Minimo Vitale¹¹¹ (DMV) sulla portata derivabile o intercettabile per scopi energetici e/o irrigui, ci si attende una sensibile riduzione di producibilità. In particolare, con riferimento al solo DMV, si stima una riduzione dell'energia prodotta pari al 12% nel 2008 e al 25% nel 2016 rispetto ai dati 2004.

Pertanto, le attuali condizioni di mercato trovano oggi diversi motivi per una rivitalizzazione dei settori del micro, mini e piccolo idroelettrico, fino a qualche anno fa trascurati per le modeste dimensioni aziendali dei principali operatori che non favorivano la realizzazione di piani di sviluppo settoriale.

Prospettive tecnologiche e R&S

Lo sfruttamento delle acque, prima per produzione puramente di forza meccanica, a partire dal secolo scorso anche a fini idroelettrici, è di antica data. Una simile conoscenza della risorsa ha permesso di ottenere un buon grado di sviluppo tecnologico per

Tabella 1 – Produzione lorda degli impianti idroelettrici ripartiti per regione

GWh			Quote %	
	2007	2008	2007	2008
Piemonte	5.185,0	5.654,3	15,8	13,6
Valle d'Aosta	2.768,8	2.845,6	8,4	6,8
Lombardia	7.520,9	10.504,6	22,9	25,2
Trentino Alto Adige	6.958,4	9.273,9	21,2	22,3
Veneto	3.229,6	4.162,1	9,8	10,0
Friuli Venezia Giulia	1.304,6	1.761,1	4,0	4,2
Liguria	146,7	227,8	0,4	0,5
Emilia Romagna	750,9	934,3	2,3	2,2
Nord	27.865,1	35.363,6	84,9	85,0
Toscana	494,5	715,1	1,5	1,7
Umbria	920,2	1.072,8	2,8	2,6
Marche	211,2	500,7	0,6	1,2
Lazio	624,1	898,0	1,9	2,2
Centro	2.249,9	3.186,6	6,9	7,7
Abruzzo	890,5	1.299,0	2,7	3,1
Molise	120,4	172,7	0,4	0,4
Campania	354,4	405,2	1,1	1,0
Puglia	-	-	-	-
Basilicata	230,8	207,6	0,7	0,5
Calabria	705,7	651,6	2,2	1,6
Sicilia	97,5	70,3	0,3	0,2
Sardegna	300,9	266,5	0,9	0,6
Sud	2.700,3	3.072,7	8,2	7,4
ITALIA	32.815,2	41.623,0	100,0	100,0

Fonte: GSE - Gestore Servizi Elettrici

¹¹¹ Il Deflusso Minimo Vitale è la minima portata di acqua che deve essere rilasciata nel corso d'acqua a valle dello sbarramento o dell'opera di presa per garantire un deflusso a valle sufficiente perché il fiume rimanga vivo e mantenga una continuità tale da sostenere flora e fauna (utilizzi ambientale, approvvigionamento idrico, pesca); costituisce pertanto un parametro di valutazione per la stima della effettiva incidenza che hanno le derivazioni sui corpi idrici assoggettati.

quanto riguarda i grandi impianti, accompagnato da costi di installazione contenuti ed uno sfruttamento giunto quasi al limite per la realizzazione di impianti avvenuta nei siti più convenienti dal punto di vista tecnico ed economico. La restante quota di potenzialità del grande idroelettrico appare di difficile utilizzazione a causa dei problemi autorizzativi e dell'elevato impatto ambientale che questi impianti hanno.

Nel caso delle applicazioni idroelettriche con potenze di macchinario contenute, anche se il trasferimento della tecnologia non è possibile per evidenti limiti economici, l'esperienza e l'affinità con la fonte energetica, maturate con i medi e grandi impianti, hanno permesso di semplificare i disegni delle micro e miniturbine a vantaggio delle economie di scala dei manufatti.

A beneficio della riduzione del costo di fabbricazione del kW, le prospettive tecnologiche di R&S mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina, realizzare in lamiera saldata le casse tradizionalmente fuse, produrre le pale in lamiera calandrata eliminando ove possibile la doppia curvatura caratteristica tipica di tutte le turbine classiche e semplificando la configurazione dei distributori: accorgimenti di questo tipo stanno dando origine a macchinari piccoli ed economici, accreditati di rendimento accettabile, se adottati in schemi di funzionamento idonei allo specifico settore idraulico.

Gli impianti micro idraulici trovano applicazione ottimale in siti in cui coesiste un fabbisogno energetico da soddisfare ed una disponibilità di portata d'acqua, eventualmente limitata, su di un salto che può scendere a pochi metri.

In simili circostanze l'introduzione di sistemi di utilizzo delle acque risulta di impatto limitato senza modificare l'uso prevalente del corso d'acqua che può essere vitale per alimentare utenze isolate come nelle aree montane, difficilmente raggiungibili o non servite dalla rete nazionale e dove maggiore è, infatti, la diffusione degli impianti di piccolissima taglia. In queste zone vengono tipicamente realizzate, o rimesse in funzione, micro centrali su corsi d'acqua a regime torrentizio o permanente, a servizio di comunità locali o fattorie ed alberghi isolati, gestite all'interno di una pianificazione che predilige, per la tutela e conservazione del territorio, la generazione distribuita rispetto a quella centralizzata, convenzionale, e di grossa taglia.

Il vantaggio dal punto di vista operativo è la facilità di gestione degli impianti, con l'introduzione di telecontrollo e telecomando che delegano al personale le sole attività di manutenzione ordinaria e straordinaria. Così sono utilizzati piccoli corsi d'acqua, ruscelli e torrenti con applicazioni mininvasive (gruppo turbina ed alternatore stagni sommersi in alveo con il cavo dell'energia elettrica connesso direttamente all'utilizzatore), inserite nel contesto naturale senza necessità di opere civili e/o controllo, che forniscono contributi di alcuni kW sufficienti per l'alimentazione di elettrodomestici, sistemi di trasmissione radio o impianti di illuminazione di rifugi.

Gli impianti di mini idraulica, introducendo degli accorgimenti sulle derivazioni principali a tutela del deflusso minimo vitale, superano l'accusa diffusa di togliere acqua dal corso del fiume impedendone la vita immediatamente a valle delle traverse. La diminuzione della portata nel corso d'acqua immediatamente a valle dell'opera di presa, come accade anche in modo naturale in diversi mesi dell'anno a prescindere dalla presenza delle opere di derivazione, varia a seconda della tipologia di centralina ma la lunghezza del tratto impoverito si attesta generalmente a poche centinaia di metri, con un impatto sul territorio debolmente invasivo.

Le micro centrali idroelettriche sono centrali di piccola potenza (da 50 W a 50 kW) con regolazione tipicamente automatica e potenza elettrica ottenuta proporzionalmente a salti (cadute) e soprattutto a quantità di acqua (portate turbinare) modestissime. Appartenenti alla categoria DC e AC, le micro centrali erogano rispettivamente corrente continua a 24 V, accumulabile in batterie, e corrente alternata monofase e trifase a 220/380 V e 50 Hz.

Un grande interesse stanno riscuotendo i nuovi impianti con turbine a bulbo sommerso per applicazioni di mini idro a bassissimo impatto visivo (centrale idroelettrica di Paullo sul canale Muzza, Milano). La turbina a bulbo è una turbina a reazione di derivazione Kaplan, con il generatore ed il moltiplicatore contenuti in una cassa impermeabile, a forma di bulbo, immersa in acqua. Nel bulbo sono pertanto installati sia la turbina che il generatore (tipicamente a magneti permanenti). Questa soluzione garantisce la totale assenza di rumore esterno, poiché il bulbo è sommerso e non necessita di un edificio di grandi dimensioni, riducendo al minimo l'impatto visivo dell'opera edile.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Il rapporto con gli ecosistemi è un aspetto fondamentale nella progettazione di un impianto idroelettrico. Due sono gli elementi strettamente collegati con il prelievo di acque superficiali e che possono generare impatti di due ordini diversi: l'impatto relativo alla variazione (diminuzione) della quantità dell'acqua, con possibili conseguenze conflittuali per gli utilizzatori ed effetti sulla fauna acquatica e l'impatto relativo alla variazione di qualità dell'acqua in conseguenza di variazioni di quantità ed anche in conseguenza di possibili modificazioni della vegetazione riparia.

La problematica principale nella pianificazione di un impianto idroelettrico è pertanto quella della variazione quantitativa e qualitativa dell'acqua lungo il corso dell'asta fluviale prescelta. Una prescrizione nazionale, utile in linea di principio al mantenimento di valori ambientali accettabili lungo il corso d'acqua, è quella del DMV. A livello italiano non esiste ancora un riferimento normativo che lo quantifichi, ma molte Regioni italiane ed Autorità di Bacino hanno legiferato in tal senso.

L'impiego tecnico di un criterio di progetto basato su tale parametro non è facile, in quanto lo stesso può essere valutato sulla base di due diversi punti di vista: quello idrologico (basato su dati statistici e formule empiriche) e quello idrobiologico (basato su criteri scientifici, applicabili solo a quel corso d'acqua). Fra i due esiste una notevole diversità. In ogni caso la stima del DMV è assai delicata ed il parametro va impiegato con notevole accortezza.

Per ciò che riguarda la previsione dello sviluppo dell'idroelettrico minore in Italia, sono state fatte stime che forniscono valori loro piuttosto discordanti.

In particolare, il Libro Bianco ENEA (1999) riporta una previsione di circa 3.000 MWe installati entro il 2008-2012 (corrispondente ad una crescita di circa 37% riferiti ai valori del 1997).

Alcune stime di operatori privati indicano addirittura un potenziale di ben 10 GW, corrispondenti almeno a molte migliaia di nuovi impianti, includendo le micro centrali. Tuttavia queste stime sono da considerarsi di larga massima e andrebbero supportate da un'analisi rigorosa considerando scenari di lungo periodo e ipotizzando un forte incentivo allo sviluppo della micro generazione distribuita.

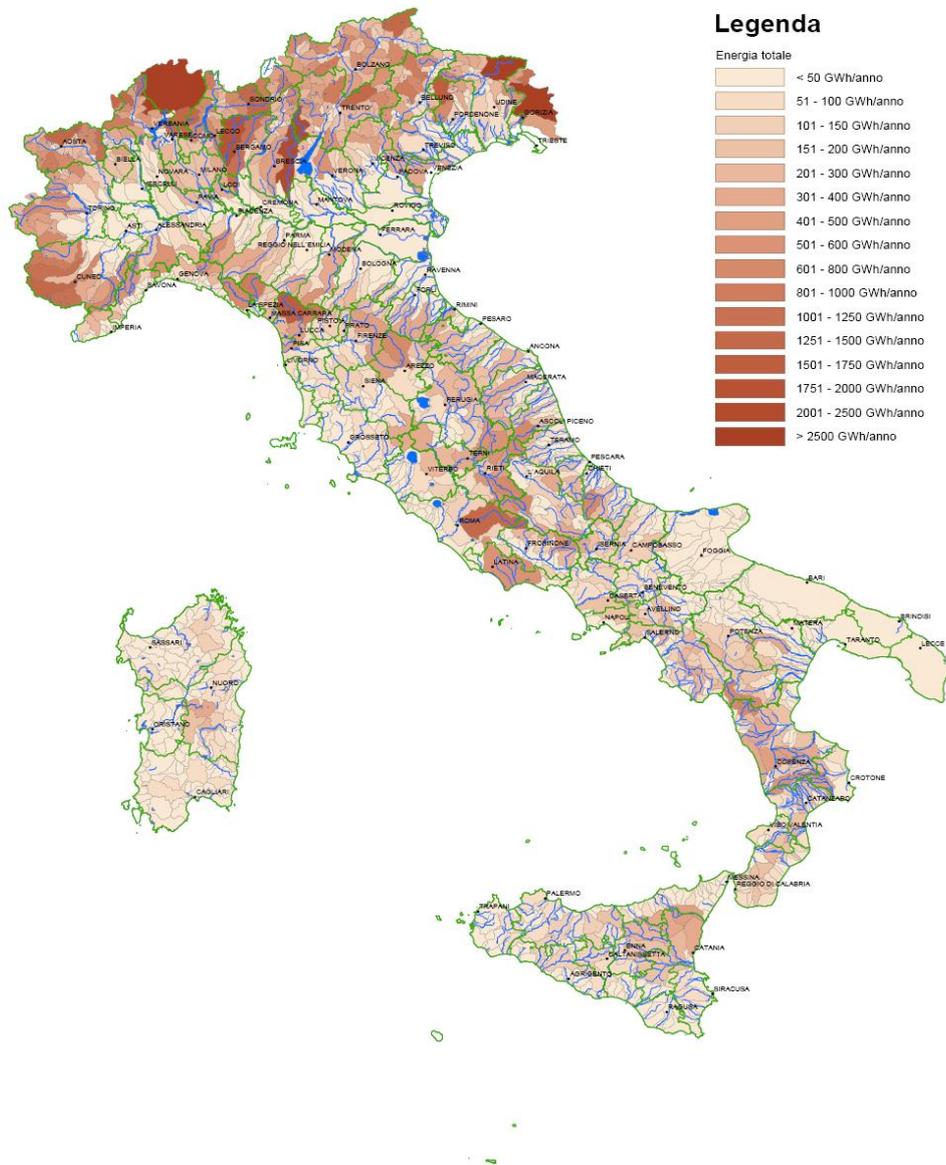
La stima del vero potenziale dell'idroelettrico minore italiano risulta molto complessa, in primo luogo perché richiede studi sul territorio ad una scala molto dettagliata, ed in secondo luogo perché, oltre agli aspetti energetici, tali studi devono anche considerare la "sostenibilità" dell'utilizzo della risorsa idrica a livello locale.

Di conseguenza è sempre più necessario, sia per chi deve pianificare le fonti di energia elettrica da privilegiare nell'ambito di politiche energetiche nazionali e regionali, sia per chi deve gestire il territorio, sia, infine, per chi deve costruire gli impianti, avere a disposizione informazioni aggiornate sulla disponibilità di tale risorsa, sui siti maggiormente adatti all'installazione di centrali mini idro e sul potenziale di producibilità idroelettrica ancora sfruttabile.

La mappa della producibilità idroelettrica massima annua dell'Italia redatta dal CESI RICERCA (oggi ERSE) mostra la distribuzione della producibilità idroelettrica di tutto il territorio nazionale ([figura 1](#)). Si può osservare che le zone di più elevato potenziale si localizzano lungo l'arco alpino ed in certi bacini appenninici, dove si coniugano salti geodetici e piovosità consistente, dovuti alle condizioni orografiche e climatiche favorevoli.

Il valore complessivo della producibilità idroelettrica massima, ottenuto con la metodologia sviluppata da CESI RICERCA, sarebbe di circa 200 TWh/anno. Questo valore, molto elevato se confrontato con l'intera richiesta elettrica nazionale 2006 che è stata di circa 338 TWh, è puramente teorico; l'ipotesi di convertire in energia elettrica tutto il potenziale idrico disponibile non è realistica dal punto di vista tecnico ed ambientale. Rispetto al suddetto valore teorico di producibilità idroelettrica massima, la quota realmente sfruttabile può essere stimata all'incirca pari al 25%.

Figura 1 – Mappa della producibilità idroelettrica massima annua dell'Italia



Fonte: ERSE

Lo studio più approfondito delle potenzialità idroelettriche italiane è quello che ha portato alla redazione della Carta Nazionale del potenziale della Mini-Idraulica, realizzata da ENEA attraverso l'utilizzo di software (ESRI ArcInfo) e di tutti i dati provenienti dall'Unione Europea (Programma THERMIE 1999-2000).

I risultati sono mostrati nella tabella 2 delle potenzialità idroelettriche delle regioni italiane.

I dati forniti indicano che, tra nuove installazioni e recupero di vecchi impianti dismessi, esistono almeno 921 siti ritenuti convenienti (456 in aree urbane o suburbane), che permetterebbero una produzione di energia complessiva di circa 1,9 TWh/anno.

Tabella 2 – Potenzialità idroelettrica regionale italiana

REGIONE	AREA (mq)	NUMERO SITI	POTENZA (kW)	ENERGIA (GWh/anno)
ABRUZZO	10830099706.30	24	5397	24.74
BASILICATA	10072924744.00	3	4731	16.40
CALABRIA	15223382896.70	46	10070	41.13
CAMPANIA	13669716758.00	19	2888	12.20
EMILIA ROMAGNA	22118911995.50	131	28393	110.75
FRIULI VENEZIA GIULIA	7858360322.94	45	8328	39.08
LAZIO	17226430310.30	17	4433	21.38
LIGURIA	5407388384.60	27	6049	22.01
LOMBARDIA	23860302717.20	84	15253	77.76
MARCHE	9752430227.84	36	8659	32.59
MOLISE	4461110761.53	7	3252	13.48
PIEMONTE	25375743344.30	81	20887	88.75
PUGLIA	19538719955.20	0	0	0.00
SARDEGNA	24105172419.40	0	0	0.00
SICILIA	25832713113.30	4	202	0.78
TOSCANA	22970082050.10	115	36975	146.58
TRENTINO ALTO ADIGE	13601522313.80	37	4360	19.85
UMBRIA	8460889430.75	70	20125	83.48
VALLE D'AOSTA	3277370322.20	113	230368	1061.16
VENETO	18422632248.30	62	11324	61.56
TOTALE		921	421694	1873.68

Fonte: ENEA

La regione della Valle d'Aosta potrebbe sviluppare una potenza di 230.368 kW e la relativa produzione elettrica eccedente potrebbe suggerire un'eventuale esportazione verso regioni con deficit energetici.

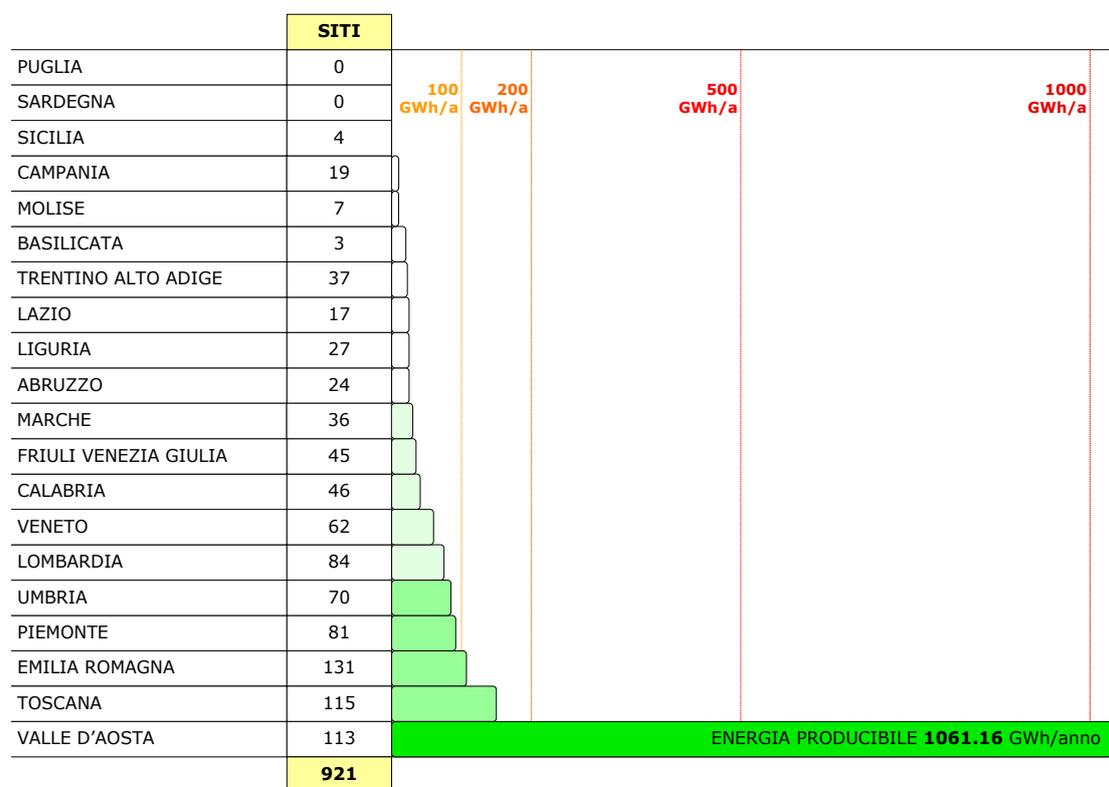
Tutti i siti esaminati sono stati sottoposti ad uno studio di prefattibilità che ha riscontrato costi di generazione di corrente elettrica medi molto competitivi, di circa 5 centesimi di euro/kWh. Gli impianti mini idro, pur essendo di limitata potenza unitaria, possono diventare complessivamente molto numerosi, e quindi apportare un contributo, anche se non risolutivo, certo non trascurabile alla copertura della domanda elettrica nazionale.

L'Enel, ad esempio, gestisce 250 centraline idroelettriche per una potenza complessiva di circa 1.400 MW. L'intera potenza mini-idraulica nazionale (Enel + altri) ammonta invece a 2.290 MW, pari a circa il 14% di tutta la potenza idroelettrica da apporti naturali (16.820 MW nel 2003, esclusa la produzione da pompaggio).

Nelle condizioni attuali si può ritenere che il potenziale massimo sfruttabile con installazioni idroelettriche di taglia inferiore ai 10 MW presenti un limite realistico di circa ulteriori 1.800 MW rispetto al 2005, a fronte di un limite fisico probabilmente dell'ordine dei 3.000 MW o anche superiore.

È ipotizzabile inoltre, di larga massima, che all'incirca l'80% dei 1.800 MW riguardino impianti con sviluppo strutturale oltre i 200 m (con costi di produzione al di sotto dei 70-80 euro/MWh).

Figura 2 - Diagramma delle producibilità energetiche regionali da fonte mini-idroelettrica



Fonte: ENEA

Supponendo un ripotenziamento complessivo di tutti gli impianti oltre 1 MW e sommando le suddette potenzialità residue (nuovi impianti) del piccolo e del mini idroelettrico, si giunge ad un limite realistico di circa 19.800 MW complessivi in termini di potenza efficiente lorda installata (tabella 3).

Tale valore risulta leggermente superiore ai 18.000 MW indicati nel Libro Bianco ENEA del 1999 per il periodo 2008-2012.

Tabella 3 – Stima dei potenziali di penetrazione dell'idroelettrico

FONTE	Installato 2005 [MW]			Potenziale tecnico [MW]		Producibilità [TWh]	Note
	> 10 MW	< 10 MW	Totale	Totale	Residuo	Totale	
Grande idro-elettrico	14.920	0	14.920	15.517	597	34,9	Riduzione progressiva della producibilità (fino a -25% al 2016) per assicurare il DMV
Piccolo e mini idroelettrico	0	2.405	2.405	4.277	1.872	15,3	Possibile un maggiore potenziale di un migliaio di MW
Idroelettrico complessivo	14.920	2.405	17.325	19.794	2.469	50	

Fonte: CESI RICERCA

Negli ultimi decenni, si è instaurata la necessità di recuperare quante più risorse possibili: in quest'ottica rientrano anche i recuperi a carattere energetico derivanti dagli acquedotti potabili. L'acqua a destinazione potabile derivata solitamente in quota, arriverebbe all'utenza con una pressione eccessiva per essere utilizzata normalmente, perciò gran parte della sua energia idraulica deve essere in qualche modo dissipata. Per dissipare l'energia idraulica si usano vari sistemi, più o meno sempre riconducibili a delle valvole appositamente progettate. Quest'energia residua, anziché dissipata, può essere trasformata in energia elettrica inserendo nella condotta, in prossimità dell'utenza, una turbina idraulica con generatore elettrico. Una realizzazione di questo tipo offre oltre al vantaggio della produzione di energia elettrica, soprattutto il vantaggio che l'impianto a divenire è parzialmente già costruito: l'opera di presa, la condotta ecc. solitamente sono già stati realizzati permettendo così un ulteriore risparmio di costi e d'impatto ambientale. C'è tuttavia da notare che in un impianto idroelettrico posto su un acquedotto potabile, sussistono dei vincoli di carattere tecnico severi: rispetto ad un impianto normale ad acqua fluente, un impianto a recupero comporta un livello di complessità maggiore in fase progettuale, in quanto dovrà essere considerato prioritario l'utilizzo dell'acqua a scopo potabile. A questo fine è necessario dimensionare una sezione opportuna di by-pass per consentire l'erogazione dell'acqua, quando l'afflusso alla turbina fosse interrotto per manutenzione o riparazione della stessa. Nello stesso circuito by-pass, sarà incluso poi un dissipatore di energia (valvola di laminazione tradizionale) per consentire l'afflusso del fluido sotto pressione senza lo svuotamento completo della condotta di approvvigionamento idrico. Impianti di questo tipo stanno diffondendosi, dove le condizioni lo permettono, sempre più attivamente.

Analisi economica

Lo studio di fattibilità di un impianto finalizzato alla verifica dei costi e dei rientri economici, e volto alla scelta delle macchine più appropriate ed al loro dimensionamento, è un compito affidato ai progettisti, ai consulenti o ai costruttori stessi. Si tratta infatti di un'attività piuttosto complessa che deve tenere in considerazione diversi fattori.

Per procedere alla valutazione economica di un impianto idroelettrico tipo, appurato l'andamento della potenza generabile e dell'energia effettivamente utilizzabile nel periodo di funzionamento dell'impianto stesso, si procede alla definizione di tutte le voci di costo ripartite in costi d'investimento ed oneri di gestione.

Si può supporre, in prima approssimazione, che la distribuzione dei costi di un impianto mini idro sia imputabile per un 40% al costo delle opere fisse in muratura e per un 30% al costo delle opere elettriche e di regolazione. A tali costi vanno sommati quelli propri dell'acqua, delle assicurazioni, delle imposte (10%) e delle opere di adduzione e scarico (10%). I costi complessivi vanno completati con il costo del macchinario idraulico (10%).

Occorre osservare che i costi delle opere murarie, delle opere di adduzione e scarico variano moltissimo da caso a caso; nelle valutazioni precedenti si è fatto riferimento alle situazioni più favorevoli, pertanto tali costi potrebbero risultare sottovalutati in modo sensibile. Per esempio, nei settori mini idro l'incidenza delle opere fisse murarie è spesso superiore a quella indicata poco sopra e questo aspetto induce o a ricercare macchine più economiche o ad aumentare il costo dei kWh. La miniturbina intesa come turbina grande miniaturizzata non risponde in genere a questo requisito economico perché il suo costo cresce fortemente al ridursi della potenza installata. In ogni caso il macchinario idraulico si attesta su un costo limite di circa 250 euro/kW.

Per quanto concerne i benefici ricavabili vi è sovente una notevole diversità a seconda che l'impianto sia autonomo o lavori in parallelo con la rete elettrica locale.

Brevemente si può affermare che mentre il costo del macchinario è più facilmente definibile a priori, i costi relativi alle opere civili risultano fortemente variabili in funzione delle caratteristiche dei siti e degli eventuali imprevisti tecnico-burocratici che si possono incontrare in fase di esecuzione dei lavori. L'esperienza comunque conferma che l'idroelettricità in piccola scala risulta normalmente competitiva rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili e sovente anche nei confronti delle fonti tradizionali soprattutto quando per queste ultime vengono calcolati gli "effettivi" costi globali unitari.

Le idroenergie di piccola potenza manifestano tutte le proprie potenzialità operative ed economiche ove applicate non soltanto per produrre energia da immettere nelle reti di

distribuzione interconnesse, quanto principalmente nel produrre energia finalizzata ad accrescere la competitività aziendale, pubblica e privata, riducendo i costi dell'approvvigionamento energetico e favorendo l'uso plurimo della risorsa idrica nel rispetto della compatibilità ambientale.

Da questo punto di vista, diventa un vantaggio fondamentale il fatto che gli impianti idroelettrici di piccola taglia sono caratterizzati da modalità costruttive e gestionali di modesto impatto sul territorio; inoltre possono essere gestiti, almeno per l'ordinario funzionamento, anche da piccole comunità (alcuni impianti, ad esempio, sono condotti dai gestori di rifugi alpini) ed anche integrati in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa acqua. Altro aspetto, per certi versi il più importante della presenza di piccoli impianti sul territorio, è quella di indurre costantemente l'uomo all'osservazione e manutenzione del territorio.

L'aspetto di tutela idrogeologica è importante e va sottolineato: gli impianti mini idro sono generalmente collocati in zone dove le attività umane tradizionali, l'agricoltura di montagna e la pastorizia sono praticamente scomparse facendo mancare il controllo e la manutenzione del territorio che tradizionalmente ne derivava.

I costi specifici di costruzione e gestione di un impianto mini-idroelettrico, considerando tutte le sue componenti (centrale, impianti elettrici, opere di presa, condotta forzata ecc.) dipendono dalla portata e dal salto disponibile, e diminuiscono ovviamente al crescere della potenza installata. Valori tipici d'impianti in zone montane sono all'incirca 2.000-3.000 euro/kW per impianti con potenza installata fra 1-4 MW; mentre i costi d'impianti di minore potenza possono arrivare a 6.000-7.000 euro/kW.

Per quanto riguarda i costi di generazione per impianti di maggiore sviluppo strutturale e potenza installata essi si aggirano intorno a 40-50 euro/MWh, mentre per impianti di minori dimensioni si può arrivare a 80-100 euro/MWh.

La scelta dei siti più idonei per l'installazione di centrali mini idro è condizionata dal costo dell'impianto e dalla capacità di ammortamento dello stesso (prezzo di vendita dell'energia prodotta).

Per quanto riguarda la fase di valutazione economica occorre arrivare alla stesura di un computo metrico estimativo che deve essere riferito a quelle opere, sia civili sia elettromeccaniche, che hanno maggior peso nella composizione del costo totale, come la centrale, il sistema di condotte forzate e le opere di presa e rilascio.

Il costo della centrale si considera comprensivo di costo delle turbine, dei generatori e dei trasformatori, degli impianti elettrici ausiliari e linea e dei costi delle opere civili a corpo. Il costo della condotta forzata è invece calcolato considerando i diversi elementi che influiscono sulla sua costruzione ed è funzione del diametro installato e della lunghezza. Tale costo espresso per metro lineare installato è composto dalla fornitura in cantiere della condotta (calcolato dal costo a kg di acciaio per m di tubazione), dalla protezione della superficie esterna (bitumatura pesante) dalla saldatura in opera, posa e controlli e dalle opere di scavo e rinterro e realizzazione di pezzi speciali (giunti ecc.) pozzetti, attraversamenti.

Il costo delle opere di presa comprende invece i costi della struttura idraulica di intercettazione (traversa), della struttura idraulica di derivazione e della vasca di carico.

Il costo di gestione degli impianti (O&M), per una vita attesa di circa 30 anni di operatività, viene ipotizzato proporzionale al costo dell'investimento iniziale per la costruzione e considerato pari al 3% annuo dell'investimento iniziale.

Tabella 4 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie idroelettriche

	Anno	Rend.	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo Energia	Note
<i>FONTI</i>		%	<i>M€/MW</i>	<i>k€/MWanno</i>	<i>Anni</i>	<i>heq</i>	<i>€/MWh</i>	
Piccolo idroelettrico (1-10 MW)	2007	80-90	1,5-3	18-48	30-50	3500	48-105	Costi O&M valutati al netto dei costi di concessione
Mini idroelettrico (< 1 MW)	2007	80-85	3-6	48-108	30-50	3500	100-213	Costi O&M valutati al netto dei costi di concessione

Fonte: CESI Ricerca



Scheda tecnologica:

EOLICO

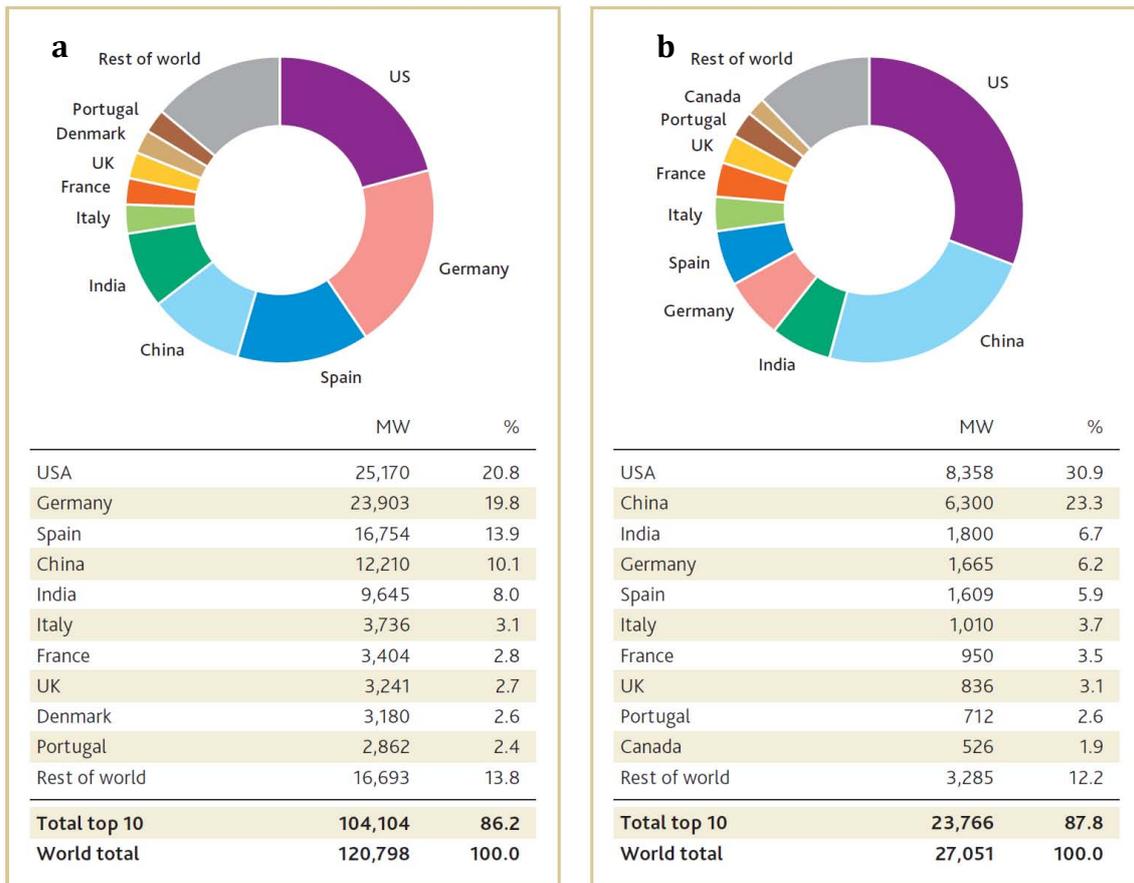
Descrizione e stato dell'arte

Le macchine eoliche realizzano la conversione dell'energia di pressione e velocità legata al movimento di masse d'aria attraverso lo scambio di lavoro sulle superfici mobili delle pale degli aerogeneratori, dove si realizza il trasferimento dell'energia di rotazione dal rotore all'albero di trasmissione. L'energia rotazionale è convertita in elettrica ed immessa in rete (di distribuzione o di trasmissione) o impiegata nelle immediate vicinanze del sito di generazione. La fonte eolica è sfruttata tipicamente in centrali collegate alla rete, con un certo numero di aerogeneratori disposti secondo specifiche di inserimento funzione dell'orografia del terreno e della classe di vento. Le centrali di potenza complessiva fino a 5 MW ca. possono essere collegate a reti di distribuzione in media tensione, mentre quelle più grandi vengono collegate in alta tensione.

Sono oggi numerose le installazioni di aerogeneratori nei mari del Nord Europa, dove la capacità produttiva delle macchine eoliche risulta estremamente interessante per lo sfruttamento di venti stabili e veloci.

Gli aerogeneratori per centrali eoliche per installazioni terrestri e marine sono, nella maggior parte dei casi, macchine tripala ad asse orizzontale.

Figura 1 - Capacità eolica cumulativa (a) e nuova potenza (b) installata nel mondo nel 2008



Fonte: GWEC 2008

Tabella 1 – Dimensioni aerogeneratori per classe di potenza di macchina

Macchinario	Potenza	Diametro rotore	Altezza mozzo
Piccola taglia	5-100 kW	3-20 metri	10-40 metri
Media taglia	250-1000 kW	25-60 metri	25-60 metri
Grande taglia	1000->3000 kW	55->100 metri	60->105 metri

Fonte: ENEA

Il progressivo e continuo aumento dimensionale ha portato alla diffusione di macchine eoliche multimegawatt, con unità da 2, 3 e, a livello dimostrativo 5-6 MW su diametri di rotore di oltre 90 m ed altezze al mozzo fino a 100 m.

L'esigenza di concentrazione di potenza su un numero inferiore di macchine (tipica delle applicazioni off-shore) sta muovendo i costruttori a orientarsi verso modelli da 5 o 6 MW, con diametri di rotore dell'ordine di 120 m.

Esiste anche un vasto e solido mercato per aerogeneratori di piccola taglia ad asse orizzontale e ad asse verticale, con taglie inferiori a 100 kW, richiesti per l'alimentazione di utenze non servite dalla rete oppure per la connessione a reti in bassa o media tensione in siti ventosi a bassa domanda energetica.

Le applicazioni eoliche commercialmente disponibili si distinguono in piccolo e grande-eolico secondo la taglia impiantistica degli aerogeneratori utilizzati e on-shore e off-shore a seconda che questi siano installati su terra ferma o in mare (tabella 1).

Dal punto di vista della produzione di energia eolica su grande scala, cioè in quantità significativa ai fini di un possibile contributo al bilancio energetico nazionale, resta indiscusso l'evidente vantaggio di impianti eolici di grandi dimensioni con macchine ad asse orizzontale e pale dal profilo aerodinamico alare in materiale composito, in numero non superiore a tre per la massima efficienza nella produzione di potenza elettrica.

La scelta di rotori di grandi dimensioni e l'elevazione dell'altezza del mozzo per sfruttare l'effetto intensificante della quota sul vento, ha come conseguenza l'incremento della produzione energetica e la riduzione del costo del chilowattora prodotto, lasciando le superfici di installazione più libere grazie ad aerogeneratori disposti con passi di posa molto larghi.

La potenza eolica mondiale installata è in aumento da diversi anni a ritmo sostenuto, sotto gli effetti dei programmi di incentivazione messi in atto da numerosi governi. Le statistiche delle associazioni internazionali del settore (GWEC¹¹², EWEA¹¹³), a fine 2008 accreditano la potenza eolica mondiale a oltre 120 GW di cui 65,9 GW in Europa, con un aumento significativo di quasi 27 GW rispetto a fine 2007 (94 GW). La classifica mondiale delle potenze installate [figura 1, pagina precedente] vede primeggiare gli USA seguiti da Germania e Spagna. In Italia, al sesto posto a fine 2008, si muovono aerogeneratori per una potenza cumulativa di 3.736 MW. È da notare che l'Unione Europea ha raggiunto, a fine 2005, il traguardo di 40 GW eolici stabiliti per il 2010 dalla Commissione nel suo Libro Bianco sulle fonti rinnovabili del 1997. Le stime dell'EurObserv'ER, in particolare, prevedono il raggiungimento dell'obiettivo di 86 GW eolici nella UE al 2010 mentre l'EWEA prevede 300 GW al 2030. Quest'ultima potenza coprirebbe il 22% del fabbisogno UE di energia elettrica al 2030, contro il 4,2% di oggi.

Prospettive tecnologiche e R&S

L'evoluzione tecnologica, derivata dalle continue attività di ricerca e sviluppo condotte principalmente nei Paesi del nord Europa e negli Stati Uniti, ha permesso il conseguimento di obiettivi prestazionali importanti delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili come quello marino), di disponibilità delle macchine stesse in termini di capacità industriali di produzione, di qualità dell'energia prodotta ed essenzialmente in termini di abbattimento dei costi.

¹¹² GWEC, Global Wind Energy Council.

¹¹³ EWEA, European Wind Energy Association

Le fibre di carbonio largamente utilizzate per la laminazione delle pale eoliche hanno consentito di ridurre la quantità di materiale impiegato, garantendo una riduzione complessiva del peso degli aerogeneratori, mentre l'evoluzione dei profili delle pale consente una maggiore erogazione per un miglioramento complessivo delle *performance*.

Le odierne macchine multimegawatt consentono di ridurre la frequenza e l'entità dei servizi di assistenza e manutenzione raggiungendo in alcuni casi l'obiettivo del singolo controllo di manutenzione annuale di macchina con risparmio notevole in termini di tempi di inattività della turbina e di costi del personale.

L'efficienza di conversione delle macchine eoliche è un parametro importante da considerare, ma non sempre determinante ai fini economici, in quanto l'efficienza massima di un aerogeneratore, variabile da 0,42 a 0,50, è relativa a una sola velocità del vento per le macchine a velocità fissa del rotore, mentre per quelle a velocità variabile si attesta in un intervallo di velocità. Infatti, una maggiore efficienza di conversione non sempre si traduce nell'investimento economico migliore, in quanto i maggiori costi d'affrontare non è certo che vengano compensati dalla maggiore producibilità.

La producibilità è invece il parametro fondamentale da considerare nell'investimento nel settore: infatti, la remunerazione dell'impianto realizzato è esclusivamente funzione dell'energia prodotta, salvo i casi di finanziamento in ambito PON (Piano Operativo Nazionale), sia attraverso il sistema incentivante dei certificati verdi sia con la vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

La producibilità dipende dalla tecnologia impiegata e dal layout della centrale eolica, ossia dalla disposizione degli aerogeneratori nel sito prescelto, ma soprattutto dalle caratteristiche anemologiche del sito medesimo. Il *capacity factor* è il rapporto tra l'energia prodotta da una singola macchina o da una o più centrali eoliche in un determinato luogo e periodo di tempo e l'energia che sarebbe stata prodotta dalla stessa/e unità se avesse/ro operato alla potenza nominale per lo stesso periodo e nello stesso luogo.

Il valore del *capacity factor*, generalmente espresso su base annua, è compreso tra 0 e 1, e può essere indicato anche in percentuale. A livello globale è compreso tra 0,20 e 0,40, cioè tra il 25% e il 40%. In Italia il *capacity factor* ha un'ampia gamma di valori che vanno da meno del 20% nelle aree meno vocate a più del 30% in quelle maggiormente idonee.

Tecnologia piccolo eolico. Gli aerogeneratori di piccola taglia hanno caratteristiche tecniche in larga parte diverse anche se basate sullo stesso principio di funzionamento, ma con la finalità di produrre e consumare energia a livello locale, andando dalle macchine da poche centinaia di Watt o pochi kW, destinate a lavorare generalmente in abbinamento a batterie di accumulo, fino alle unità da 50-100 kW, che presentano caratteristiche tecniche e modalità di funzionamento simili a quelle degli aerogeneratori medio e grandi. Le unità più piccole, in particolare, comprendono non solo modelli ad asse orizzontale ma anche modelli ad asse verticale che operano indipendentemente dalla direzione del vento. Tipicamente gli aerogeneratori di piccola taglia non riescono a beneficiare delle innovazioni tecnologiche della attività di R&S che trainano il mercato delle grandi installazioni perché oggetto di produzioni limitate da parte di piccole aziende. Pertanto sono spesso caratterizzati da performance inferiori a quelle delle macchine di taglia superiore. Il mercato, particolarmente quello nazionale, prevede una molteplicità di applicazioni per queste macchine fino ad una potenza di 200 kW, che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica di bassa o media tensione che in applicazioni stand alone per l'alimentazione di utenze elettriche isolate.

Tecnologia eolica on-shore. Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi, almeno sino al 2004 in quanto successivamente al forte incremento del costo delle materie prime e allo squilibrio della domanda di aerogeneratori rispetto all'offerta, si è determinato l'effetto di un'inversione di rotta, con sensibile aumento dei costi, che al momento sembra però essersi attenuato se non arrestato, con una diminuzione del 10% negli USA, e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eoli-

ca in energia elettrica. Infatti, la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni on-shore è compresa fra 500 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (grande taglia). Il loro impiego tipico è nelle centrali eoliche. In Italia, i tipi di aerogeneratori oggi più diffusi sono quelli tripala con taglia compresa fra 800-900 kW e 1,5-3 MW. In tali macchine l'altezza tipica della torre è compresa tra 50 e 80 metri e il rotore dispone di pale di lunghezze tra 20 e 45 metri. Tendenza attuale del mercato è quella di installare macchine da 1,5 a 3 MW a velocità variabile grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore.

Queste unità riducono al minimo le fluttuazioni indesiderate dell'energia elettrica immessa in rete tramite variazione di velocità del rotore che può raggiungere scostamenti significativi rispetto alla velocità sincrona del generatore.

Tecnologia eolica off-shore. Per eolico off-shore s'intendono gli insiemi degli aerogeneratori di grande taglia (cioè oltre il MW) che costituiscono le centrali per la produzione di energia elettrica dislocate in ambiente marino. L'attuale tecnologia limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m, con tipologia di fondazione tipicamente monopalo. Le turbine off-shore utilizzano la stessa tecnologia di quelle impiegate a terra, ma il ricorso all'ambiente marino comporta un notevole incremento di producibilità per le condizioni anemologiche (maggiore ventosità a bassa turbolenza) sensibilmente migliori di quelle sulla terraferma. Le severe condizioni climatiche in mare richiedono tuttavia particolari accorgimenti per i trattamenti anticorrosione di fondazioni e torri, sistemi di controllo adeguati per lunghi periodi di operatività, elevata agibilità delle macchine e procedure di sicurezza per la manutenzione.

Le realizzazioni odierne sono costituite da insiemi di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW: attualmente la massima taglia prodotta per un aerogeneratore commerciale è accreditata di una potenza nominale pari 3,6 MW, un diametro del rotore pari a 104 m e altezza della torre variabile.

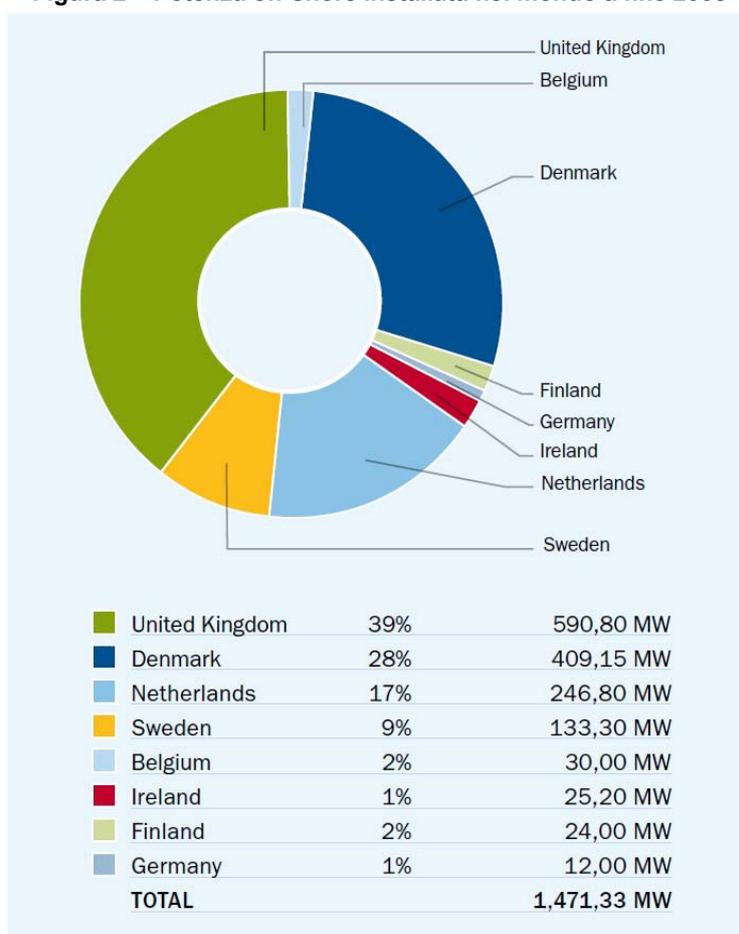
L'installazione di turbine eoliche off-shore presenta vantaggi rispetto all'opzione on-shore: lo sviluppo di turbine di dimensioni maggiori può determinare negli impianti problemi di trasporto, di carattere infrastrutturale e d'impatto visivo che sono mitigati ad una certa distanza dalla costa. Gli aspetti negativi riguardano soprattutto gli investimenti necessari per fronteggiare i più alti costi di realizzazione per il limitato numero di giorni/anno in cui possono essere condotte le attività di installazione in mare aperto (funzione delle condizioni meteomarine di siti tipicamente ventosi) e la difficoltà di raggiungere le turbine per la manutenzione ordinaria (con oneri maggiori). La severità delle condizioni ambientali, inoltre, comporta problemi connessi alla corrosione marina, alla stabilità dell'efficacia dei lubrificanti ed a sforzi e sollecitazioni a cui gli impianti sono sottoposti dal moto ondoso. Le fondazioni degli aerogeneratori in ambiente marino, a differenza di quanto avviene sulla terraferma, implicano scelte progettuali impegnative: attualmente l'opzione tecnologica privilegiata è la fondazione monopila o monopalo inserita in fondo sabbioso. Le fondazioni monotubo sono attualmente impiegate nella maggior parte degli impianti off-shore del Regno Unito, della Danimarca, della Svezia e dei Paesi Bassi entro un range di profondità di 25 m di fondale.

La tecnologia eolica off-shore ha raggiunto il pieno sviluppo nel Mare del Nord dove la più grande centrale eolica off-shore, realizzata nel 2002, ha una capacità di generazione di 160 MW ottenuta da 80 aerogeneratori disposti a scacchiera su una superficie in mare di oltre 27 chilometri quadrati, scarsamente visibili da terra e meta di grande interesse del turismo internazionale.

La potenza globale off-shore installata in Europa [figura 2] è ancora modesta e ciò è in larga misura legato ai costi superiori rispetto a quelli tipici riscontrabili in ambiente terrestre.

In prospettiva, lo scenario di diffusione delle tecnologie eoliche off-shore è ampio, tenendo conto della continua evoluzione tecnologica che mira alla dislocazione delle centrali su fondali più profondi e, contestualmente, all'utilizzo di macchine di taglia di 5 MW. Con riferimento al caso italiano, la potenzialità eolica lungo le coste va valutata con specifici approfondimenti sui fattori antropici e socio-economici che possono influenzare positivamente o meno la scelta dell'uso della risorsa.

Figura 2 – Potenza off-shore installata nel mondo a fine 2008



Fonte: EWEA 2009

Tecnologia eolica galleggiante per acque profonde. La capacità produttiva delle macchine eoliche in mare aperto risulta estremamente interessante per lo sfruttamento di venti meno turbolenti e di campi di velocità superiori rispetto ai venti costieri (e di terra ferma). Con l'utilizzo delle moderne turbine off-shore multimegawatt i valori di producibilità crescono sensibilmente rispetto agli impianti terrestri.

Tuttavia, l'accesso a fondali marittimi in zona "acque profonde" (oltre i 50 m) per le installazioni eoliche è benefico, ad oggi, di qualche prototipo di impianto galleggiante, ovvero privo di fondazioni sommerse di interconnessione al fondale marino.

L'esperienza acquisita dall'industria del petrolio e del gas nella costruzione ed esercizio delle piattaforme marine¹¹⁴ ha mutuato alcune soluzioni impiantistiche ad oggi oggetto di differenti programmi di R&S che si differenziano per la tipologia di sostegno degli aerogeneratori (piattaforme immerse stabilizzate, piattaforme galleggianti e piattaforme a spinta bloccata) e per gli ancoraggi (geometria delle linee di ormeggio e sistemi d'ancora a cavo o catena), tipologia, quest'ultima, fortemente correlata alle condizioni specifiche di tenuta del fondale marino.

Grazie all'utilizzo di elementi totalmente preassemblati in cantiere, le installazioni fluttuanti assicurano cantierizzazioni dei siti molto rapide (incluso il trasporto via mare delle apparecchiature) con tempi di ingombro delle aree marine piuttosto brevi.

¹¹⁴ Un esempio di riutilizzo di piattaforme offshore riguarda una piattaforma ubicata a 22 km dalla costa siciliana, in corrispondenza di una profondità di 120 m; lo studio di pre-fattibilità ha considerato l'installazione di un aerogeneratore da 4,5 MW mediante l'impiego di mezzi navali e di sollevamento in parte già presenti sulla stessa piattaforma.

Tutte le strutture, piattaforme galleggianti immerse e zavorre di ancoraggio al fondale, sono totalmente rimovibili a fine ciclo produttivo degli impianti per minimizzare gli impatti sull'ecosistema marino.

Il primo impianto eolico mondiale di tipo galleggiante, sia pure con una macchina di soli 70 kW, è italiano ed è stato provvisoriamente ubicato da dicembre 2007 al largo di Brindisi. È stato posizionato nel Canale di Otranto a 20 km dalla costa (località Tricase) su un fondale di 110 m, ove sono stati acquisiti dati sperimentali utili allo sviluppo delle attività di ricerca sul prototipo di taglia maggiore (2-3 MW) finalizzate ai processi di industrializzazione. Il prototipo, sviluppato in applicazione del concetto di piattaforma sommersa a spinta bloccata (Tension Legged Platform - TLP) si pone l'obiettivo di testare una tecnologia in grado di affrontare ancoraggi su fondali dai 60 ai 250 m, banda di profondità in cui si collocano la maggior parte dei siti interessanti per la installazione di eolico off-shore.

Un prototipo in scala ridotta di aerogeneratore a colonna galleggiante, invece, è stato testato in vasca per la prima volta in Norvegia, mentre l'installazione di un'unità dimostrativa di 2,3 MW su una struttura galleggiante è in corso. L'elemento galleggiante si estenderà a 100 m di profondità e sarà ancorato al fondo marino.

Tecnologia eolica d'alta quota. La quota più favorevole per potenza specifica del vento si trova a circa 10.000 metri di altezza s.l.m.. Da tali altitudini, la velocità e l'energia del vento decadono discendendo verso il suolo sia per la frizione tra le masse d'aria che tra masse d'aria e l'orografia del territorio. Alcuni progetti eolici innovativi mirano a sfruttare questo vantaggio di quota cercando di intercettare le alte velocità del vento dove le torri eoliche tradizionali non possono giungere perché prossime al limite dimensionale di peso e stabilità. Tra questi, il progetto condotto da un'azienda¹¹⁵ italiana e dal Politecnico di Torino prevede di utilizzare profili alari semirigidi di potenza, ad alta efficienza e pilotati in modo automatico, lasciando a terra i macchinari per la generazione di energia e trasmettendo trazione e contemporaneamente controllo direzionale dei profili attraverso cavi in materiale composito. Le unità di manovra previste permettono di guidare in modo automatico un singolo profilo o una batteria di profili alari di potenza ad una altezza operativa dagli 800 ai 1.000 metri, secondo una traiettoria circolare. Con tali configurazioni le centrali eoliche d'alta quota intercetterebbero grandi quantità di vento in una unica installazione di terra con un impegno del suolo estremamente contenuto rispetto alle installazioni tradizionali a torre. È stato realizzato un primo prototipo a piccola scala con un aquilone in grado di produrre energia elettrica con l'alternanza di fasi di trazione e richiamo del profilo alare.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

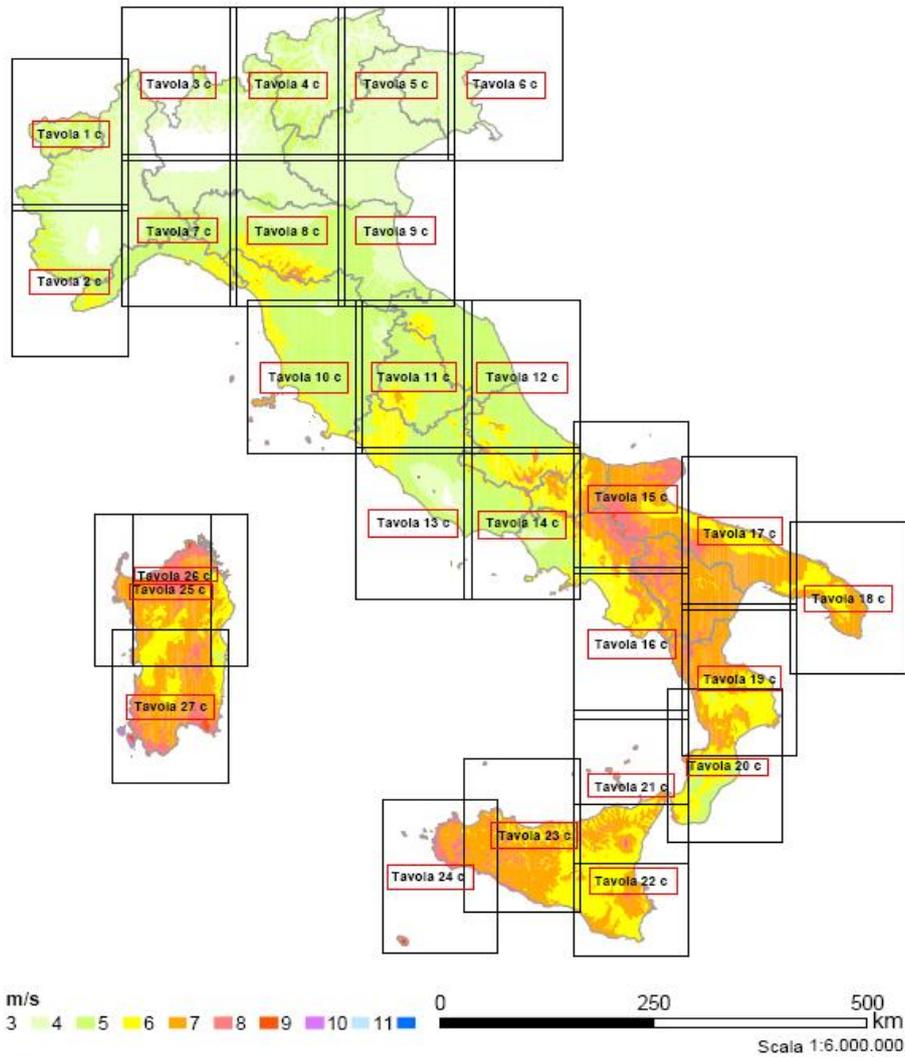
La valutazione del potenziale eolico nazionale effettivamente sfruttabile può essere condotta a partire dai dati qualificati dall'Atlante Eolico dell'Italia. In generale però questa piattaforma deve essere integrata, oltre che con dati rilevati sul sito, con molteplici fattori tecnici riguardanti l'orografia, la destinazione d'uso del suolo, i vincoli ambientali, le condizioni logistiche (strade ecc.) lo stato della rete locale di distribuzione dell'energia elettrica, non sempre determinabili in modo puntuale su tutto il territorio.

A questi fattori si sommano in modo poco prevedibile aspetti di carattere amministrativo e sociale piuttosto complessi. Per ciascuna regione italiana è possibile ricavare, dall'Atlante Eolico, l'estensione complessiva delle aree con producibilità specifica teorica (numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale) superiore a determinate soglie d'interesse.

Il potenziale teorico risultante sopra la soglia 1.750-2.000 MWh/MW a 50 m sul livello del mare, che deve però essere correlata alle dimensioni del rotore, è elevato e superiore all'intero fabbisogno nazionale.

¹¹⁵ Il progetto Kite Gen è stato premiato dal World Renewable Energy Congress, organizzazione mondiale sul settore delle energie rinnovabili affiliata alle Nazioni Unite.

Figura 3 – Mappa¹¹⁶ complessiva delle tavole di velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.



Fonte: Atlante Eolico dell'Italia

Per il potenziale eolico off-shore i dati disponibili di ventosità e conseguentemente di producibilità sono più incerti: all'interno di una fascia di 40 km dalla linea costiera risiedono molte aree con producibilità specifica, a 75 m sul livello del mare, dell'ordine di 2.500-3.000 MWh/MW (vedi sopra) ed in acque a profondità accessibile alle attuali tecnologie impiantistiche off-shore. In aree con acque a profondità intermedie (tra 30 m e 60 m) e profonde (oltre 60 m) si riscontrano producibilità superiori.

Dall'estensione complessiva delle aree su terraferma stimate come sufficientemente ventose e compatibili con le installazioni eoliche, si può valutare per l'Italia, un potenziale complessivo dell'ordine di 6.000 MW sotto condizioni simili a quelle per cui si realizzano gli impianti attuali [tabella 2].

¹¹⁶ Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dip. di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per la corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

Tabella 2 – Stima dei potenziali di penetrazione dell'eolico

FONTE	INSTALLATO 2005 [MW]			POTENZIALE TECNICO [MW]		PRODUCIBILITÀ [TWh]	NOTE
	> 10 MW	< 10 MW	Totale	Totale	Residuo	Totale	
Eolico terrestre	1.312	406	1718	> 6.000	> 4.000	> 12	Potenziale fino a 12GW se impatto ambientale accettabile
Eolico off-shore	0	0	0	900-1.900	900-1.900	2 - 6	Stima molto incerta limitata ai fondali bassi
Eolico complessivo	1.312	406	1718	> 7.000	> 5.000	14 - 18	

Fonte: CESI Ricerca

Questo potenziale è suscettibile di incremento fino a 12.000 MW e oltre ipotizzando innanzi tutto il potenziamento della rete elettrica, lo snellimento delle procedure autorizzative e la consistenza e continuità delle politiche di incentivazione.

Confermato dal numero di installazioni realizzate, il potenziale più interessante risulta concentrato nelle Regioni meridionali e insulari. Seguono le Regioni centrali dove il potenziale risulta decisamente più contenuto e le settentrionali, dove, escluse molte aree di limitata estensione il potenziale residuo risulta piuttosto basso.

Il potenziale eolico off-shore, nell'ipotesi che le centrali vengano posizionate lontano dalla costa per renderle poco visibili da terra, si può valutare, nell'ordine di qualche migliaio di MW in acque basse (principalmente al largo di Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia e Molise).

In acque intermedie e profonde (Sardegna, Puglia e Sicilia) il potenziale è sensibilmente più alto dove, tuttavia, le tecnologie commercialmente disponibili non sono ancora in grado di spingersi. Questo potenziale è destinato a crescere molto annoverando le aree immediatamente adiacenti alle acque territoriali italiane (EEZ - Exclusive Economic Zones).

Analisi economica

I costi di produzione dell'energia ceduta annualmente alla rete di distribuzione da un impianto eolico sono legati prioritariamente alla disponibilità della fonte eolica, agli oneri d'investimento per la realizzazione ed ai costi d'esercizio e manutenzione.

Secondo stime della IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) e della EWEA, i costi unitari di produzione da fonte eolica di siti con velocità medie annue del vento superiori ad almeno 6 m/s, a 10 m s.l.m. sono dell'ordine di 40-60 euro/MWh.

Paesi ad orografia articolata come il caso Italia richiedono infrastrutture ed installazioni complesse che spostano il costo unitario dell'energia oltre 80 euro/MWh con un onere complessivo maggiore che eleva il costo finale degli impianti.

Le condizioni anemometriche più favorevoli all'inserimento di aerogeneratori su terra ferma sono a ventosità di 6-7 e talvolta 8 m/s che garantisce con le tecnologie attuali la producibilità specifica di 2.000-2.500 e in pochi casi 3.000 MWh/MW (vedi sopra). I siti off-shore, a pari tecnologia installata, attestano la producibilità energetica annua attorno ai 3.000-3.500 MWh/MW grazie a venti in genere più forti e regolari.

I costi di realizzazione degli impianti eolici sono fortemente sbilanciati sui costi dei macchinari: gli aerogeneratori coprono mediamente il 75% degli investimenti mentre sul restante 25% incidono fondazioni, infrastrutture elettriche e logistiche, installazioni e collaudi. Il prezzo internazionale di mercato per l'acquisto degli aerogeneratori medi e grandi (solo macchinario) risulta tipicamente compreso fra 650 e 1.000 euro/kW. Il costo dell'intera centrale on-shore si attestava nel 2008 fra 940 e 1.340 €/kW.

Tabella 3 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie eoliche

	Anno	Rend.	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/Anno	Costo energia	Note
FORTE		%	M€/MW	k€/MW anno	Anni	heq	€/MWh	
Eolico terrestre	2007		1,6-1,8	30-40	20	1.700-1.900	115-148	Riscontrati dati di costo in crescita nel 2007, specie per il macchinario
	2018		0,8	18-28	25	1.700-1.900	56-68	
	2030		0,6	18-28	25	1.700-1.900	44-55	
Eolico off-shore	2007		2-2,8	40-60	20	3.000	92-130	Costi capitali tendenzialmente crescenti verso l'estremo superiore
	2018		1,4-1,8	40-60	25	3.000	65-86	
	2030		1,2	40-60	25	3.000	57-64	

Fonte: CESI Ricerca

Contrariamente a quanto registrato nell'ultimo decennio, in cui i costi di generazione elettrica da fonte eolica sono diminuiti progressivamente avvicinandosi in alcuni casi alla competitività con gli impianti convenzionali, attualmente per lo squilibrio fra la capacità produttiva dell'industria e la forte domanda di aerogeneratori dovuta alle numerosità dei progetti eolici, si sono registrati incrementi dei costi specifici d'impianto, sia all'estero che in Italia, anche dell'ordine del 50%.

Con le attuali unità multiMW si possono valutare, oggi, costi d'impianto sulla terraferma dell'ordine di 1.200-1.900 euro/kW, con un'incidenza media annua degli oneri di esercizio e manutenzione che oscilla fra il 2 ed il 3% del costo capitale dell'impianto.

Le centrali off-shore comportano costi di realizzazione e di gestione d'impianto più elevati rispetto alle centrali on-shore, di solito fra 2.100 e 3.200 euro/kW in larga misura imputabili ai maggiori oneri derivanti dalla realizzazione delle fondazioni sommerse e dalle attività di posizionamento e collegamento elettrico delle turbine che avvengono in mare su mezzi speciali.

La posa in mare aperto richiede l'intervento di sommozzatori e lavoratori subacquei specializzati e di una attenta programmazione delle attività di lavoro in funzione delle condizioni meteorologiche locali. Il sovracosto dovrebbe essere compensato dall'incremento di capacità produttiva degli aerogeneratori nelle condizioni anemometriche marine.

Con una producibilità energetica annua di circa 600 GWh elettrici, il costo specifico di investimento del sito eolico off-shore di Horns Rev (Danimarca) è stimato attorno a 1.500 euro/kW, attestandosi come uno dei più bassi tra gli impianti off-shore esistenti.

Il costo complessivo di realizzazione dell'opera ha avuto come ricaduta sulla singola unità installata un costo di fornitura e messa in servizio di quasi 3 milioni di euro.

Per quanto riguarda scenari futuri, la stima possibile una graduale riduzione del costo d'impianto, fino a circa 700 euro/kW sulla terraferma e a 1.200 euro/kW off-shore nel 2030.



Scheda tecnologica:

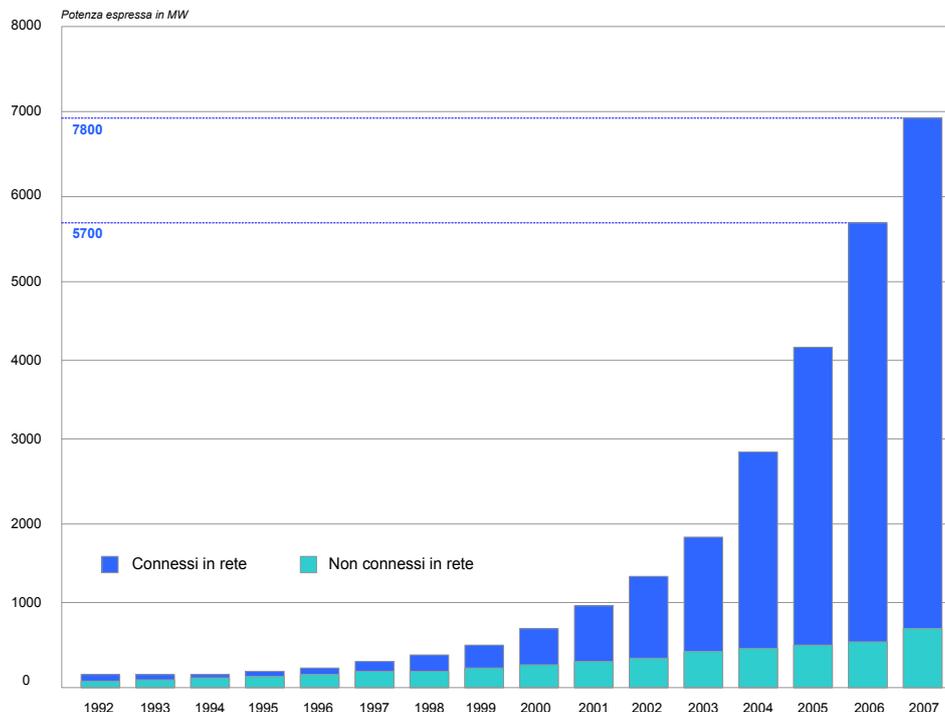
FOTOVOLTAICO

Descrizione e stato dell'arte

Le tecnologie fotovoltaiche realizzano la conversione della radiazione solare in energia elettrica, permettendo una produzione diretta e modulare per applicazioni in soluzioni impiantistiche che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra.

A fine 2007 la potenza fotovoltaica mondiale, secondo il programma PVPS della IEA, superava i 7,8 GW (figura 1): Germania e Giappone, rispettivamente con oltre 3.862 MW e 1.918 MW installati, occupano la prima e la seconda posizione della classifica, seguiti da USA (830 MW) e Spagna (655 MW).

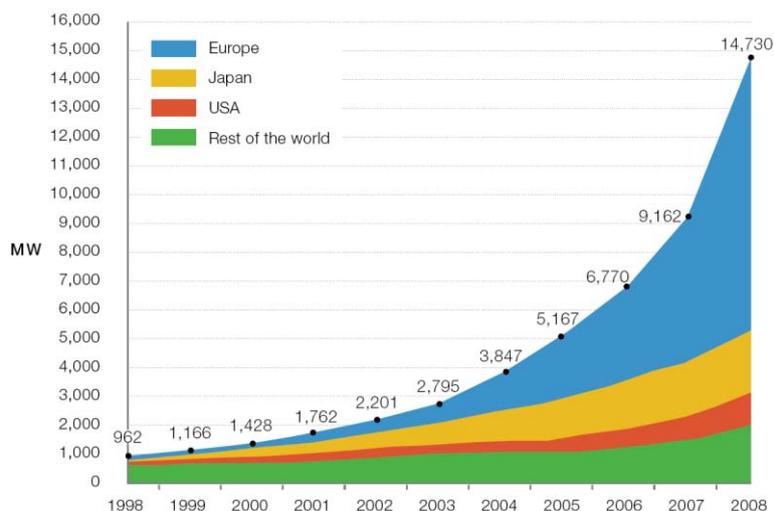
Figura 1 – Potenza mondiale fotovoltaica espressa in MW a fine 2007



Fonte: IEA - Report IEA-PVPS T1-17:2008

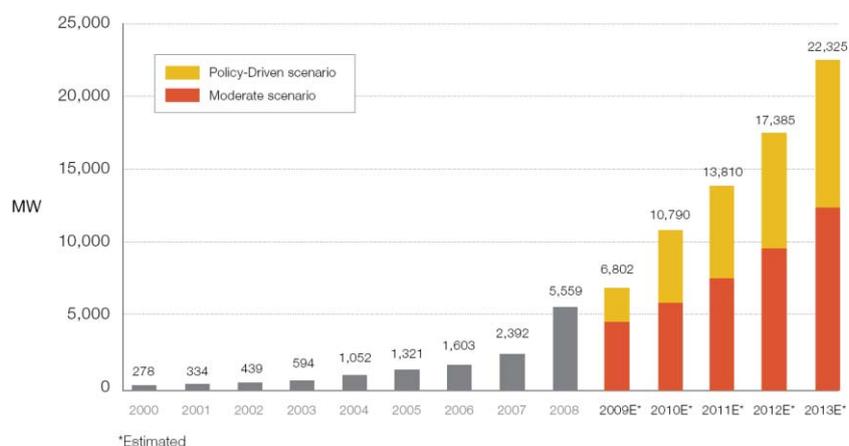
Secondo la European Photovoltaic Industry Association (EPIA) a fine del 2008 la capacità totale installata cumulata nelle più importanti aree geografiche del pianeta e nel resto del mondo risulta essere pari a 15 GW (figura 2). L'Europa risulta la regione in cui vi è stato il maggiore sviluppo di capacità (9 GW), pari al 65% della capacità cumulata globale, in parte grazie alla straordinaria spinta del mercato spagnolo, tedesco ed italiano. Seguono Giappone e Stati Uniti con, rispettivamente, il 15% e l'8% di capacità cumulata globale. Sempre EPIA prevede per il 2025 una forte crescita del settore con una potenza fotovoltaica mondiale installata di 433 GW ed una produzione di energia elettrica pari a 589 TWh, corrispondente a circa il 3% della stima di consumo mondiale di energia elettrica.

Figura 2 – Potenza installata cumulata nelle principali aree geografiche



Fonte: EPIA - European Photovoltaic Industry Association

Figura 3 – Previsione del mercato fotovoltaico annuo mondiale fino al 2013



Fonte: EPIA - Global market outlook for photovoltaics until 2013

Per quanto riguarda la situazione italiana attuale, fino al 2005 la presenza del fotovoltaico, in termini di potenza installata e tassi annui di crescita, è stata piuttosto modesta: a fine 2005 si censivano 13 grandi impianti per un totale di 7,1 MW a cui andavano aggiunti circa 27 MW relativi ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, prevalentemente connessi con la rete di distribuzione, che complessivamente nel 2005 hanno prodotto 31 GWh di energia elettrica. Sebbene in fortissimo aumento negli ultimi due anni, il settore fotovoltaico italiano contribuisce ancora in misura assai ridotta alla produzione di energia elettrica nazionale. Tuttavia, la spinta dei meccanismi di incentivazione, introdotti a partire dal 2005, ha dato grande vigore allo sviluppo del mercato italiano avvicinandolo a quello delle nazioni più virtuose, con un grande interessamento di soggetti privati e di società di ingegneria.

Le installazioni fotovoltaiche italiane del 2006, secondo i dati di EurObserv'ER, realizzavano una potenza cumulativa pari a 50 MWp che nel 2007 ha raggiunto la quota di

120,2 MWp con una crescita record di oltre il 140% in un anno. Il dato risulta notevole pensando che la potenza installata nel solo 2007 supera, di fatto, quanto fatto nei precedenti venticinque anni.

Al 1° aprile 2009, secondo i dati elaborati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), risultavano in esercizio 5.177 impianti per una potenza di 128,4 MWp realizzati con meccanismo di finanziamento pubblico del primo Conto Energia (DM 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006). Il nuovo Conto Energia (DM 19 febbraio 2007) aggiunge a questi ulteriori 28.178 impianti equivalenti a 299,7 MWp, portando il numero di realizzazioni al totale di 33.355 impianti fotovoltaici per una potenza cumulativa installata record pari a 428 MW.

Limitando i dati all'anno solare 2008 la potenza ufficialmente installata di 221,55 MWp si distribuisce su 18.676 nuovi impianti in esercizio (per primo e nuovo Conto Energia), realizzati nel numero ragguardevole medio di circa 1.550 nuove unità al mese per una potenza di 18,4 MWp: in soli 30 giorni si installava in Italia il doppio di quanto realizzato nel 2006.

L'incremento che ne risulta rispetto al dato 2007 (70 MWp) è pari al 215% e, sebbene non siano ancora a disposizione dati statistici più esaustivi, il fotovoltaico italiano appare un fenomeno principalmente privato e meno attraente per il settore delle imprese. Conferma di ciò è l'analisi delle domande di accesso al Conto Energia 2006 e i dati di potenza installata e numerosità di impianti al 2008 che risultano fortemente sbilanciati su piccole dimensioni impiantistiche, per lo più destinate al segmento privato residenziale. Le richieste di accesso al Conto Energia risultano per lo più indirizzate ad impianti di capacità ridotta, mentre il segmento imprese, per l'alto fabbisogno energetico, necessita di impianti di capacità produttiva superiore.

Dall'analisi della classifica regionale degli impianti realizzati e connessi in rete nel periodo 2008 a cura dell'Ufficio Statistiche del GSE, ben 2.489 (51,7 MWp) sono stati realizzati in Puglia, prima per potenza fotovoltaica installata, 5.138 (49,3 MWp) sono stati realizzati in Lombardia, 3.408 (39,7 MWp) in Emilia Romagna, seguite poi da Piemonte, Trentino Alto Adige, Toscana, Veneto, Marche e Lazio.

La distribuzione regionale della potenza installata evidenzia che la maggiore richiesta di incentivazione proviene complessivamente dalle regioni del Nord e del Centro mentre appare molto rilevante il contributo, nei termini di installato, delle centrali fotovoltaiche multimegawatt recentemente connesse alla rete nella sola regione Puglia, che distacca nettamente per potenza realizzata, tutte le altre regioni meridionali.

Dalla disaggregazione dei dati dei risultati del Conto Energia, in accordo ai dati forniti al 1° febbraio 2009 dal GSE, possiamo rilevare che la taglia media degli impianti realizzati relativamente al "nuovo Conto Energia" è 11,3 kWp con una suddivisione tra classi di potenza che vede installati 30,6 MWp (11.725 impianti) per potenze da 1 a 3 kWp; 69,70 MWp (9.017 impianti) per potenze da 3 a 20 kWp; 81,40 MWp (719 impianti) per potenze oltre 20 kWp.

Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici incentivati può distinguersi anche secondo il grado di integrazione architettonica, con 49,25 MWp (5.726 impianti) di impianti integrati, 102,21 MWp (14.026 impianti) di impianti parzialmente integrati e 30,24 MWp (1.709 impianti) di impianti non integrati.

Dall'entrata in vigore del Conto Energia, al 1° febbraio 2009, sono stati erogati dal Gestore dei Servizi Elettrici incentivi per un totale di circa 96 milioni di euro relativi ad una produzione di circa 210 milioni di chilowattora.

Prospettive tecnologiche e R&S

È parere comune che il fotovoltaico rappresenti, attualmente, la tecnologia capace di condurre agli obiettivi di lungo termine previsti dalla politica energetica della Commissione Europea, che punta, come da tempo avviene in Giappone, proprio sul fotovoltaico per la produzione di energia elettrica. In ambito comunitario, infatti, si ritiene che il fotovoltaico possa contribuire all'approvvigionamento elettrico in una prospettiva di lungo periodo e che il suo contributo non sarà apprezzabile fino al 2030, data in cui si valuta un'incidenza non superiore all'1% della domanda elettrica europea.

In ambito fotovoltaico, le attività di ricerca, sviluppo e prototipazione si sono diversificate molto, definendo una suddivisione preliminare in celle e/o moduli, da un lato, e sistemi ed applicazioni, dall'altro.

Le attività di ricerca su celle e moduli per usi terrestri variano dallo studio dei materiali ai processi di laboratorio scalabili per l'industria, con i maggiori sforzi concentrati sulle tecnologie di fabbricazione del dispositivo fotovoltaico e l'ottimizzare dell'automazione dei processi mirati a ridurre il consumo di silicio.

Fotovoltaico piano: in questo specifico ambito, la tecnologia del Silicio cristallino (c-Si), che consiste nell'impiego di wafer di Silicio tipicamente destinato all'industria elettronica, è di gran lunga la più consolidata, sia essa monocristallina che policristallina, con copertura del mercato mondiale per quote, almeno negli ultimi anni, comprese tra il 90% e il 95%. La produzione di celle fotovoltaiche di area oramai superiore ai 150 cm², permette di cablare moduli piani con potenze elevate e record di efficienza prossime al 20%. Gli impianti realizzati in Italia nel periodo dicembre 2007-febbraio 2008 utilizzano quasi esclusivamente moduli al silicio cristallino (99,3%) in linea con l'analisi di mercato effettuata a livello internazionale. Appare in controtendenza, invece, il dato relativo alla quota di silicio policristallino (42%) utilizzata rispetto al monocristallino, molto inferiore al dato internazionale (>66%). Le potenze di targa tipici dei moduli impiegati per impianti di media e grande taglia (>50 kWp) sono comprese tra 160 Wp e 240 Wp, con una grande diffusione di dispositivi da 200 Wp. Gli impianti di piccola taglia stanno premiando la scelta di moduli di potenza media pari a 160 Wp. In merito alla provenienza dei moduli fotovoltaici installati nel medesimo periodo dicembre 2007 - febbraio 2008 si evidenzia una quota preponderante di prodotti giapponesi per oltre il 54% dell'intera potenza installata, seguita da quelli tedeschi (16%) e cinesi (4,5%). La quota nazionale è superiore al 15% del totale installato (7,4% SE Project, 5,5% Helios Technology e 2,5 Eni Power).

La tecnologia dei film sottili è nata invece per contenere il consumo di materiale e contrarre il periodo di recupero energetico (Energy Payback Time) che caratterizza negativamente i dispositivi al Silicio cristallino (tipicamente compreso tra 4 e 5 anni). I film sottili richiedono spessori di materiale non superiore a qualche micron e processi per la realizzazione dei moduli fotovoltaici più economici perché, a temperature sensibilmente inferiori, richiedono costi energetici più bassi e sono tipicamente realizzati in un unico processo di linea che avviene su larga superficie di lavoro. Stante il minor valore di efficienza accreditato, i dispositivi con tecnologia del silicio amorfo o degli altri film sottili sono relegati ad applicazioni di integrazione in facciata che richiedono risultati di pregio come semitrasparenza o effetto cromatico.

L'attenzione della ricerca sui film sottili è stata per molto monopolizzata dal silicio amorfo, depositato anche su substrati flessibili di grande area per favorire il livello di integrabilità della tecnologia negli edifici e più recentemente si è focalizzata sullo sviluppo di celle a base di telluriuro di cadmio (CdTe), di diseleniuro di indio e rame (CIS), di diseleniuro di indio rame e gallio (CIGS) e di altri film sottili policristallini, per i quali acquista spesso importanza lo sviluppo di substrati trasparenti flessibili e di film trasparenti conduttori.

La tecnologia CIS è nota già da tempo al mercato tedesco ed americano in cui sono siti i principali produttori di moduli (Würth Solar, Shell Solar e Global Solar). L'incremento recente dell'interesse per il CIS è testimoniata dall'annuncio di realizzazione di molti nuovi impianti di produzione che confermano il livello di prestazione e affidabilità ottenuto da questa tecnologia nell'arco temporale di un decennio.

I moduli al CdTe stanno invece dimostrando un'ottima stabilità ai test di invecchiamento accelerato e le innovazioni della R&S riguardano soprattutto la scalabilità a livello industriale del processo di produzione e la riproducibilità delle prestazioni dei moduli. L'interesse per questa tecnologia è anche italiano, con un progetto industriale per la produzione di moduli, condotto nei laboratori del Dipartimento di Fisica di Parma, che ha portato alla realizzazione di celle solari a base di CdTe/CdS con un'efficienza di conversione, tra le più alte, di oltre 15% in un processo di produzione semplificato ed innovativo. La tecnologia sviluppata è pronta perché possa essere progettata e costruita una macchina automatizzata in grado di produrre 150 mila metri di moduli all'anno corrispondenti a 15 MW di potenza elettrica.

Per quanto riguarda le celle a bassissimo costo, appaiono promettenti i dispositivi basati sull'uso di materiali organici (polimeri), ibridi (organici/inorganici) ed a base di ossido rameoso (Cu₂O), oggetto di numerosi programmi di ricerca, mentre restano ad e-

levato rischio, sotto il profilo economico, le attività esplorative su materiali e strutture del dispositivo fotovoltaico ad altissima efficienza.

Dal punto di vista delle applicazioni, nel decennio 1980-90 l'attenzione è stata prevalentemente rivolta agli impianti di grande taglia (dell'ordine di qualche MWp) in connessione alla rete, per i quali erano apprezzabili gli evidenti vantaggi di costo dell'energia prodotta grazie alle economie di scala.

Anche se restano numerosi i progetti europei VLS PV (Very Large Scale Photovoltaic Systems) con il nuovo vigore di mercati emergenti come quello spagnolo e nazionale, le attività di ricerca e sviluppo si sono focalizzate, oggi, su taglie impiantistiche inferiori per rispondere all'esigenza di potenziare la diffusione del modello di generazione distribuita e promuovere fortemente l'integrazione architettonica del fotovoltaico nell'edilizia, con gli obiettivi di riduzione dei costi di installazione attraverso l'integrazione della tecnologia solare fotovoltaica su scala ampia, sia in ambito residenziale che industriale.

Tabella 1 – Confronto tra diverse tecnologie fotovoltaiche

	Prima generazione		Seconda generazione			Terza generazione	Concentrazione
	Si mono	Si multi	Si amorfo	CdTe	CIS/CIGS	DSC	Point focus
Efficienza (%)	14 – 17	12 – 14	6 – 8	10 – 11	10 – 11	10	12 – 20
EPBT* (anni)	2,0	1,7	1,5	1,0	1,0	-	-
Costo di produzione (€/W)	3,2 – 3,5	2,8 – 3,2	1,2 – 1,5	1,5 – 2,2	2,2 – 2,5	-	3,5 – 5,0

*EPBT – Energy Pay Back Time: tempo necessario al modulo per produrre una quantità di energia pari a quella consumata per la sua fabbricazione (inclusi componenti e semilavorati).

Fonte: Energy & Strategy Group 2009

Fotovoltaico a concentrazione: gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella. Tale soluzione tecnologica comporta sia l'impiego di celle a maggior efficienza, sia di un complesso sistema di movimentazione ad "inseguimento" del disco solare.

Il fotovoltaico a concentrazione è una delle opzioni tecnologiche più promettenti per accelerare il processo di riduzione dei costi per la tecnologia fotovoltaica, riducendo il peso del componente fotovoltaico sul costo di investimento dell'intero sistema. Mediante l'uso di ottiche è possibile ridurre l'area delle celle (fino a 1000 volte) con conseguente risparmio di materiale attivo ed altri elementi pregiati ed utilizzare celle a concentrazione di alto costo per unità di superficie che realizzano valori di efficienza superiori al 40%, non raggiungibili con le tecnologie tradizionali del fotovoltaico piano.

La progettazione di un sistema fotovoltaico a concentrazione si presenta più complessa se si vuole assicurare lo stesso grado di affidabilità del fotovoltaico convenzionale e, nello stesso tempo, cogliere tutti i vantaggi tecnici ed economici legati alla concentrazione della radiazione solare.

Il progetto PhoCUS (Photovoltaic Concentrators to Utility Systems) di ENEA è finalizzato allo sviluppo di una tecnologia a media concentrazione (200X), per un utilizzo prevalente nelle aree mediterranee tipicamente caratterizzate da una maggiore insolazione diretta (unica radiazione utile per la conversione fotovoltaica nelle applicazioni a concentrazione). L'approccio point-focus del progetto PhoCUS implica l'uso di lenti rifrattive per concentrare la radiazione solare ed è stato ritenuto il sistema di concentrazione più versatile ed economico per il mercato fotovoltaico.

L'unità PhoCUS di ENEA presso il Centro Ricerche Portici è in grado di lavorare in maniera autonoma in connessione alla rete in bassa tensione, oppure connessa in parallelo ad altre unità per costituire impianti di potenza fino ad 1 MW.

Per quanto riguarda il sistema ricevitore PhoCUS, è stato sviluppato e standardizzato il processo per la realizzazione di una cella solare in c-Si ad alta efficienza: la cella sviluppata ha un'efficienza del 22% a 30 soli ed è in grado di lavorare fino a 130 soli con

valori di efficienza superiori al 20%. Il dispositivo è stato realizzato ottimizzando strutture di tipo convenzionale, basate su processi già presenti presso i laboratori ENEA in Casaccia, perfezionando le prestazioni del dispositivo per la concentrazione, e su tecniche per la realizzazione di antiriflesso e griglia di raccolta sviluppate nell'ambito delle tecnologie sui film sottili presso i laboratori del Centro Ricerche di Portici.

Un approccio innovativo alla concentrazione fotovoltaica è quello proposto dal prototipo di Sistema Dicroico realizzato presso l'Università di Ferrara, costituito da due dischi parabolici (concentratori) ricoperti con opportuni riflettori dicroici progettati per inviare diverse porzioni dello spettro solare su moduli diversi, trattandosi, a tutti gli effetti, di un sistema a doppio concentratore. La struttura che realizza la condizione ottica di separazione spettrale è costituita da un guscio trasparente in plexiglass sul cui retro aderisce una speciale pellicola riflettente solo per determinate lunghezze d'onda (colori) della luce, trasmettendo selettivamente le altre. La radiazione riflessa dal primo film viene concentrata su un'area del pannello fotovoltaico, quella trasmessa raggiunge un secondo riflettore che la concentra su una diversa regione del pannello fotovoltaico.

Con tali materiali e riflettori, l'efficienza di conversione può superare il 30% e l'esigua quantità di silicio utilizzato permetterebbe una realistica espansione dei sistemi fotovoltaici.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

La disponibilità fisica della fonte solare è teoricamente molto ampia se comparata al fabbisogno nazionale. La stima del potenziale si basa sulla valutazione della effettiva disponibilità di superfici idonee ad ospitare moduli fotovoltaici (decurtata della frazione destinata ad ospitare i collettori solari termici).

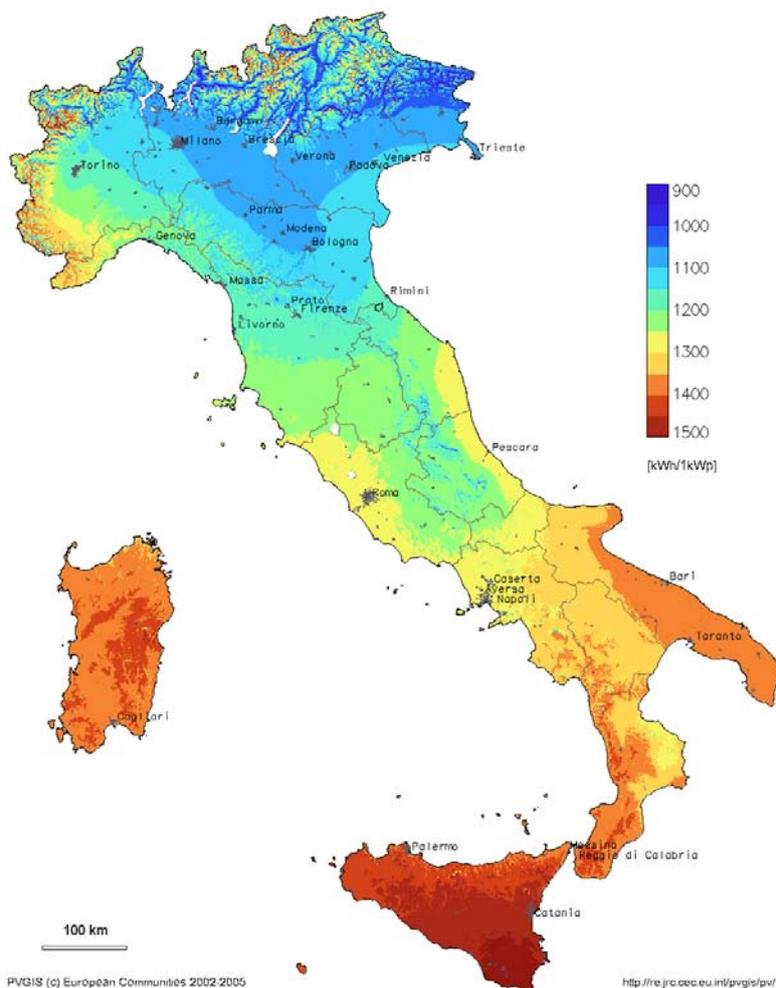
L'impegno di una quota inferiore al 3% del territorio italiano con impianti fotovoltaici correttamente posizionati in termini di angoli titl-azimutali dei moduli, coprirebbe, in termini di bilancio annuo, il fabbisogno nazionale di energia elettrica. La fonte in sé non pone dunque vincoli allo sviluppo del fotovoltaico. La penetrazione della tecnologia dipende invece da fattori legati ai costi impiantistici, all'accettabilità dell'impatto paesaggistico ed alla capacità della rete nazionale di trasmissione di accogliere una moltitudine di installazioni fotovoltaiche distribuite. Resta difficile e in buona misura arbitrario stimare a priori dei limiti, anche teorici, di penetrazione del fotovoltaico in rapporto alla disponibilità di siti idonei (prescindendo quindi da considerazioni di tipo economico). Si può ritenere che ad aree con destinazione differenziata di utilizzo del territorio, corrispondano differenti caratterizzazioni di impianti fotovoltaici.

In aree urbane, con un'elevata densità di installazioni fotovoltaiche in ambito residenziale, saranno privilegiate le soluzioni impiantistiche di piccola taglia con funzione legata al risparmio energetico e finanziario. Nelle aree industriali prevarranno impianti di maggiore dimensione e potenza per ottenere, oltre ad un significativo risparmio energetico, anche una redditività di impresa. Nelle aree seminative, infine, gli impianti fotovoltaici, oltre al soddisfacimento del fabbisogno energetico, permettono di ottenere reddito attraverso i meccanismi di vendita dell'energia prodotta. A riguardo, l'integrazione del fotovoltaico a terra con le attività agricole e pastorizie nel rispetto delle attività locali, sta dimostrandosi elemento di forte valorizzazione dei terreni.

Per produrre una stima realistica di potenziale a partire dalle superfici utilizzabili (tenendo conto di fattori di esposizione all'irradiazione solare, di fattibilità tecnologica e capacità industriale nel supportare le forniture di impianti), è conveniente distinguere tra impianti di piccola-media taglia (dai kW a circa un MW), integrati tipicamente su coperture di edifici, capannoni ecc., da quelli di potenza maggiore, da immaginare distribuiti su aree marginali del territorio.

Per i primi, può essere stimato un valore orientativo di potenza installata compresa tra 6.000 e 12.000 MW, oltre il quale la fattibilità potrebbe essere discutibile per ragioni fisiche. Con una producibilità degli impianti fotovoltaici che cresce fortemente dalle 1000 ore equivalenti di funzionamento annuo a Nord Italia alle 1400 nelle regioni più meridionali del Paese (figura 4), è ragionevole presumere una producibilità teorica compresa tra i 7,5 e i 15 TWh/anno.

Figura 4 - Generazione elettrica fotovoltaica per 1 kWp con angoli di inclinazione ottimali



Fonte: PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System

Ciò è ottenibile con l'impegno di circa 2 m² di copertura fotovoltaica (su tetto o altro) per ogni abitante, con un'efficienza media dei moduli del 10% (tale da realizzare una superficie d'impianto pari a 10 m² per ogni kWp).

Per impianti multimegawatt, invece, lo sfruttamento di aree marginali potrebbe essere significativo data la disponibilità di terreni aridi e non coltivati tipici delle regioni meridionali ad alta insolazione. Risulta tuttavia complesso valutare le condizioni di accettabilità di una copertura intensiva del terreno per impatto paesaggistico ed alterazione delle condizioni microclimatiche locali.

Con una superficie corrispondente fino a circa lo 0,1% del territorio nazionale (circa 300 km²) destinata a tale impiego, ne risulterebbe un limite a lungo termine ambizioso e tecnicamente non irrealistico di circa 10.000 MW, realizzabili in un migliaio di centrali VLS di potenza nominale 10 MW che garantirebbero una copertura di producibilità energetica pari a ulteriori 12 TWh.

Per le proiezioni fino al 2030, il potenziale realistico installabile in Italia secondo la Commissione Nazionale per l'Energia Solare è espresso, in tabella 2, in considerazione delle diverse tipologie di uso del suolo.

Tabella 2 – Potenza totale installabile in MWp dal 2005 al 2030 in Italia

Tipologia di territorio	POTENZA INSTALLABILE [MWp]			
	2005	2015	2020	2030
Tessuto urbano continuo	2.090	3.440	5.620	9.720
Tessuto urbano discontinuo	2.670	4.400	7.180	12.430
Aree industriali o commerciali	290	900	1.520	2.710
Reti stradali e ferroviarie	7	20	40	70
Aree portuali	9	30	50	90
Seminativi in aree non irrigue	390	1.060	1.920	3.200
TOTALE POTENZA INSTALLABILE [MWp]	5500	9800	16.300	28.200

Fonte: CNES - Rapporto preliminare sullo stato attuale del solare fotovoltaico nazionale

In considerazione dell'esiguità della frazione della superficie che si è supposto destinare alla realizzazione di impianti fotovoltaici, risulta palese che la percentuale di territorio destinabile potrebbe essere ampliata, con un incremento di potenza cumulativa installata ed energia annua prodotta. Restano tuttavia aperte le complesse problematiche di carattere tecnico e normativo inerenti il trasporto e dispacciamento dell'energia fotovoltaica sulla rete nazionale di distribuzione, progettata, strumentata e gestita in funzione di un flusso unidirezionale di corrente elettrica (dal produttore al consumatore) ed attualmente inadatta ad accettare e gestire una percentuale rilevante di generazione distribuita con carattere di bidirezionalità.

Dati tecnico economici

La sostanziale riduzione del costo dell'energia prodotta costituisce la chiave di affermazione della tecnologia fotovoltaica.

Il costo d'investimento e la producibilità di un impianto sono, di fatto, i principali fattori nella determinazione del costo dell'energia elettrica prodotta: per la tecnologia fotovoltaica, questi, sono sensibilmente legati alle caratteristiche del materiale impiegato ed ai processi di fabbricazione del dispositivo.

Intervenire sul costo del kWh generato, perciò, significa diminuire la spesa di investimento dell'impianto abbattendo il costo di fabbricazione dei moduli ed aumentare l'efficienza di conversione, superando il limite di rendimento attuale dei moduli commerciali. Grazie allo sviluppo dell'automatizzazione della produzione di serie ed al miglioramento tecnologico, è previsto un forte incremento della penetrazione del fotovoltaico negli usi finali, attesa anche la diminuzione dei costi di produzione.

Nella *technology roadmap* dell'IEA si stima che entro il 2020 il costo dell'energia elettrica prodotta tramite tecnologia fotovoltaica diventerà competitivo con i prezzi di quella al dettaglio, iniziando da quei paesi dove vi è un buon livello d'insolazione e prezzi elevati dell'energia elettrica; bisognerà invece aspettare il decennio successivo per la competitività con il prezzo dell'elettricità all'ingrosso ([figura 5](#)). A dispetto dell'attuale sostanziale monopolio di mercato del silicio cristallino, l'evoluzione dei costi nel lungo termine sarà contraddistinta dai cambiamenti delle tecnologie di mercato a vantaggio di quote crescenti per le tecnologie del silicio amorfo e dei film sottili.

Attualmente i costi specifici delle forniture, variabili dai 5.000 euro/kW dei grandi impianti agli oltre 6.500 euro/kW per impianti di piccola taglia in copertura di edifici, renderebbero la tecnologia fotovoltaica non competitiva se esclusa dalla copertura finanziaria dell'incentivazione pubblica sulla produzione.

Previsioni dell'andamento del costo capitale, esercizio e manutenzione (O&M) e aspettativa di vita degli impianti, sono espresse dal CESI Ricerche e mostrate in [tabella 3](#), rispettivamente per tipologie di integrazione su tetto o per grandi centrali a terra.

Figura 5 – Sviluppo del mercato fotovoltaico e livelli di competitività

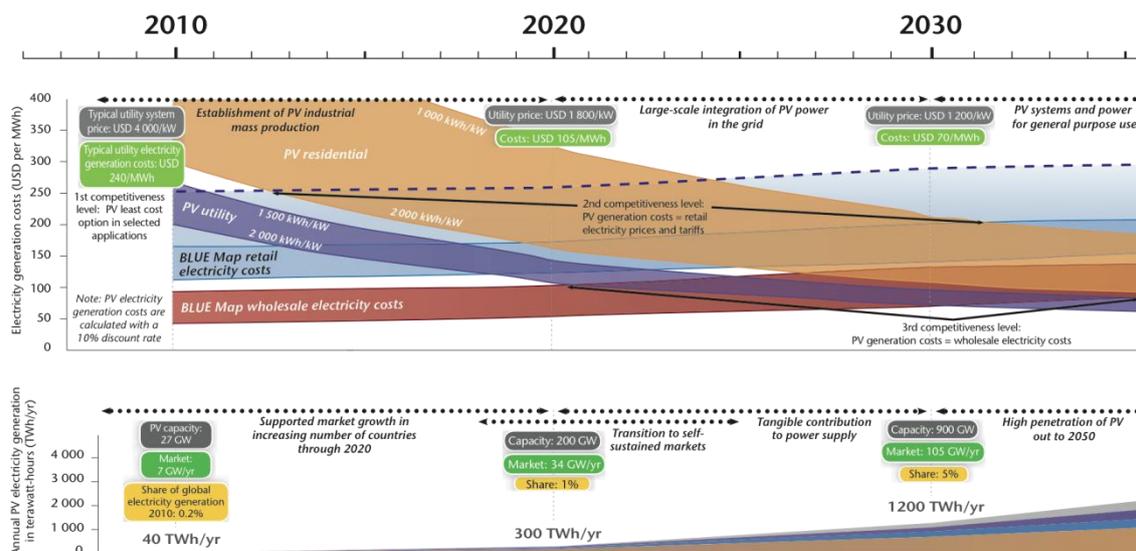


Tabella 3 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie fotovoltaiche in Italia

	Anno	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo energia
<i>FONTI</i>		<i>M€/MW</i>	<i>k€/MWanno</i>	<i>Anni</i>	<i>heq</i>	<i>€/MWh</i>
Fotovoltaico tetti	2007	6	50	25	900-1400	508-790
	2015	4	20	25	900-1400	329-512
	2022	2,8	20	30	900-1400	226-352
Fotovoltaico impianti multimegawatt	2007	5	50	25	900-1400	429-668
	2015	3,3	20	25	900-1400	274-426
	2022	2,4	20	30	900-1400	196-305

Fonte: CESI Ricerca

Nelle applicazioni in connessione alla rete, il costo del modulo incide tipicamente per circa la metà del costo dell'intero impianto installato. Nei sistemi integrati negli edifici, invece, il costo del modulo pesa per circa 2/3. La quota restante di costo degli impianti è occupata dal Balance Of System - BOS, cioè dagli altri componenti di sistema, come l'elettronica di condizionamento e controllo della potenza elettrica, i dispositivi di protezione e d'interfacciamento alla rete e le strutture di supporto del modulo.

Essendo il BOS essenzialmente costituito da componenti di tecnologia matura e considerato che i costi di gestione e manutenzione sono bassi, la diminuzione del costo del kWh prodotto può essere conseguita principalmente attraverso la riduzione del costo del dispositivo fotovoltaico, che è sistematicamente e apprezzabilmente diminuito nel tempo.

Attualmente, il costo dei moduli fotovoltaici standard è pari a circa 3 euro/Wp e si ritiene che sia destinato a diminuire sensibilmente nei prossimi anni, fino a raggiungere un valore prossimo a 0,5 euro/Wp dopo il 2020. Per raggiungere una penetrazione massiccia del fotovoltaico sul mercato, i costi di investimento totali dei sistemi connessi alla rete dovrebbero scendere intorno ai 1000 euro/kWp.

Il costo medio di fornitura e installazione chiavi in mano è invece compreso tra 6 e 8 euro/Wp nel caso dei sistemi collegati alla rete (fortemente variabile con il tipo di integrazione architettonica effettuata sugli edifici). I sistemi stand-alone sono più costosi a causa del sistema di accumulo elettrico che, peraltro, comporta spese di manutenzione non del tutto trascurabili.

Per i soli impianti connessi in rete, attualmente, con il supporto degli incentivi nazionali ventennali sulla produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, si è favorita in modo determinante la penetrazione della tecnologia fotovoltaica in Italia. È auspicabile che l'elevato costo complessivo sostenuto dalla collettività, possa incrementare lo sviluppo di una forte industria nazionale dei settori tecnologici per il fotovoltaico.



Scheda tecnologica: SOLARE TERMODINAMICO

Descrizione e stato dell'arte

Le applicazioni industriali delle tecnologie solari termodinamiche ad alta temperatura (generalmente note con l'acronimo inglese CSP, Concentrating Solar Power), stanno registrando una forte rivitalizzazione che segue a distanza di 25 anni i successi degli anni ottanta, culminati con la realizzazione dei 9 impianti SEGS I-IX della centrale di Kramer Junction in California (USA) tuttora in esercizio per un totale di 354 MWe, e la successiva fase di stallo, durata all'incirca 15 anni, conseguente alla stabilizzazione del mercato energetico internazionale basato sui combustibili fossili a basso prezzo che ha scoraggiato di fatto investimenti in questo settore. I progetti già operativi a fine 2008 di nuovi impianti commerciali in Europa (PS10, ANDASOL 1) e negli Stati Uniti (Nevada Solar One), e ancor di più quelli in costruzione a fine 2008 nel mondo, riportati nelle tabelle 1 e 2, sono la dimostrazione dell'interesse per gli impianti solari termoelettrici da parte dei Paesi più industrializzati e delle istituzioni internazionali che promuovono lo sviluppo tecnologico nei Paesi in via di sviluppo.

Tabella 1 – Impianti CSP in esercizio a fine 2008

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese	Inizio servizio
SEGS I-IX	384	Trough	Luz	USA	1985-1991
Arizona Public Services Saguaro Project	1	Trough	Solargenix Energy	USA	2006
Nevada Solar One	64	Trough	Acciona, Solargenix Energy	USA	2007
PS10	11	Tower	Abengoa Solar	Spagna	2007
Liddell Power Station	0,36	Fresnel		Australia	2007
Andasol 1	50	Trough	Solar Millenium, ACS/Cobra	Spagna	2009
Puerto Errado 1	2	Fresnel	Tubo Sol Murcia, S.A.	Spagna	2009

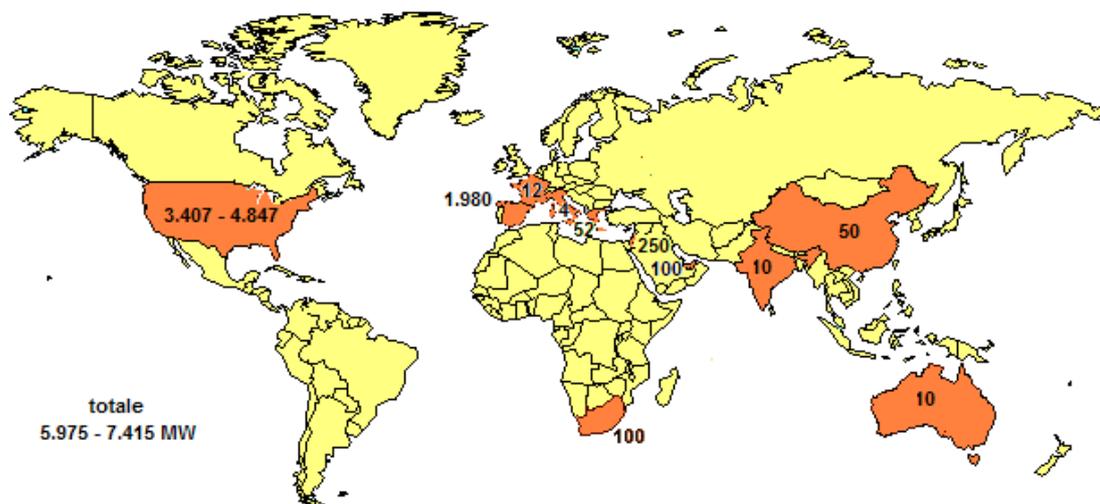
Fonte: DLR – REACCESS Project

Tabella 2 – Impianti CSP in costruzione a fine 2008

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese
Martin Next Generation Solar Energy Center	75	ISCC	FPL	USA
Andasol 2, 3	2 x 50	Trough	Solar Millenium, ACS/ Cobra + al.	Spagna
Extresol 1	50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Solnova 1, 3	2 x 50	Trough	Abengoa Solar	Spagna
Puertollano	50	Trough	Iberdrola	Spagna
La Risca 1 or Alvarado	50	Trough	Acciona	Spagna
Kuraymat Plant	25	ISCC	Solar Millenium	Egitto
Hassi R'mel	20	ISCC	Abengoa Solar	Algeria
Ain Beni Mathar Plant	20	ISCC	Abengoa Solar	Morocco
PS 20	20	Tower	Abengoa Solar	Spagna
Solar Tres	19	Tower	Sener/Torrosol	Spagna
Esolar Demonstrator	5	Tower	Esolar	USA
Kimberlina	5	Fresnel	Ausra	USA
Keahole Solar Power	1	Trough	Sopogy	USA

Fonte: DLR – REACCESS Project

Figura 1 – Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008



Fonte: DLR – REACCESS Project

In questi impianti la radiazione solare, per poter essere convertita in calore ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta la perdita della sua componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta.

La potenza elettrica totale di impianti CSP installata o in realizzazione nel mondo a fine 2008, secondo le liste riportate nelle precedenti [tabelle 1 e 2](#), ammonta a 1.022 MW.

Ma ancora più interessante è la rapida diffusione di questa tecnologia dimostrata dalla quantità di nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008 (parecchi dei quali già in fase di avanzata realizzazione come l’Impianto Archimede in Italia), con la distribuzione geografica di cui alla [figura 1](#) e la lista riportata in [tabella 3](#), corrispondenti ad una potenza elettrica totale di 5.975÷7.415 MW.

L’obiettivo degli impianti solari a concentrazione è quello di utilizzare l’energia solare in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili per produrre calore, ad alta temperatura, impiegabile in processi industriali o nella produzione di energia elettrica, evitando così le emissioni climalteranti ed inquinanti in atmosfera. Allo stato attuale la generazione di energia elettrica è l’obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione: per ovviare alla variabilità della sorgente solare il calore può essere accumulato durante il giorno rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi, o, in alternativa si può ricorrere all’integrazione con combustibili fossili o rinnovabili.

Gli impianti solari possono utilizzare diverse tecnologie per la concentrazione della radiazione solare. In essi, tuttavia, è sempre possibile identificare le fasi di raccolta e concentrazione della radiazione solare, di conversione della radiazione in energia termica, di trasporto (ed eventuale accumulo) e di utilizzo dell’energia termica.

La raccolta e la concentrazione della radiazione solare avvengono con l’ausilio di superfici riflettenti, normalmente specchi ottici ad elevato grado di riflessione, per convogliare i raggi solari sui ricevitori che trasferiscono l’energia al fluido termovettore che circola al loro interno.

Prima dell’utilizzo nel processo produttivo, l’energia termica trasportata dal fluido può essere accumulata in serbatoi, sfruttando il calore sensibile del fluido stesso o utilizzando materiali inerti ad elevata capacità termica o sostanze varie sfruttando l’energia in cambiamento di fase o in reazioni di trasformazione chimica, rendendo in questo modo l’energia solare, per sua natura variabile, una sorgente di energia disponibile con continuità.

Tabella 3 – Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese
Ivanpah 1, 2, 3, other	123, 100, 200, 100 (+400)	Tower	Brightsource	USA
Mojave Solar Park	553	Trough	Solel	USA
SES Solar One, Two	500 (+300), 300 (+600)	Dish	Stirling Energy Systems	USA
Solana	280	Trough	Abengoa	USA
Carrizo Solar Farm	177	Fresnel	Ausra	USA
Beacon Solar Energy Project	250	Trough	FPL	USA
Gaskell Sun Tower	105-245	Tower	Esolar	USA
San Joaquin Solar 1 & 2	107	Trough	Martifer Renewables	USA
City of Palmdale Hybrid Power Project	62	ISCC		USA
Harper Lake Energy Park	500	Trough		USA
Victorville 2 Hybrid Power P.	50	ISCC		USA
Lebrija 1	50	Trough	Solel	Spagna
Andasol 4; Extresol 2, 3; Manchasol 1,2	5 x 50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Andasol 5, 6, 7	3 x 50	Trough	Solar Millenium	Spagna
Solnova 2, 4, 5; Ecija 1, 2; Helios 1, 2; Almaden Plant	8 x 50	Trough	Abengoa	Spagna
AZ 20, Almaden Plant	2 x 20	Tower	Abengoa	Spagna
Aznalcollar TH	0,08	Dish	Abengoa	Spagna
Termesol 50, Arcosol 50	2 x 50	Trough	Sener	Spagna
Ibersol Badajoz; Ibersol Valdecaballeros 1, 2; Ibersol: Sevilla, Almeria, Abacete, Mursia, Zamora	8 x 50	Trough	Iberdrola	Spagna
Enerstar Villena Power Plant	50	Trough	Enerstar	Spagna
Gotasol	10	Fresnel	Solar Power Group	Spagna
Aste 1 A, 1 B, 3, 4; Astexol 1,2	5 x 50	Trough	Aries	Spagna
Puerto Errado 2	30	Fresnel	Tubo Sol Murcia, S.A.	Spagna
La Risca 2; Palma del Rio 1, 2	3 x 50	Trough	Acciona	Spagna
Consol 1, 2	2 x 50	Trough	Conergy	Spagna

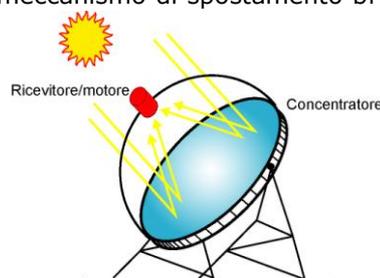
Fonte: DLR – REACCESS Project

I sistemi a concentrazione solare sono suddivisi in sistemi lineari, più semplici per caratterizzazione tecnica ma con un più basso fattore di concentrazione, o puntuali, capaci di spingersi invece alle più elevate temperature del fluido termovettore.

Per geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere principalmente quattro tipologie impiantistiche: i collettori a disco parabolico (Dish), i sistemi a torre centrale (Tower), i collettori parabolici lineari (Trough) e i collettori lineari Fresnel (Fresnel).

I *concentratori a disco parabolico* utilizzano pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il movimento del disco solare attraverso un meccanismo di spostamento bi-assiale, concentrando la radiazione incidente su un ricevitore posizionato nel punto focale. Il calore ad alta temperatura viene comunemente trasferito ad un fluido ed utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia elettrica. Per questi sistemi, il ricevitore rappresenta il componente tecnologicamente più avanzato e costoso, con la funzione di assorbire la radiazione riflessa dal concentratore e trasferirla al fluido di lavoro.

Gli alti fattori di concentrazione (superiori a 2.000) permettono di ottenere temperature di funzionamento tra le più elevate, con rendimenti previsti di conversione dell'energia solare in energia elettrica intorno al 30%,

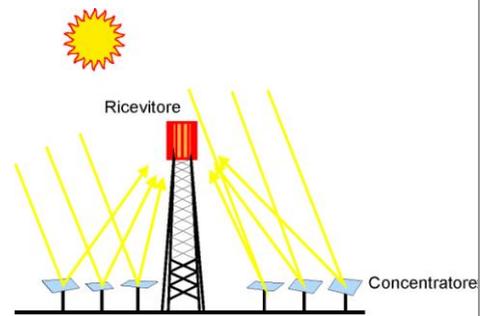


Schema di principio di un disco parabolico

superiori a quelli delle altre tecnologie solari disponibili. Per questi requisiti, con una radiazione solare diretta di 1.000 W/m^2 , un concentratore di 10 m di diametro è in grado di erogare una potenza elettrica di circa 25 kW. La dimensione dei concentratori attuali, per motivi esclusivamente economici, non va oltre i 15 m di diametro, limitando la potenza dei concentratori parabolici a disco a circa 30 kWe. La tecnologia disponibile, di tipo modulare, consente la realizzazione di centrali di produzione di piccola potenza per utenze isolate utilizzando motori con cicli Stirling e Bryton secondo cui il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina o un pistone per produrre lavoro e quindi energia elettrica attraverso un generatore o alternatore.

I sistemi a torre con ricevitore centrale utilizzano pannelli riflettenti di tipo piano (eliostati), ad inseguimento tilt-azimutale del disco solare, che concentrano la radiazione diretta su un singolo ricevitore posto sulla sommità di una torre, all'interno del quale viene fatto circolare un fluido termovettore per l'asportazione del calore generato. L'energia termica prodotta può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica o direttamente come calore di processo. Il concentratore è costituito da un elevato numero di eliostati a formare una superficie riflettente di notevole estensione (campo solare). I raggi solari che incidono sugli eliostati vengono riflessi su un unico punto fisso, la cui altezza al suolo dipende dall'estensione stessa del campo.

Gli eliostati, il cui posizionamento a terra può coprire centinaia di metri quadrati di estensione, sono posizionati per accerchiare completamente la torre ricevente o disposti ad emiciclo sul lato nord, distanziati tra loro in entrambe le configurazioni per evitare fenomeni di mutuo ombreggiamento.



Schema di principio di un sistema a torre

La superficie di ciascun eliostato può raggiungere i 170 m^2 di estensione utilizzando, come materiale riflettente, specchi in vetro, membrane riflettenti o fogli metallici.

Il fattore di concentrazione dei sistemi a torre con ricevitore centrale, da 500 a 2000, potrebbe consentire il raggiungimento di temperature operative fino a $1000 \text{ }^\circ\text{C}$, con conseguenti alti rendimenti di generazione elettrica e possibilità di alimentazione di un sistema di accumulo termico, cosa che renderebbe questo tipo di impianti capaci di coprire efficacemente la domanda di energia. Per questa tecnologia i rendimenti previsti si aggirano intorno al 18-20%.

Con una potenza di 11 MWe, l'impianto spagnolo PS 10 risulta la prima realizzazione commerciale della tecnologia di concentrazione a torre. Entrato in esercizio nel 2007, il suo campo solare è composto da 624 eliostati di 120 m^2 ciascuno, per una superficie totale impegnata di circa 75.000 m^2 . Tuttavia le temperature di esercizio sono del ricevitore sono ancora limitate ad un ciclo a vapore saturo a $250 \text{ }^\circ\text{C}$ e 40 bar.

Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica. Fra questi il più promettente è costituito da una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio sperimentati fino a $565 \text{ }^\circ\text{C}$ nella prima installazione sperimentale da 10 MWe denominata Solar One/Two negli USA che è stata operativa fino al 2000, con accumulo dell'energia termica in serbatoi compatti a pressione atmosferica, che hanno fatto da apripista alle applicazioni più recenti. I sali, prelevati da un serbatoio a bassa temperatura, vengono fatti circolare attraverso il ricevitore situato sulla sommità della torre e scaldandosi fino oltre i $565 \text{ }^\circ\text{C}$, vengono inviati nel serbatoio di accumulo ad alta temperatura. La portata del fluido è modulata secondo l'intensità della radiazione solare per mantenere costante la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore. La miscela di sali fusi per la produzione di energia elettrica è inviata dal serbatoio caldo ad uno scambiatore (generatore di vapore), dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato in un ciclo termoelettrico convenzionale.

Sempre in Spagna è attualmente in realizzazione un altro impianto a torre, Solar Tres, con una potenza di targa di 17 MWe ed un campo solare costituito da 2.600 eliostati da 115 m^2 . L'impianto dispone di un accumulo termico progettato per garantire 15 ore di funzionamento continuato alla potenza nominale dichiarata, per un numero di ore di funzionamento annuo pari a 6500.

Un'evoluzione della tecnologia a torre con ricevitore centrale è quella di posizionare il ricevitore a terra, all'esterno della torre. Questa soluzione si presenta molto vantaggiosa per campi solari di notevoli estensioni, con un migliore rendimento ottico ed una distribuzione più stabile del flusso termico. L'estrema semplificazione dell'impianto (apparecchiature posizionate al suolo) si realizza con l'introduzione di un riflettore iperbolico, installato sulla torre, necessario per riflettere la radiazione solare diretta sul ricevitore.

Tra le tecnologie solari termiche per la produzione di energia elettrica su larga scala, i sistemi con *concentratori parabolici lineari* sono quelli con la maggiore maturità commerciale. Di fatto, ciò è largamente dimostrato dall'esperienza di esercizio dei nove impianti SEGS (Solar Electric Generating Systems) in funzione dalla metà degli anni 80 per una potenza complessiva di 354 MWe e dalle recenti realizzazioni operative o in fase avanzata di costruzione. I concentratori utilizzati sono del tipo lineare (cilindrico) a profilo parabolico, con superfici riflettenti ad inseguimento monoassiale del disco solare. La concentrazione della radiazione solare avviene su di un tubo ricevitore disposto lungo i fuochi della parabola: l'energia da esso assorbita è trasferita ad un fluido termovettore che negli impianti attualmente in esercizio è costituito da oli diatermici con il limite di temperatura massima raggiungibile di circa 390 °C.

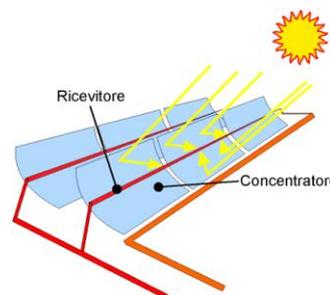
I pannelli riflettenti, con concentrazione tipica di circa 80 soli, sono normalmente costituiti da specchi in vetro o materiale composito reso riflettente nella superficie esterna da depositi di materiali o pellicole riflettenti con effetto specchio.

Il valore di efficienza dei concentratori parabolici lineari dipende principalmente dal rendimento ottico del concentratore (accuratezza della struttura e caratteristiche dei pannelli riflettenti) e dal rendimento del tubo ricevitore che deve assorbire energia solare concentrata minimizzando le dispersioni termiche. Il ricevitore, situato sulla linea focale dei concentratori, è formato dalla giunzione in serie di elementi cilindri concentrici, costituiti da coppie di tubi coassiali, di vetro in borosilicato il tubo esterno e di acciaio l'interno, tra cui è fatto il vuoto per ridurre le dispersioni termiche convettive. Il fluido termovettore circolante attraverso le stringhe di collettori si scalda per effetto della radiazione solare incidente, veicolando calore ad alta temperatura raccolto ed utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica in impianti a vapore o a ciclo combinato. In questi impianti può essere presente una caldaia ausiliaria di integrazione come un sistema di accumulo termico.

I principali progetti attualmente in fase di realizzazione utilizzano la tecnologia dei paraboloidi lineari e, in misura minore, quella delle torri centrali. Questi nuovi impianti prevedono l'uso quasi esclusivo della fonte solare; in tale contesto vengono sviluppate le tecnologie di stoccaggio termico con le quali le centrali potranno elevare le ore annue di funzionamento dalle attuali 2.500-3.000 alle oltre 5.000. Per questa tecnologia sono previsti rendimenti finali nell'ordine del 16-18%.

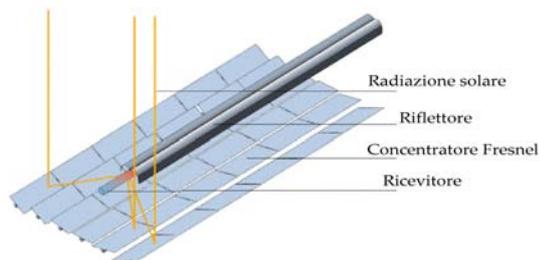
Il parco mondiale del solare termodinamico, dai 355 MW odierni installati, prevede secondo uno scenario al 2025 preparato nel 2005 dalla European Solar Thermal Industry Association (ESTELA) che si passi rispettivamente a circa 6.400 MW nel 2015 e a 37.000 MW nel 2025. Nel 2025 si prevede una produzione di energia elettrica pari a 95 TWh. Gli impianti dimostrativi in esercizio o di prossima sperimentazione costituiranno comunque il banco di prova per future decisioni sugli investimenti nel settore.

Il futuro prevede un ricorso notevole all'integrazione dei campi solari in impianti a ciclo combinato, alimentati a gas, nei quali il contributo termico del solare è reso disponibile nelle sezioni di recupero degli impianti ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). L'integrazione del solare termodinamico con l'utilizzo della fonte fossile è già in essere in molti impianti USA, con un contributo su base annua del fossile dell'ordine del 30%. Nei suddetti impianti ISCC il contributo solare è verosimilmente modesto in termini percentuali (dell'ordine del 10%) ma comunque elevato in assoluto in considerazione della potenza rilevante di queste grandi unità.



Schema di principio di un sistema a collettori parabolici lineari

Una evoluzione più recente dei collettori lineari è quella dei sistemi con *collettore lineare Fresnel*, che è costituito da una serie di eliostati lineari posti orizzontalmente in prossimità del suolo che riflettono e concentrano la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto ad una decina di metri circa da terra. Gli eliostati ruotano sull'asse longitudinale per inseguire il moto del sole e riflettere costantemente la radiazione solare sul tubo ricevitore.



Schema di principio di un sistema a collettori lineari di Fresnel

I collettori lineari di Fresnel sono meno costosi delle parabole lineari per la maggiore semplicità strutturale; per unità di potenza di picco occupano meno superficie di terreno e sono meno esposti all'azione del vento, trovandosi più vicini al suolo e in angolazione quasi orizzontale. Per contro, hanno minore precisione di puntamento e consentono di raggiungere temperature inferiori, con un minor rendimento atteso rispetto ai concentratori parabolici lineari.

Questa tecnologia ha come campo di applicazione ottimale la generazione diretta di vapore come integrazione per centrali termoelettriche a combustione. Attualmente è in fase di sperimentazione in Australia, in Spagna, in Germania e anche in Italia.

Prospettive tecnologiche e R&S

Negli impianti solari a concentrazione, la radiazione solare, per poter essere trasformata in calore utile ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta, a differenza della tecnologia fotovoltaica, la perdita della componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta della radiazione. Pertanto, sotto il profilo della disponibilità della fonte, i siti idonei per l'installazione di questi impianti termoelettrici sono quelli in cui la radiazione solare diretta media annua al suolo è superiore a circa 200 W/m^2 , corrispondente ad una energia annua di 1.750 kWh/m^2 e che in condizioni ottimali può arrivare al valore di 320 W/m^2 , corrispondente ad una energia di 2.800 kWh/m^2 anno.

L'utilità di sviluppare la tecnologia solare termodinamica è legata al contributo che essa può dare alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, ma anche alle opportunità di mercato, soprattutto internazionale, per le industrie italiane, in previsione di uno sviluppo significativo di queste applicazioni in diversi Paesi. Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili, il solare termodinamico trova il campo ottimale di applicazione per impianti di grandi dimensioni, dell'ordine del centinaio di MW, installati in zone con elevata insolazione diretta e disponibilità di terreno non appetibile per utilizzazioni alternative. Le limitazioni tecnologiche riguardano in particolare, come per tutte le rinnovabili, il problema della aleatorietà della produzione: per un corretto esercizio della rete elettrica occorre predisporre in stand-by una potenza equivalente da fonte non rinnovabile, con oneri notevoli nel caso di una applicazione impiantistica molto ampia.

Uno dei punti chiave per lo sviluppo della tecnologia solare termodinamica è legato alla temperatura massima raggiungibile e quindi alle caratteristiche del vapore che può essere prodotto: nel caso di temperatura non sufficientemente alta non è possibile utilizzare turbine di tipo commerciale ed è necessario ricorrere a caldaie integrative a combustibile per il surriscaldamento, oppure utilizzare turbine fuori standard, con aumento in entrambi i casi del costo di impianto e degli oneri d'esercizio.

Posizioni di forza nel mercato del solare termodinamico sono sostenute tradizionalmente dagli Stati Uniti e dall'Europa, con la Spagna, che ha favorito un notevole programma realizzativo con importanti contributi statali alla vendita di energia elettrica prodotta con impianti solari termodinamici e la Germania, leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori.

In Italia, grazie alle innovazioni introdotte e l'attività di dimostrazione industriale in atto, l'ENEA costituisce un riferimento scientifico mondiale del settore con l'ambizione di diventare nei prossimi anni anche un riferimento tecnologico. Diverse industrie italiane già operano nel solare termodinamico in collaborazione con l'ENEA, sia nella realizzazione di impianti dimostrativi, sia nella produzione dei componenti di impianto orientati verso produzioni industriali.

Figura 2 – Impianto solare Archimede



Fonte: ENEA - Progetto Archimede. Impianto realizzato da Enel su tecnologia ENEA

La più significativa realizzazione dimostrativa del solare termodinamico italiano è il progetto "Archimede" condotto in collaborazione con Enel Produzione S.p.A., finalizzato a dimostrare la possibilità di integrare gli impianti termoelettrici esistenti, specialmente quelli a ciclo combinato, con la nuova tecnologia solare ([figura 2](#)).

Il progetto Archimede prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico da integrare alla centrale termoelettrica Enel di Priolo Gargallo, in Sicilia, costituito da un modulo da 5 MWe, già sufficiente a dimostrare l'applicabilità della tecnologia solare ENEA in impianti di potenza. L'inizio dei lavori di costruzione è previsto a conclusione del lungo iter autorizzativo e l'entrata in esercizio dell'impianto entro il 2009.

La tecnologia solare termodinamica sviluppata dall'ENEA ([tabella 4](#)) prevede un sistema di accumulo termico efficiente e relativamente poco costoso che consente di produrre energia elettrica indipendentemente dalla disponibilità momentanea di irraggiamento solare.

La tecnologia del tubo ricevitore prevede un rivestimento otticamente selettivo, che insieme all'accuratezza geometrica dei collettori parabolici e alla precisione di puntamento del disco solare consente di raggiungere una temperatura maggiore di oltre 150 °C rispetto agli impianti solari di generazione precedente.

Nel progetto Archimede, l'olio termico è sostituito da una miscela di sali fusi, stabile fino a 600 °C, non infiammabile e rapidamente solidificante in caso di fuoriuscita accidentale, risultando, pertanto, non problematica sotto il profilo ambientale.

Il sito per la realizzazione dell'impianto solare dimostrativo del progetto Archimede è ubicato in Località Pantano Pozzillo, nel territorio del Comune di Priolo Gargallo (Siracusa). Il terreno, di proprietà di Enel, ha una estensione di circa 100 ettari, di cui 30 occupati dalla centrale termoelettrica di Priolo, in servizio dal 1979, recentemente rinnovata per utilizzare metano in un ciclo combinato ad alta efficienza. L'architettura dell'impianto esistente si compone di due sezioni da 380 MWe ciascuna (250 MWe il gruppo turbogas e 130 MWe il gruppo vapore), per una potenza complessiva di 760 MWe. L'impianto solare verrà costruito all'interno dello stabilimento, in un'area attigua alla centrale. Il campo solare è costituito da 54 collettori parabolici lineari ([figura 3](#)) disposti su 18 file e collegati tra loro in modo da formare 9 circuiti in parallelo.

L'integrazione dell'impianto solare con la centrale termoelettrica esistente consente di evitare l'installazione della turbina e degli altri componenti del ciclo termico per l'utilizzazione del vapore prodotto dalla fonte solare.

Tabella 4 – Principali caratteristiche del Progetto Archimede

Orientamento collettori	NS	
Radiazione diretta normale	1.936	kWh/(m ² anno)
Radiazione media annua sui collettori	1.556	kWh/(m ² anno)
Numero di collettori	54	
Superficie collettori	30.600	m ²
Potenza di picco del campo solare	23	MWth
Temperatura serbatoio caldo	550	°C
Temperatura serbatoio freddo	290	°C
Rendimento medio annuo di raccolta	53,3	%
Capacità accumulo	80	MWh
Potenza termica massima del generatore di vapore	12	MWth
Potenza elettrica nominale	4,96	MWe
Energia elettrica netta prodotta	9,16	GWhe/anno
Ore annue di funzionamento previste	5.110	h/anno
Fattore di utilizzazione dell'impianto	36,2	%
Rendimento medio annuo elettrico netto sul DNI	14,7	%
Risparmio di energia primaria	2.015	tep / anno
Emissione CO ₂ evitata	6.291	t / anno

Fonte: ENEA - Progetto Archimede

Figura 3 – Collettori parabolici lineari



Fonte: ENEA – Impianto Prova Collettori Solari presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia

I principali elementi dello schema funzionale dell'impianto integrato Archimede quindi sono il campo solare, il sistema di accumulo ed il generatore di vapore.

Il campo solare ha la funzione di captare l'energia solare, rifletterla e concentrarla, mediante specchi parabolici lineari, sui tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori. L'energia solare viene trasferita al fluido termovettore che scorre all'interno dei tubi ricevitori, si riscalda e viene infine immagazzinata in un apposito serbatoio.

Il fluido termovettore è costituito da una miscela di sali fusi (60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio) comunemente impiegati in agricoltura come fertilizzante e in alcune lavorazioni industriali.

Tale miscela è liquida al di sopra dei 230 °C e rimane stabile fino a 600 °C; ha buone caratteristiche termiche e risulta particolarmente vantaggiosa per il trasporto e per l'immagazzinamento del calore. I nitrati di sodio e di potassio hanno un costo sensibilmente inferiore rispetto agli oli diatermici utilizzati in altri impianti solari e possono essere facilmente smaltiti al termine della vita utile dell'impianto solare, prevista in circa 30 anni.

Il sistema di accumulo ha il compito di immagazzinare l'energia termica assorbita dal campo solare quando è in eccesso rispetto alle esigenze momentanee di produzione elettrica e renderla disponibile in funzione della richiesta, in forma differita nel tempo. Tale sistema è costituito da due serbatoi che operano a diverse temperature: 290° C il serbatoio "freddo" e 550° C il serbatoio "caldo".

L'accumulo è collegato al campo solare e al generatore di vapore con tubazioni isolate termicamente. In presenza di radiazione solare il fluido termico è prelevato dal serbatoio freddo e circola attraverso i tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori parabolici, dove si riscalda fino a 550 °C per raggiungere il serbatoio caldo (accumulo di energia termica). La portata dei sali fusi nei tubi ricevitori viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare, in modo da mantenere costante la temperatura finale. Il generatore di vapore (costituito da tre scambiatori di calore separati, economizzatore, evaporatore e surriscaldatore) consente di trasformare l'energia termica accumulata nei sali fusi del serbatoio caldo in vapore surriscaldato idoneo all'utilizzo nelle turbine della centrale per la generazione di energia elettrica. I sali fusi, cedendo energia termica al vapore, si raffreddano fino a 290 °C e ritornano al serbatoio freddo per il successivo ciclo.

Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Aree dove è auspicabile lo sfruttamento della fonte solare mediante impianti a concentrazione si trovano in gran parte nei Paesi emergenti o in via di sviluppo, regioni in cui, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione, ogni chilometro quadrato di terreno può produrre mediamente da 200 a 300 GWh/anno di energia elettrica, equivalenti alla produzione annua di un impianto termoelettrico convenzionale da 50 MWe, alimentato a carbone o a gas. La distribuzione sul territorio nazionale del numero medio annuo di ore d'irraggiamento diretto identifica le aree ottimali per questa destinazione d'uso come appartenenti di fatto alle zone costiere dell'Italia meridionale, in una fascia di circa 5-10 km ed in fasce generalmente più ampie nell'entroterra delle isole maggiori, per una superficie complessiva pari a circa 65.000 km². Anche in questo caso, vincoli geologici, orografici, ambientali e paesaggistici determinano l'estensione delle aree destinabili al solare termodinamico, non presentandosi un limite fisico della fonte in sé.

Ulteriori possibilità di applicazione della tecnologia CSP è nella diffusione di impianti cogenerativi multifunzionali (energia elettrica, caldo, freddo, dissalazione, vapore per processi industriale, reforming vapore-metano) di media/piccola taglia (filiera "TR.E.BIO.S."), ibridizzati con combustibili fossili o rinnovabili (per sopperire alla mancanza del sole in certi periodi), che aumentano le possibilità di installazione sul territorio, specialmente nel caso dell'ibridazione con biomasse da terreni destinabili a coltivazioni solo per uso agro-energetico, largamente previste nei vari piani energetici regionali.

Il potenziale tecnico di penetrazione della tecnologia solare termodinamica in Italia, oscilla tra i 2.500 ed i 3.500 MW (pari a circa 50-70 km², corrispondente allo 0,1% della superficie utile nazionale) corrispondenti ad una produzione annua di energia elettrica pari a circa 6-9 TWh. Questo dato appare in linea con le previsioni ESTELA al 2050, anno in cui in Italia potrebbero essere prodotti 5 TWh annui di energia elettrica ricorrendo a questa tecnologia, a fronte di un potenziale stimato in 7 TWh. Secondo il programma MED CSP (Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region), le stime del potenziale di penetrazione in Italia della tecnologia solare a concentrazione esprimono un potenziale dell'ordine di 88 TWh/anno come tecnicamente sfruttabile ed uno economicamente sfruttabile dell'ordine di 5 TWh/anno.

La potenza solare programmata a livello mondiale ammonta a 1.562 MW, ai quali si aggiungono 5 MW previsti per il progetto italiano Archimede e il portafoglio di progetti della Global Environment Facility (GEF) attualmente previsti, pari a 130 MWe.

Per le previsioni di sviluppo, un possibile trend, corrispondente all'obiettivo dell'iniziativa CSP GMI (Fred Morse - The Global Market Initiative for Concentrating Solar Power) è quello di raggiungere i 5.000 MW nel 2015, obiettivo che sarebbe evidentemente sottostimato se i programmi di sviluppo, recentemente varati negli Stati Uniti e nella Repubblica Popolare Cinese e che ammontano a diverse migliaia di MW, dovessero parzialmente concretizzarsi.

Per contro, è da considerare che in scenari di penetrazioni di rilievo delle tecnologie solari, il fotovoltaico ed il termodinamico sarebbero forme concorrenti di generazione elettrica almeno per quanto riguarda l'impegno del territorio, mentre l'introduzione dell'accumulo termico negli impianti CSP favorisce l'integrazione delle due tecnologie in termini di ottimizzazione della rete.

Dati tecnico economici

Le prospettive di sviluppo della tecnologia solare termodinamica, a livello mondiale, sono interessanti: nel medio periodo si prevede la costruzione di nuovi impianti solari per la produzione di energia elettrica, per una potenza complessiva fino a 8000 MW, con un giro di affari valutabile in circa 44 miliardi di euro (calcolati sulla base degli investimenti per il progetto Andasol), ma già nel breve termine si stima un mercato potenziale di 1.700 MW, pari a oltre 9 miliardi di euro.

Attualmente il costo di produzione da solare termodinamico varia da 140 a 290 euro/MWh a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare. I costi sono stimati sulla base di esperienze USA dove sono in esercizio dagli anni 80 diversi impianti a parabole lineari. È evidente quindi che, come per le altre fonti rinnovabili, senza un'opportuna forma d'incentivazione in grado di compensare i costi d'investimento elevati, il costo dell'energia prodotta risulta non competitivo con quello delle altre tecnologie di generazione fossile.

Nel caso della Spagna, la normativa, che riconosce un incentivo di 180 euro/MWh, ha determinato una richiesta di installazioni superiore a 500 MW. Ad oggi o nel breve termine i costi realizzativi specifici di impianti solari termodinamici oscillano da 2.500-3.000 euro/kW per impianti privi di sistemi di accumulo, a 2.700-5.500 euro/kW per centrali con serbatoi di accumulo di diversa taglia [fonte: CESI Ricerca, [tabella 5](#)].

Alcune stime prospettano al 2015 un calo dei costi medi d'investimento a valori rispettivamente di circa 1.750 euro/kW e 2.800 euro/kW per impianti senza e con sistemi di accumulo di grossa taglia, ma esistono previsioni secondo le quali il costo di produzione dell'energia elettrica da solare termodinamico potrà scendere sotto i 100 euro/MWh e diventare competitivo, rispetto ad altre tecnologie di produzione rinnovabili, quando saranno stati installati impianti per una potenza cumulativa complessiva di circa 5.000-10.000 MW.

Tabella 5 – Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie solari termodinamiche

	Anno	Rend.	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo energia
Fonte		%	€/MW	€/MWh	Anni	heq	€/MWh
Solare termodinamico ¹¹⁷	2007	np	2,5 - 3	40 - 60	20	1800	203-256
	2015	np	1,5 - 2	40 - 60	25	1800	132-182
Solare termodinamico con accumulo ¹¹⁸	2007	np	2,8 - 5,5	40 - 60	20	3500 - 5000	134-189
	2015	np	2,7 - 2,8	40 - 60	25	5000	99-122

Fonte: CESI Ricerca

¹¹⁷ Sistemi ibridi privi di sistema termico di accumulo. Il costo capitale riguarda l'intero impianto, termoelettrico incluso. Le ore equivalenti di funzionamento annuo riguardano solo la quota solare.

¹¹⁸ Accumulo termico variabile da un minimo di 3 a un massimo di 16 ore.

Nella tecnologia solare termodinamica integrata in una centrale termoelettrica il costo di produzione dell'energia elettrica dipende quasi interamente dal costo di costruzione dell'impianto (non essendoci il costo del combustibile), mentre il costo annuale di esercizio e manutenzione incide per circa il 3% dell'investimento complessivo.

Gli obiettivi di riduzione del costo livellato dell'energia elettrica prodotta, valutati dalla GEF, prevedono una riduzione del costo di produzione dell'energia elettrica dagli attuali 16 US¢/kWh a circa 6 US¢/kWh entro il 2025, raggiungendo a tale data il costo previsto per gli impianti a combustibile fossile.

Occorre considerare, infine, che la produzione di energia elettrica è direttamente legata al livello di insolazione della località in cui l'impianto è collocato. Nel caso della tecnologia italiana Archimede, il sito di Priolo ha valori di insolazione elevati rispetto all'Italia, ma lontani, per esempio, da quelli delle aree desertiche del nord Africa.

Occorre distinguere, quindi, tra il costo di produzione dell'energia elettrica dell'impianto Archimede, stimato attualmente intorno ai 0,45 euro/kWh e la potenzialità della tecnologia solare termodinamica sviluppata, per la quale è realistico assumere come obiettivo, per impianti commerciali da 50 MW in zone con alta insolazione, un costo livellato dell'energia da 0,10 a 0,15 euro/kWh.

Questo valore appare elevato se confrontato con quello medio del parco termoelettrico italiano (0,075 euro/kWh) e ancora più rispetto ai moderni impianti a ciclo combinato (0,066 euro/kWh), ma occorre considerare che sui costi di produzione degli impianti termoelettrici incide per oltre il 70% il costo del combustibile, che si prevede in continuo aumento, per cui il divario è destinato a ridursi.

Inoltre, la tecnologia solare Archimede, con una taglia impiantistica inferiore alla soglia minima di convenienza economica (stimata dell'ordine di alcune decine di MW), costituisce la prima realizzazione impiantistica della tecnologia termodinamica ENEA, prevedendo un elevatissimo numero di componenti non oggetto di produzione in serie.

L'ulteriore riduzione del divario economico rispetto ai moderni impianti termoelettrici a ciclo combinato è legata al costo delle esternalità (tassazione sulle emissioni inquinanti, obbligo di acquisto delle quote di emissione di CO₂) e alle politiche di incentivazione economica delle fonti rinnovabili, per le quali la nuova tecnologia solare termodinamica prevede di avere interessanti prospettive di applicazione commerciale.



Scheda tecnologica:

BIOCARBURANTI

Descrizione e stato dell'arte

Con biocarburante si intende un carburante liquido o gassoso utilizzato nei trasporti, ottenuto generalmente da biomasse; peraltro, esistono anche altri carburanti, diversi dai biocarburanti, originati da fonti energetiche rinnovabili differenti dalle biomasse.

I biocarburanti, nell'intero ciclo di vita, ovvero dalla raccolta della materia prima, la biomassa, fino al consumo nei veicoli, consentono di avere una ridotta emissione di anidride carbonica (CO₂) rispetto ai carburanti di origine fossile; un ulteriore vantaggio dell'uso dei biocarburanti è legato alle loro migliori proprietà ambientali di biodegradabilità e bassa tossicità. Nella scelta tra tutti i biocarburanti definiti tali a livello europeo, in Italia si propende principalmente, attraverso precise disposizioni normative, ad impiegare il bioetanolo, il biodiesel, il bio-ETBE e il bioidrogeno; questi vengono analizzati specificatamente di seguito.

Il bioetanolo è un alcool (etilico) ottenuto mediante un processo di fermentazione di diversi prodotti agricoli ricchi di carboidrati e zuccheri quali i cereali (mais, sorgo, frumento, orzo), le colture zuccherine (bietola e canna da zucchero), frutta, patata e vinacce o in alternativa ottenuto da biomasse di tipo celluloso, cioè dalla gran parte dei prodotti o sottoprodotti delle coltivazioni (in questo caso viene definito bioetanolo di seconda generazione).

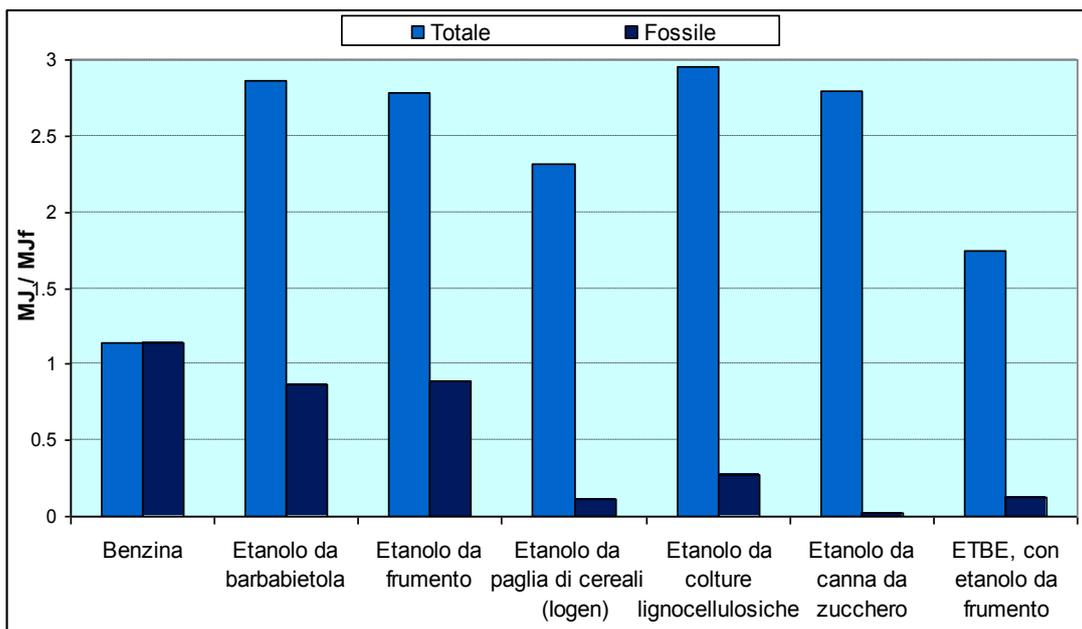
Il processo di produzione del bioetanolo genera, a seconda della materia prima agricola utilizzata, diversi sottoprodotti con valenza economica, destinabili a seconda dei casi alla mangimistica, alla cogenerazione, o riutilizzati all'interno del processo stesso. In Italia le colture utilizzabili per la produzione in massa di bio-etanolo sono il mais, la barbabietola da zucchero e il frumento; a tali prodotti corrisponde un numero ampio di catene produttive, che si diversificano nella fase successiva di raffinazione della biomassa sia per l'utilizzo del calore di processo in impianti convenzionali o combinati, sia soprattutto per l'impiego dei sottoprodotti in differenti settori di uso finale. La catena produttiva da canna da zucchero, molto diffusa in Brasile, sarebbe da preferire alle altre, ma non è praticabile alle nostre latitudini.

L'etanolo ha un potere calorifico inferiore (PCI) di 27 MJ/kg (valore di riferimento indicato nell'Allegato III "Contenuto energetico dei carburanti per autotrazione" della Direttiva 2009/28/CE) rispetto ai 43 MJ/kg circa della benzina, e una densità di 794 kg/m³ contro i circa 750 kg/m³ della benzina. I consumi volumetrici sono più alti in relazione al minor contenuto energetico, anche se tale effetto è parzialmente attenuato da una migliore combustione del carburante biologico, conseguente al suo maggior numero ottanico. Le miscele vengono indicate con una E seguita da un numero che indica la percentuale in volume del biocarburante.

L'ETBE (etil-ter-butil-etero) è ottenuto dalla reazione degli alcoli etilico (etanolo) e isobutilico e viene utilizzato come additivo antidetonante nei motori a benzina; l'isobutano può provenire dai processi di cracking petrolifero o dal gas butano o naturale, di cui l'Italia ha già una certa disponibilità; inoltre gli impianti di produzione e distribuzione dell'ETBE necessitano solamente di lievi modifiche nel convertire quelli già esistenti per l'MTBE, l'analogo prodotto con metanolo di origine fossile, finora maggiormente utilizzato. L'ETBE possiede un elevato numero di ottano, ha un potere calorifico inferiore più alto rispetto all'etanolo, pari a 36 MJ/kg, e una densità di 750 kg/m³ come la benzina.

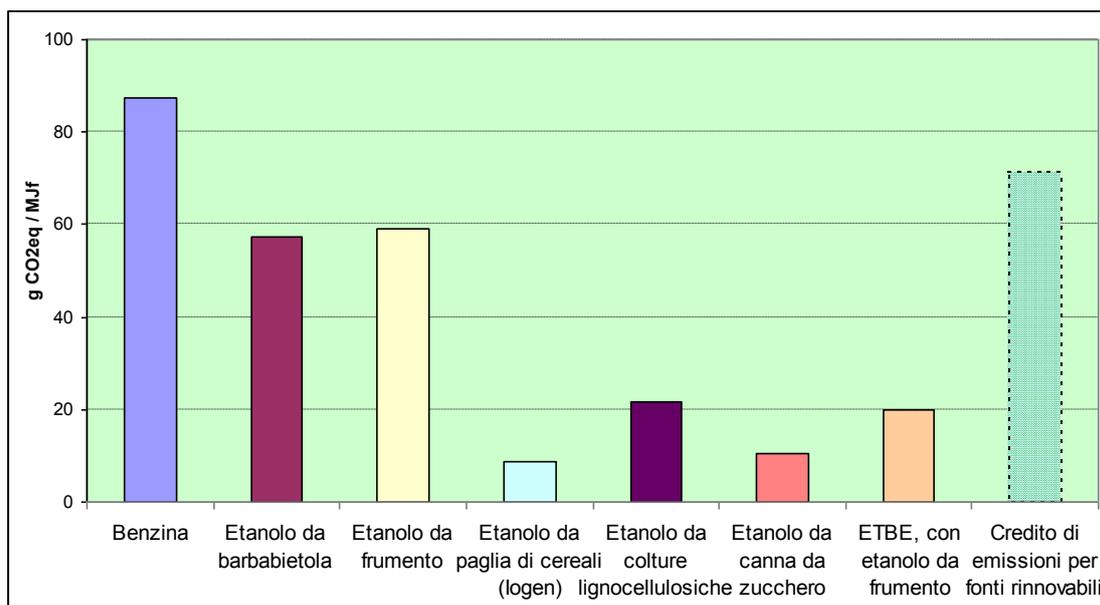
In [figura 1](#) si possono notare quali processi di produzione in un contesto europeo di biocarburanti per i motori a ciclo Otto, valutati dal "campo alla ruota" (*field-to-wheel* o FTW), siano più o meno energivori; il grafico rappresenta l'energia fornita per produrre e utilizzare in automobili l'equivalente di 1 MegaJoule del relativo combustibile (l'energia totale contiene anche quella necessaria per la crescita della relativa coltura).

Figura 1 – Energia spesa totale e fossile (MJ) per unità d'energia del combustibile finale (MJ_f)



Fonte: EUCAR, CONCAWE and JRC¹¹⁹

Figura 2 – Emissioni di gas serra per unità di energia del combustibile finale (MJ_f)

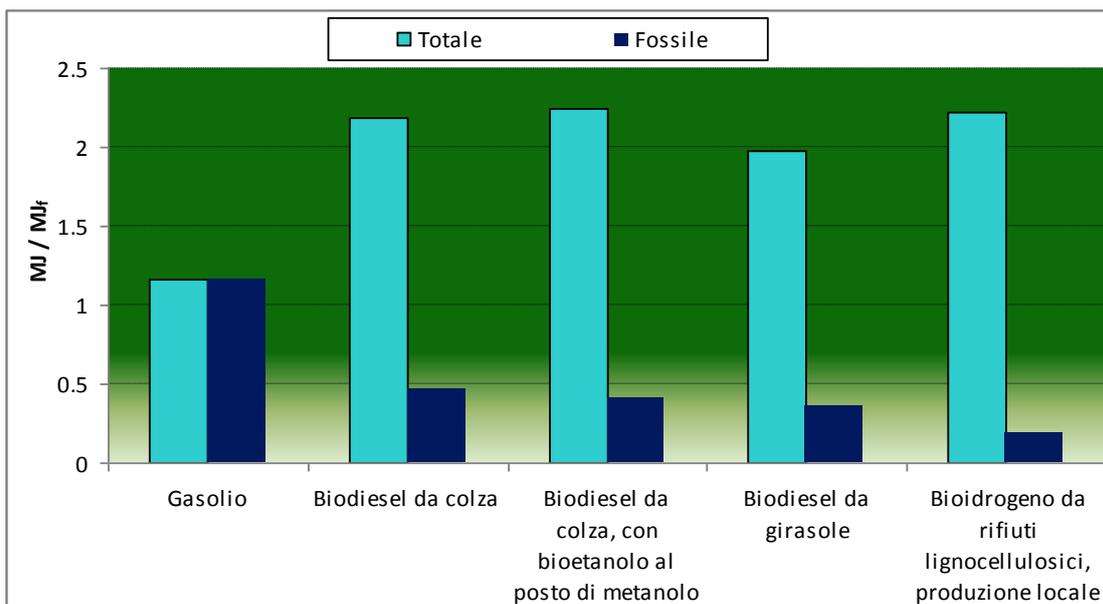


Fonte: EUCAR, CONCAWE and JRC¹¹⁹

L'elemento che maggiormente può interessare è la quota parte fossile, la quale è fortemente legata alle emissioni inquinanti rilasciate nell'intero ciclo di vita dei combustibili; le migliori soluzioni si hanno con la produzione da canna da zucchero, l'impiego di biomasse lignocellulosiche o paglia e con la produzione di ETBE. Ciò è anche visibile in [figura 2](#) dove sono riportate le emissioni nette equivalenti di CO₂ in cicli FTW riportate ad un'unità di combustibile utilizzato, pesate secondo i GWP (global warming potential) dell'IPCC (1 per CO₂, 23 per CH₄, 296 per N₂O).

¹¹⁹ EUCAR, CONCAWE and JRC; Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context; 03/2007

Figura 3 – Energia spesa (MJ) per unità d'energia del combustibile finale (MJ_f)



Fonte: EUCAR, CONCAWE and JRC¹

È stato anche evidenziato il dato relativo al cosiddetto credito di emissioni, che rappresenta la quantità di CO₂ assorbita durante la crescita della biomassa di origine e che, essendo un valore da sottrarre nel bilancio complessivo dei gas climalteranti rilasciati all'ambiente, chiarisce ulteriormente la migliore sostenibilità ambientale dei biocarburanti.

Il biodiesel è un biocombustibile prodotto attraverso processi chimici in cui un olio vegetale è fatto reagire in eccesso di alcool metilico o etilico: la reazione è detta esterificazione. Gli oli vegetali sono ottenibili da piante oleaginose di diversa natura e provenienza: per le regioni a clima più temperato che caratterizzano l'Europa e l'Italia, i prodotti agricoli più interessanti sono la colza, il girasole e la soia (proteoleaginosa coltivata per le proteine e, con il residuo, olio per biodiesel).

Nella filiera di produzione si hanno parecchi sottoprodotti derivati, i più importanti costituiti dal residuo della spremitura (detto pannello) e dalla glicerina prodotta durante il processo di esterificazione: il pannello è un alimento ricco di proteine e viene usato come foraggio; la glicerina potrebbe in principio essere bruciata per fornire energia al processo, ma viene impiegata come prodotto chimico per il maggior valore. Nel futuro la glicerina potrebbe essere anche usata come un sostituto per l'alcool ed i glicoli nella fabbricazione per esempio di vernici, resine e anticongelanti.

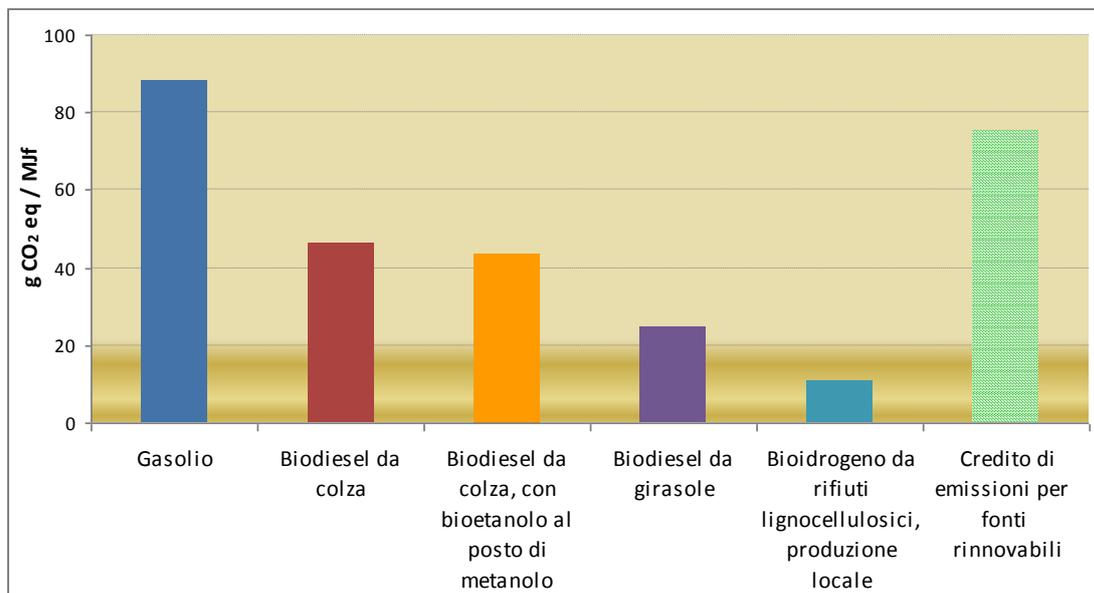
Il biodiesel ha un PCI di 37 MJ/kg, inferiore a quello del gasolio che invece è pari a circa 43,1 MJ/kg; i valori delle densità sono invece leggermente più alti per il biodiesel, 890 kg/m³, mentre per il gasolio di origine fossile tali valori sono di 833 kg/m³.

Osservando l'istogramma analogo in [figura 3](#) su cicli FTW per alcune tipologie di processi di produzione del biodiesel, si nota in generale la quantità minore di energia spesa rispetto ai processi convenzionali per la produzione di etanolo, sia totale che fossile, che comporta minori emissioni di gas ad effetto serra, come visibile in [figura 4](#).

I benefici ambientali effettivi derivanti dall'uso dei biocarburanti, in un'analisi del ciclo FTW delle filiere convenzionali oggi più praticabili, sembrano essere quindi maggiori con il biodiesel o ETBE piuttosto che con il bioetanolo. Le quattro figure riportate includono anche i valori per alcune produzioni innovative di bioetanolo e di bioidrogeno.

L'opzione di utilizzare i prodotti provenienti dall'agricoltura per convertirli in bioidrogeno ed utilizzare quindi questo vettore energetico nei veicoli è al momento in una fase ancora di studio, ma potrebbe divenire molto interessante qualora l'idrogeno dovesse diventare uno dei combustibili più utilizzati nei trasporti.

Figura 4 – Emissioni di gas serra per unità di energia del combustibile finale (MJ)



Fonte: EUCAR, CONCAWE and JRC¹

Infatti, alla luce delle conoscenze attuali e del livello di diffusione dell'idrogeno, occorre precisare che le tecnologie ed i processi di conversione non saranno in grado di garantire produzioni di idrogeno tali da assumere quote significative del settore energetico al 2020, per cui l'idrogeno non potrà contribuire al soddisfacimento delle attuali Direttive sui biocarburanti.

La composizione chimico-fisica dei biocarburanti deve soddisfare requisiti rigidamente fissati da normative tecniche europee e nazionali. L'utilizzo dei biocarburanti nel settore dell'autotrazione interessa una vasta gamma di soluzioni praticabili che prevedono la miscelazione con i carburanti fossili, a basse concentrazioni nei motori tradizionali, a medie concentrazioni con lievi modifiche degli stessi, fino ad arrivare all'impiego di biocarburante puro per alcune categorie di veicoli appositamente progettati.

Dal punto di vista della guidabilità e delle prestazioni ottenibili con l'etanolo, queste non differiscono praticamente da quelle della benzina. Per utilizzare etanolo in concentrazione superiore al 5-10% è però necessario adattare i veicoli; in particolare è necessario sostituire alcuni materiali dei componenti del sistema di alimentazione in quanto l'alcool accelera la corrosione di alluminio, ottone, zinco, piombo, gomma. È anche necessario che il software della centralina che pilota il sistema di iniezione venga adattato alle caratteristiche del nuovo carburante.

Inoltre il calore latente di evaporazione, che è più alto di quello della benzina, crea un raffreddamento del motore; ciò potrebbe dare problemi in fase di avviamento a freddo o di non perfetta carburazione ai bassi regimi, soprattutto nei mesi invernali.

Infine, non bisogna dimenticare che la miscela etanolo-benzina può dare luogo a separazione di fasi, nel caso in cui venga a contatto con quantità anche minime di acqua, e tende quindi a separarsi nel sistema di trasporto/distribuzione, qualora quest'ultimo non venga anidrificato in via preventiva e modificato per evitare ingressi successivi di acqua (l'effetto più marcato è la perdita di capacità antidetonante della miscela).

Ciò determina scarsa compatibilità dell'etanolo con l'attuale sistema di distribuzione dei carburanti, nel quale l'acqua è presente in pressoché tutti i punti, ed entra, come elemento del sistema, in alcune fasi del ciclo industriale. Per ridurre gli effetti negativi si potrebbe miscelare l'etanolo nel punto più vicino all'uso finale cosa che genererebbe però, oltre ai costi più elevati, anche problemi di incertezza non trascurabili sul controllo-qualità della benzina venduta.

Un limite tecnologico complesso e di difficile soluzione resta quello dell'alta volatilità, che provoca un aumento della tensione di vapore nel serbatoio col conseguente aumento delle perdite in atmosfera di composti organici volatili, problema eliminato per la benzina in raffineria togliendo le frazioni più leggere, ma che si ripresenta nei veicoli quando si miscelano i due combustibili. L'aumento della tensione di vapore della miscelazione benzina-etanolo raggiunge il suo massimo con un'aggiunta di etanolo del 5% in volume e decresce poi per le miscele a concentrazioni superiori: al fine di limitare le emissioni inquinanti è bene quindi utilizzare benzine a debole tensione di vapore.

L'utilizzo dell'ETBE rappresenta l'alternativa più valida a quello dell'etanolo non avendo problemi di volatilità o di miscibilità con la benzina, ed è adottata largamente dai produttori europei di carburanti. Inoltre, così come l'etanolo, la presenza dell'ossigeno nella molecola permette di ridurre notevolmente a livello locale tutti quegli inquinanti che si formano a seguito di una combustione incompleta, come il monossido di carbonio o i particolati fini dei motori a benzina. Considerato che l'ETBE contiene (e ne costituisce la componente rinnovabile) etanolo per il 47% in volume o per il 49,76% in peso e che ad oggi la normativa ne consente una miscelazione del 15% in volume nelle benzine, risulta che attraverso l'ETBE la componente rinnovabile massima di sostituzione raggiunge circa il 7% in volume, maggiore della massima consentita (5%) per il bioetanolo.

Negli ultimi anni sono stati definiti i requisiti che debbono essere soddisfatti dal biodiesel per consentirne l'uso in miscelazione con il corrispondente carburante fossile, in percentuali che possono anche raggiungere la sostituzione completa. Utilizzando biodiesel miscelato con gasolio fino al 20÷30% in volume, non si hanno problemi particolari di compatibilità con i materiali mentre percentuali più alte possono arrecare problemi, specialmente nei riguardi delle membrane che garantiscono la tenuta degli organi del motore. Un altro problema che si riscontra con miscele superiori al 30% sono le incrostazioni gommose nel circuito di lubrificazione, dovute all'effetto diluente del metilestere che trafila dal cilindro, passa le fasce elastiche e diluisce l'olio motore. Questo polimerizza in quanto ne è aumentato il numero di iodio; per questo si tende ad inserire generalmente un 5% di metilesteri di oli palmitici a basso numero di iodio. Le incrostazioni carboniose che si formano negli iniettori e in prossimità delle valvole e delle fasce elastiche sono invece paragonabili a quelle dovute all'impiego del gasolio. Il biodiesel ha la caratteristica di perdere fluidità a temperature più alte rispetto all'omologo fossile; anche in questo caso l'utilizzo di miscele risolve parzialmente il problema nei climi freddi. Dalla sua il biocarburante ha un maggior numero di cetano e maggiori capacità lubrificanti. Per queste ragioni l'utilizzo del biodiesel in miscele ad alta percentuale o al 100% impone la sostituzione delle guarnizioni o dei tubi d'adduzione del combustibile con materiali compatibili.

Per le motivazioni sopra riportate sono stati imposti dalla normativa limiti sulla quota percentuale massima di miscelazione con i carburanti fossili, in modo che possano essere impiegati senza problemi nelle motorizzazioni tradizionali. In particolare:

- le miscele gasolio-biodiesel, che rispettano le caratteristiche del combustibile "diesel" previste dalla norma CEN prEN 590 del settembre 2008, devono avere un contenuto in biodiesel inferiore o uguale al 7% (Legge 23 luglio 2009, n. 99). Le miscele con contenuto superiore al 7% possono essere avviate al consumo solo presso utenti extra rete, e impiegate esclusivamente in veicoli omologati per l'utilizzo di tali miscele;
- miscele benzina-biocarburante sono consentite con il 5% in volume per l'etanolo e 15% per l'ETBE.

La produzione del bioetanolo in Italia è stata nel 2005 di circa 1.610.000 ettanidri (Assodistil), cioè ettolitri di etanolo anidro, pari a circa 128.000 tonnellate, ma l'utilizzo interno come biocarburante è stato di soli 99.600 ettanidri (7.500 t) sotto forma di ETBE. Nel 2006 si sono prodotti 1.800.000 ettanidri di bioetanolo e nel 2007 1.175.000, tuttavia la quota utilizzata in Italia è risultata pressoché nulla e la produzione nazionale è stata interamente esportata. Nel 2008 la produzione di bioetanolo è stata di circa 1.290.000 ettanidri (102.000 tonnellate) e quella di ETBE di circa 2.910.000 ettanidri (230.000 tonnellate) (Assocostieri, 2009).

La capacità di produzione in Italia di etanolo anidro, utilizzabile per l'incorporazione diretta nella benzina o per la trasformazione in ETBE, risultava comunque superiore e nel 2008 ammontava a circa 3.400.000 di hl/anno, suddivisi fra le Società Alcoplus (800.000), Silcompa (600.000) e IMA (2.000.000), unica azienda italiana, su un totale di 17 nella UE, ammessa finora a partecipare alle gare comunitarie per l'aggiudicazione di alcool di origine vinicola per la carburazione.

La produzione di biodiesel nel 2005 è stata di 396.000 tonnellate, di cui solo 188.000 destinate al mercato interno; le produzioni nel 2006 e nel 2007 sono state rispettivamente di 447.000 e 363.000 tonnellate, nel 2008 di 595.000 tonnellate; per quanto riguarda la capacità produttiva annua nel 2005 era di 827.000 tonnellate, nel 2006 857 kt, nel 2007 1.366 kt, nel 2008 1.566 kt e nel 2009 1.910 kt (EBB European Biodiesel Board).

Gli impianti in generale sono ad oggi principalmente di grandi dimensioni, con elevate produzioni annue di biocarburanti.

Prospettive tecnologiche

La realizzazione di colture per la produzione di biocarburanti presenta alcune questioni fondamentali da valutare:

- l'efficienza energetica di produzione in quanto le risorse energetiche necessarie per la coltivazione, produzione e trasformazione delle biomasse incidono negativamente sul rapporto tra l'energia immagazzinata sotto forma di biocarburante e quella di origine fossile utilizzata per la sua produzione;
- la sottrazione di terreno alle colture per uso alimentare, con conseguente riduzione di produzione di beni di prima necessità e aumento del loro costo;
- il bisogno per alcune colture di elevate quantità di acqua per la loro crescita, un elemento critico alla luce degli scenari futuri di disponibilità delle risorse idriche.

Ne risulta che le coltivazioni agroenergetiche devono essere valutate in modo diverso secondo il contesto e le modalità con le quali vengono realizzate e non possiedono quindi vantaggi o svantaggi assoluti.

La ricerca scientifica si sta muovendo per dare risposta alle problematiche sopradette: per quanto riguarda le colture oleaginose, se si escludono la disponibilità dei nuovi girasoli dal contenuto "alto oleico", più adatti per una destinazione industriale, non ci sono state sostanziali novità nella parte agricola della filiera. Unico elemento di rilievo è la sperimentazione e introduzione di nuove colture quali, ad esempio, la *Brassica carinata*. Molte altre colture, sia da olio che da legno o per bioetanolo, sono oggetto di attività di ricerca e di prove ma praticamente nessuna di esse è entrata ancora in produzione, pur se le prove agronomiche hanno dato esiti soddisfacenti.

L'ENEA prospetta¹²⁰ un sistema integrato capace sia di ridurre i costi di produzione dei biocarburanti, sia di diminuire la quantità di acqua e fertilizzanti da usarsi per la coltura, sia infine di non incidere sulle risorse alimentari a disposizione dei consumatori. Infatti le nuove varietà di piante da utilizzare per i biocarburanti possono crescere in condizioni di arido-coltura e presentano tuttavia una soddisfacente resa di produzione in olio e biomassa. Questo potrà essere realizzato attraverso:

- coltivazione di piante a semina autunnale, capaci di svilupparsi anche in condizioni di scarso apporto idrico, limitato alle piogge invernali;
- uso di terreni normalmente non adatti per la produzione di specie alimentari (zone premontane, zone marginali);
- valorizzazione completa dei co-prodotti, per aumentare l'efficienza energetica a parità di acqua, diserbanti, concimi e forza lavoro;
- rotazione con particolari leguminose, anch'esse adatte a vivere in condizioni di arido-coltura, per evitare l'impoverimento di sostanze organiche nel terreno a causa dell'uso esteso della monocoltura dei cereali, limitando così l'uso di fertilizzanti azotati, che costituiscono una percentuale assai rilevante degli input energetici in agricoltura.

¹²⁰ ENEA - Dip. BAS; *Tecnologie e sistemi per la competitività delle agroenergie*; presentato a Bioenergy World Europe, 7-10 febbraio 2008.

In particolare le leguminose indicate nell'ultimo punto, oltreché impiegare la biomassa per fini energetici, fornirebbero granella con alto valore proteico che, mescolata con i pannelli residui dell'estrazione dell'olio dalle oleaginose, produrrebbe una miscela di notevole valore alimentare per uso zootecnico e quindi un aumento delle risorse agricole per uso alimentare.

Un gruppo di ricerca dell'ENEA si occupa di miglioramento genetico al fine di selezionare nuove linee di oleaginose ad uso energetico che, grazie alle loro peculiarità di adattamento ai climi aridi, potrebbero trovare un idoneo areale di produzione nel sud e nel centro del nostro Paese, così come nel bacino del Mediterraneo.

Lo scopo è ottenere specie oleaginose da affiancare al girasole ed alla colza, di fatto le uniche colture coltivabili oggi su ampie superfici in Italia per fini energetici. Le piante oleaginose arido resistenti studiate appartengono a due specie: *Brassica carinata* e *Carthamus tinctorius*.

La *Brassica carinata* è stata presa in considerazione come nuova coltura potenziale da olio negli Stati Uniti, in Canada, in India, in Spagna ed in Italia (Warwick et al, 2006). Da studi preliminari effettuati, la pianta ha mostrato notevole rusticità ed adattamento alle condizioni pedoclimatiche peninsulari. La *Brassica carinata* ha un contenuto di olio che può variare dal 26% al 45%; inoltre è più resistente alle malattie delle specie affini. È in previsione il miglioramento del contenuto in olio e delle proteine nei semi, nonché l'aumento del peso delle paglie e del contenuto in cellulosa, utilizzabili per scopi energetici.

Il *Carthamus tinctorius* è una specie annuale di cardo originaria del Medio Oriente-Africa orientale, a semina autunnale, che presenta spiccata tolleranza alla semi-aridità. L'olio è contenuto nei semi, di struttura simile a quelli del girasole, ma più piccoli, con contenuto in olio variabile, nel seme intero, dal 38% al 48% e con un contenuto proteico del 20%. Il passo futuro nella ricerca sarà di valutarle per la completa assenza di spine, in modo da agevolare il lavoro di incrocio, selezione e coltivazione, e successivamente per il contenuto in olio.

Le leguminose in fase di studio sono: favino, lupino bianco dolce, lupino azzurro dolce, pisello proteaginoso, cicerchia, lenticchia, cece, veccia comune ecc. Nuove linee sono in fase di moltiplicazione e valutazione per la registrazione varietale (Bozzini e Chiaretti, 2008).

Ad oggi, il sistema agricolo italiano non riesce a sostenere a livello globale la concorrenza nella generazione di materie prime agricole su larga scala per rifornire una produzione industriale di biocarburanti. Quindi per il bioetanolo ci si sta spingendo verso l'utilizzo di biomasse lignocellulosiche di più basso costo e di maggiore disponibilità sul territorio rispetto alle granelle di cereali (a marzo 2009 il gruppo Mossi & Ghisolfi ha annunciato che nel corso del 2010 verrà costruito in Italia il primo impianto di produzione europeo); per il biodiesel si va verso la messa a punto di impianti di piccola taglia capaci di alimentarsi con l'olio prodotto dalle oleaginose coltivate in aree in prossimità degli impianti.

I materiali ligno-cellulosici sono costituiti principalmente da lignina (sostanze fenoliche), cellulosa ed emicellulosa (carboidrati); queste ultime due, contenenti glucosio e altri zuccheri, vengono separate dalla lignina tramite processi industriali (di pretrattamento della biomassa, di idrolisi e di fermentazione) e successivamente trasformate in etanolo attraverso distillazione. La ricerca scientifica è indirizzata all'individuazione di biomasse con maggior contenuto di cellulosa ed emicellulosa ed allo studio di processi con alte rese e ridotta durata, realizzabili preferibilmente a basse temperature.

Riguardo al biodiesel, la produzione su piccola scala non si presenta redditizia per le aziende. Per rendere il biodiesel competitivo è opportuno realizzare la cosiddetta "filiera corta" per la sua produzione e utilizzazione, facendo sì che la catena sia gestita in prima persona dai produttori agricoli. È inoltre utile che la produzione venga supportata sia da accordi di acquisto dell'intero quantitativo di biodiesel (per esempio gli Enti locali potrebbero fruire di una distribuzione "extra rete" di miscele ad elevato contenuto di biodiesel in volume, 25-30%, per l'alimentazione di automezzi per il trasporto pubblico o per la raccolta rifiuti), sia integrata con il comparto zootecnico in grado di assorbire il pannello grasso residuo della spremitura dei semi.

Inoltre, il co-prodotto glicerina potrebbe essere sfruttato localmente, insieme ad altre biomasse di varia natura e alle acque reflue del processo di produzione del biodiesel, in processi di conversione negli impianti di digestione anaerobica per ottenere biogas; la resa possibile per la glicerina è di 422,85 m³ di metano per tonnellata (Schmack, Biogas, 2004).

Altre recenti linee di ricerca, la cui maturità tecnologica è però ipotizzabile solamente in una prospettiva temporale di medio-lungo periodo, hanno attirato l'attenzione del mondo accademico ed industriale: la produzione di biodiesel a partire da colture di microalghe, la produzione di biobenzine da materiali cellulosici, la produzione di idrogeno per via biologica.

Le microalghe sono organismi unicellulari fotosintetici che possono vivere in acque dolci, salmastre o salate, comprendono una grande varietà di specie adattate a condizioni molto diverse ed hanno una capacità di moltiplicarsi velocemente e di raggiungere densità di biomassa superiori alle piante terrestri; inoltre non interferiscono con le produzioni agricole dedicate all'alimentazione. Esse offrono la possibilità di produrre:

- biodiesel, da microalghe ricche di olio, attraverso il processo di transesterificazione;
- bioetanolo, da microalghe ricche di carboidrati, attraverso il processo di fermentazione;
- idrogeno, attraverso fermentazione anaerobica dei carboidrati accumulati tramite la fotosintesi;
- biogas, attraverso la generazione di metano a partire da biomasse microalgali e eventualmente miscelate con altri materiali di origine vegetale.

Il processo di sintesi chimica denominato Eco-Reforming consente la conversione di un'ampia varietà di biomasse di scarto, ricche di cellulosa ed altri polisaccaridi, in carburanti e prodotti chimici attualmente ottenuti da combustibili fossili, come per esempio il dimetilfurano (DMF), prodotto dallo zucchero fruttosio, compatibile con gli attuali motori e con la rete di distribuzione di carburante esistente, con il pregio di una maggiore resa energetica rispetto all'etanolo.

Le biobenzine ottenute in questo modo permetterebbero di ridurre da un 20% al 30% i costi rispetto all'etanolo, con una produzione annua stimabile in 4 m³ di biocarburanti per ettaro di terreno.

La digestione anaerobica delle sostanze organiche è attualmente il più promettente processo biologico per la produzione di idrogeno. Tale processo ha una resa teorica di 10-20 m³ al giorno di idrogeno per ogni m³ di reattore ed un consumo giornaliero di substrato elettivo (rifiuti vegetali) di circa 20 kg/m³.

Una stima aggiornata su base nazionale indica una disponibilità annuale di tali rifiuti di circa un milione di tonnellate che, trasformati in idrogeno, potrebbero soddisfare circa il 10% della domanda di energia elettrica dell'Italia.

In natura la produzione d'idrogeno è un passaggio intermedio nella produzione di metano rispetto alla quale possiede una resa metabolica ed energetica di circa 10-20 volte superiore. Tuttavia è con la metanogenesi che il processo si completa e si stabilizza, per cui in futuro si cercherà di mantenere stabile e controllabile la fermentazione, inibendo la generazione di metano.

Attualmente gran parte della sperimentazione mondiale è svolta su piccola scala e su fermentatori di laboratorio e non ci sono testimonianze di successi su scala maggiore. Inoltre, anche se ci sono dati che evidenziano produzioni molto elevate e lunghi periodi di funzionamento (circa 3 anni), risultano ancora carenti alcuni studi specifici dei processi e delle caratteristiche dei consorzi microbici coinvolti.

Analisi economica, potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione

Tra tutti i prodotti classificati come biocarburanti secondo la Direttiva comunitaria 2003/30/Ce (modificata ed abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE), l'applicazione in Italia prevede un utilizzo incentrato principalmente sui seguenti:

- bioetanolo: etanolo ricavato dalla biomassa o dalla parte biodegradabile dei rifiuti;
- biodiesel: estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, utilizzato in motori di tipo diesel;

- bio-ETBE, etil-ter-butyl-etero: ETBE prodotto partendo da bioetanolo (la percentuale in volume di bio-Etbe considerata biocarburante è del 47%¹²¹);
- bioidrogeno: idrogeno ricavato da biomassa o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti.

In particolare le leggi finanziarie 2007 e 2008 hanno stabilito, per i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, l'obbligo di inserirne una quota minima dell'1% per il 2007, 2% per il 2008 e 3% per il 2009; la quota è calcolata prendendo a riferimento il carburante immesso in consumo per autotrazione nell'anno solare precedente, calcolata sulla base del tenore energetico.

Sono stati approvati ad aprile 2008 due regolamenti nazionali: il DM n. 100 che fissa le sanzioni per il mancato raggiungimento della quota di biocarburanti da commercializzare obbligatoriamente a partire dal 2007, attraverso multe da 600 a 900 euro per ogni certificato mancante, corrispondente ad una tonnellata di biocombustibile; il DM n. 110 che stabilisce i requisiti che operatori e impianti di produzione di biodiesel devono possedere per accedere ai benefici fiscali. Rimangono inoltre gli obiettivi indicativi e non vincolanti del 2,5% entro il 31/12/2008 e del 5,75% entro il 31/12/2010 inseriti nel D.Lvo 128/05 per l'immissione di biocarburanti nei trasporti.

È inoltre in vigore il decreto del Consiglio Europeo di Bruxelles dell'8-9 marzo 2007 che prevede per tutti gli Stati membri dell'UE, entro il 2020, una quota minima del 10% di biocarburanti rispetto al totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione. La Direttiva 2009/28/CE, infine, obbliga tutti gli Stati membri dell'UE ad assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno il 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato membro.

L'adempimento degli obiettivi o dei vincoli per l'introduzione di biocarburanti nell'autotrazione richiede quantitativi ben superiori a quelli prodotti dall'Italia negli ultimi anni e che dovranno essere ulteriormente amplificati negli anni futuri per soddisfare il previsto aumento di domanda nel settore.

Occorrerà quindi intraprendere da subito programmi specifici per promuovere la produzione e l'utilizzo dei biocarburanti. L'aspetto di maggiore rilevanza sembra essere costituito dalla larga estensione di territorio da adibire alla coltivazione delle colture energetiche, nel caso in cui né biomasse né biocarburanti fossero importati.

Secondo un'analisi¹²², condotta considerando un'ipotesi di riduzione dei consumi futuri nei trasporti su strada in Italia, sarebbero necessari nel 2010 oltre 2,5 milioni di tonnellate di biocarburanti prodotti attraverso un impiego di superficie coltivabile di circa 26.000 km². Tale territorio rappresenta quasi il 40% dei terreni adibiti nel 2005 a seminativi, i più indicati per lo scopo, ovvero circa un quinto della superficie agricola utilizzata.

Riferendosi invece al 2020 sarebbero richiesti più di 4 milioni di tonnellate di biocarburanti e superfici coltivabili pari a 42.000 km² di territorio, che corrispondono al 59% delle terre a seminativi e alla settima parte della superficie nazionale italiana. Si creerebbe perciò un conflitto con gli altri usi finali del settore agricolo.

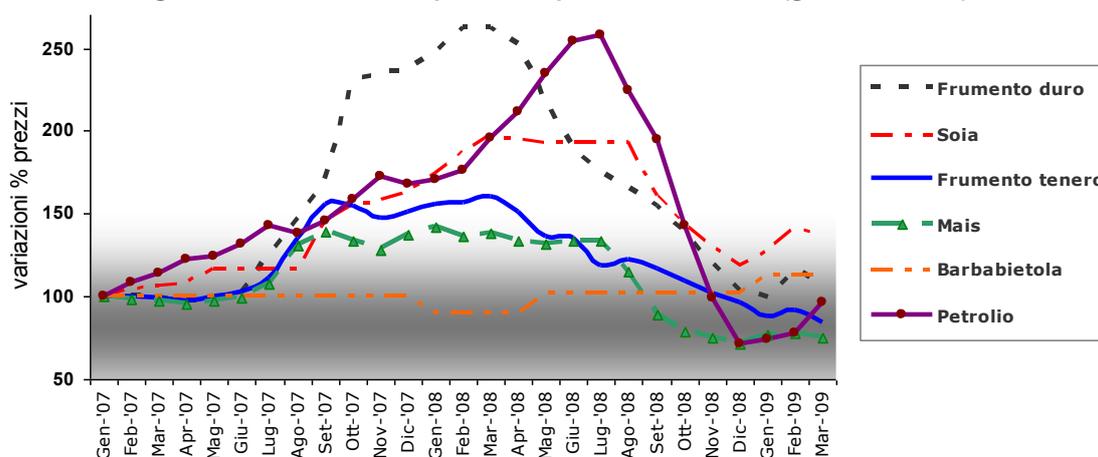
Sembra inoltre molto difficile, in un periodo di tempo di pochi anni, aumentare i terreni da utilizzare per la produzione di biocarburanti, considerando che i più fertili sono già impiegati, nonché attuare tutti i cambiamenti, sia di interessi che di strutture organizzative, necessari per l'effettiva concretizzazione.

L'interazione tra le colture energetiche e quelle per la produzione alimentare potrebbero comportare ulteriori rialzi dei prezzi di mercato di alcune merci, già in corso dal 2007 come mostrato in figura 5, anche se non direttamente imputabili ai biocarburanti. Forti aumenti di questi prodotti, utilizzati anche come materie prime per mangimi animali, potrebbero, in un Paese industrializzato come il nostro, prima di creare diffusi problemi di sottoalimentazione nella popolazione, mettere in crisi il settore zootecnico, come già si iniziava ad avvertire nelle aziende suinicole.

¹²¹ La quota di rinnovabilità considerata per l'ETBE dipende dal contenuto di bio-alcoli dal quale deriva.

¹²² Calisi, Mattucci; I biocarburanti in Italia: caratteristiche e possibilità di sviluppo; ENEA - Energia, Ambiente e Innovazione - n° 2/2008.

Figura 5 – Andamento dei prezzi alla produzione in Italia (gen 2007 = 100)



Fonte: elaborazione da dati ISMEA e EIA

Il 26/09/07 il Consiglio Europeo aveva adottato, in procedura d'urgenza, un regolamento recante deroga per riportare a zero il tasso di ritiro dei seminativi dalla produzione per le semine dell'autunno 2007 e della primavera 2008, cioè per utilizzare anche i terreni agricoli a set-aside e permettere di aumentare la produzione europea di cereali.

A parziale smentita di quanto avvenuto, è da rilevare che nella seconda metà del 2008 l'andamento dell'indice dei prezzi alla produzione dei cereali e delle coltivazioni industriali ha confermato il diretto legame con il prezzo del petrolio dovuto agli effetti della forte incidenza dei prodotti di derivazione petrolifera (carburanti, concimi, fertilizzanti) utilizzati in agricoltura, nonché del costo dei trasporti, rendendo meno critica la dipendenza tra produzione di biocarburanti e aumento dei prezzi delle materie agricole.

L'EBB, l'associazione che riunisce i produttori di biodiesel europei, nel recente studio sulla relazione dell'utilizzo dei biocarburanti con i prezzi delle materie prime agroalimentari, ha constatato che nel 2008 la produzione di biodiesel è aumentata del 35-40%, mentre i prezzi delle materie prime agroalimentari (mais, soia, grano) sono diminuiti consistentemente.

Tali effetti potrebbero essere ulteriormente contenuti se le produzioni energetiche fossero effettuate su piccola scala, a livello di aziende familiari. I costi di produzione dei biocarburanti con le tecnologie convenzionali oggi attuate risultano essere maggiori anche del 50% rispetto ai costi dei corrispondenti di origine fossile. Pertanto, anche ai prezzi del barile di petrolio del 2008 che superavano i 140 \$, non risultavano ancora competitivi economicamente. Ancora di più tale discorso rimane valido nel 2009 dove il costo del petrolio si è avvicinato anche ai 30 \$, per aumentare successivamente fino ai 50 \$.

Nel 2001 era stata avviata una defiscalizzazione dei biocarburanti che però è stata attuata successivamente spesso con ritardi e comunque interessando quantitativi limitati rispetto a quelli richiesti. Le Finanziarie 2005 e 2007 avevano previsto per il bioetanolo una defiscalizzazione di circa 1 milione di ettanidri (80.000 t) all'anno fino al 2010, quando per il rispetto degli obiettivi di tale anno ne servirebbero quantità di un ordine di grandezza maggiore.

È stato inoltre approvato nel settembre 2008 un decreto per l'applicazione al biodiesel, impiegato come carburante direttamente o miscelato, di un'accisa pari al 20% di quella applicata al gasolio, come previsto dalla Finanziaria 2007.

Per il 2009 sono state assegnate, nei tempi e nei quantitativi stabiliti, le quote del contingente defiscalizzato previste sia per il biodiesel che per il bioetanolo.

Per quanto riguarda il biodiesel sono state assegnate 70.000 tonnellate di contingente di biodiesel agevolato prodotto a seguito della sottoscrizione di contratti di coltivazione (Determinazione Agenzia delle Dogane n. 102786 del 29 luglio 2009) e 180.000 tonnellate di contingente di biodiesel agevolato (quota generica) (Determinazione Agenzia delle Dogane n° 90907 del 7 luglio 2009). Per quanto riguarda il bioetanolo sono stati assegnati circa 22.000 metri cubi di etanolo e circa 206.000 metri cubi di ETBE defiscalizzati (Nota Agenzia delle Dogane n. 140445 del 22 ottobre 2009).

Il bilancio complessivo attuale è quello di un settore di grande interesse, in uno scenario normativo e di mercato in evoluzione, in cui le reali opportunità di sviluppo del settore dovranno però essere subordinate alla definizione di un quadro di riferimento chiaro per le prospettive del settore nonché alla valutazione del potenziale reale del territorio italiano. Tali incertezze determinano una mancanza di garanzie che rallenta gli investimenti nel settore. Lo sviluppo dei biocarburanti deve inoltre superare la bassa sostenibilità economica che contribuisce ad alimentare il ricorso alle importazioni e a limitare lo sviluppo della filiera agroenergetica; andrebbero quindi favoriti maggiormente gli strumenti della defiscalizzazione ed il ricorso a sussidi e incentivi.

Si stima che probabilmente l'Europa non raggiungerà l'obiettivo del 5,75% entro il 2010, ma si fermerà al 5% poiché dopo una fase iniziale di sviluppo si è creato un rallentamento su questo versante.

Nel contesto generale risulta auspicabile che i biocarburanti siano prodotti da specie che non competano con quelle tradizionalmente destinate all'alimentazione, cioè da quelle che possono essere coltivate nelle regioni aride o semi-aride e quelle che richiedono un minor input di azoto, o da scarti agricoli e dell'industria della carta e del legno, e che siano rapidamente sviluppate le tecnologie compatibili alla loro trasformazione: ciò richiederà massicci investimenti nell'innovazione e nella ricerca per l'impiego di tecnologie di "seconda generazione" mirate a tali obiettivi.

Edito dall'ENEA
Unità Comunicazione
Lungotevere Thaon di Revel, 76 – 00196 Roma
www.enea.it

Edizione del volume a cura di Giuliano Ghisu
Copertina: Bruno Giovannetti

Stampa: Del Gallo Editori (Spoleto)
Finito di stampare nel mese di giugno 2010

Le Fonti Rinnovabili 2010

*Ricerca e innovazione
per un futuro low-carbon*

ENEA

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

www.enea.it

