

# RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2008

**ANALISI E SCENARI**

**Draft**

Luglio 2009



ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E L'AMBIENTE

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2008  
ANALISI E SCENARI

Luglio 2009

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2008  
ANALISI E SCENARI

2009 ENEA  
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente  
Lungotevere Thaon di Revel, 76  
00196 Roma

Il Rapporto è stato realizzato dall'Ufficio di Presidenza ENEA

## Sommario

|   |           |
|---|-----------|
| <b>1. CRISI ECONOMICA E SISTEMA ENERGETICO: LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE</b>                  | <b>7</b>  |
| 1.1 <i>Crisi economica e domanda di energia</i>   | 7         |
| 1.2 <i>I prezzi delle fonti energetiche</i>   | 8         |
| 1.3 <i>Proiezioni energetiche e emissioni di gas serra</i>                                    | 9         |
| 1.4 <i>L'impatto della crisi economica sul sistema energetico</i>                             | 11        |
| 1.4.1 <i>L'impatto sulla domanda</i>  | 11        |
| 1.4.2 <i>L'impatto sugli investimenti</i>   | 12        |
| 1.4.3 <i>L'impatto sulla questione ambientale e sull'accelerazione tecnologica</i>            | 13        |
| <b>2. CAMBIAMENTO CLIMATICO E POLITICHE DI INTERVENTO</b>                                     | <b>15</b> |
| 2.1 <i>Il trend climatico</i>   | 15        |
| 2.2 <i>La recente evoluzione del dibattito internazionale</i>                                 | 17        |
| 2.3 <i>La nuova politica climatica ed energetica americana</i>                                | 19        |
| 2.4 <i>La posizione e la politica dell'Unione Europea</i>                                     | 20        |
| 2.5 <i>L'Emission Trading System dell'Unione Europea</i>                                      | 22        |
| 2.6 <i>L'Europa e la sicurezza energetica</i>   | 23        |
| <b>3. IL RUOLO DELLE TECNOLOGIE</b>   | <b>25</b> |
| 3.1 <i>La tecnologia nelle politiche energetiche e nella cooperazione</i>                     | 25        |
| 3.2 <i>Investimenti e opportunità di sviluppo nel settore delle tecnologie</i>                | 27        |
| 3.3 <i>Potenzialità e limiti delle tecnologie emergenti</i>                                   | 28        |
| 3.3.1 <i>Efficienza Energetica</i>  | 28        |
| 3.3.2 <i>Sequestro della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage, CCS)</i>                 | 30        |
| 3.3.3 <i>Tecnologie per le fonti rinnovabili</i>  | 31        |
| 3.3.4 <i>Nucleare</i>   | 34        |
| 3.4 <i>Oltre le tecnologie emergenti</i>  | 36        |
| <b>4 IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO TRA CRISI E CAMBIAMENTO TECNOLOGICO</b>                   | <b>39</b> |
| 4.1 <i>Domanda e offerta di energia</i>   | 39        |
| 4.2 <i>L'impatto della crisi economica sul sistema energetico italiano</i>                    | 41        |
| 4.3 <i>Crisi e scenari di riduzione delle emissioni</i>                                       | 43        |
| 4.3.1 <i>Lo scenario tendenziale</i>  | 44        |
| 4.3.2 <i>Lo scenario di accelerazione tecnologica</i>   | 45        |
| 4.4 <i>Opportunità e costi della riduzione delle emissioni nell'analisi dell'ENEA</i>         | 45        |
| 4.4.1 <i>Il medio periodo</i>   | 47        |
| 4.4.2 <i>Il lungo periodo</i>   | 49        |
| <b>5. LE OPZIONI TECNOLOGICHE PER VINCERE LA SFIDA ENERGETICA</b>                             | <b>51</b> |
| 5.1 <i>Opzioni tecnologiche per l'Italia: le tecnologie chiave</i>                            | 51        |
| 5.2 <i>L'efficienza energetica principale opzione per il breve-medio periodo</i>              | 52        |
| 5.2.1 <i>Il piano d'Azione per l'Efficienza Energetica esteso al 2020</i>                     | 53        |
| 5.2.2 <i>Intensità energetica ed efficienza del sistema energetico italiano</i>               | 56        |
| 5.2.3 <i>Una proposta per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico</i> | 58        |
| 5.2.4 <i>L'impatto sull'economia degli interventi di accelerazione tecnologica</i>            | 60        |
| 5.3 <i>Fonti rinnovabili: diffusione sul territorio e sviluppo di una filiera industriale</i> | 62        |
| 5.4 <i>Lo sviluppo della rete elettrica verso un modello di generazione distribuita</i>       | 65        |
| 5.5 <i>L'opzione nucleare in Italia</i>   | 68        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>6. GLI INVESTIMENTI NELLE CLEAN ENERGY TECHNOLOGIES: UN'OCCASIONE PER L'INDUSTRIA ITALIANA?</b> | <b>71</b> |
| <i>6.1 Le tendenze internazionali</i>  | <i>71</i> |
| <i>6.2 La “doppia” crisi e il trade off delle politiche pubbliche</i>                              | <i>72</i> |
| <i>6.3 Clean Energy Technologies: ricerca pubblica e nuove opportunità di mercato</i>              | <i>75</i> |
| <i>6.4 Il ruolo degli investimenti pubblici in R&amp;S: un'analisi basata sulle curve a S</i>      | <i>78</i> |
| <i>6.5 Mercato e innovazione: un'analisi basata sui brevetti</i>                                   | <i>81</i> |
| <i>6.6 La situazione dell'Italia tra rischi e opportunità</i>                                      | <i>86</i> |

## **INTRODUZIONE**

Le questioni dell'energia e dell'ambiente, e quelle del cambiamento climatico, hanno acquisito nuovi caratteri e ulteriore rilievo nel quadro dell'attuale crisi economica. La constatazione che la depressione dell'attività economica rende meno pressanti i vincoli legati all'uso delle risorse energetiche e al loro impatto ambientale si accompagna infatti agli interrogativi sulle azioni più opportune che dovrebbero essere intraprese per mitigare gli effetti della crisi ed avviare un percorso per il superamento della stessa.

Le tecnologie dell'energia sono oggi, a questo riguardo, un punto di riferimento in un mondo in cui l'innovazione ha un ruolo sempre maggiore nella creazione di benessere. La sostenibilità dello sviluppo associa all'esigenza della salvaguardia del pianeta l'obiettivo della crescita. Ma come rispondere alla sfida di una domanda sempre crescente di energia?

L'efficienza negli usi finali dell'energia, nel residenziale, nei trasporti e nell'industria, è forse la risposta più efficace. Altrettanto lo è un buon mix energetico. Occorre diminuire la nostra dipendenza dell'estero, differenziare le fonti attraverso nucleare e rinnovabili, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e per tutto ciò il mix delle fonti è decisivo, ma per diminuire i costi, introdurre innovazione, abbassare i consumi e le emissioni, l'efficienza energetica è lo strumento decisamente più importante.

Nel prefigurare interventi per il rilancio dell'economia, si è fatta strada l'idea che la concentrazione degli sforzi di investimento nei processi e nelle tecnologie mirate ad un uso più razionale dell'energia e allo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili (clean energy technologies) potrebbe funzionare da volano per la ripresa economica garantendo, al tempo stesso, la piena coerenza con i vincoli energetici e ambientali. La possibilità di dare forma e attuazione concreta ad una uscita dalla crisi attraverso una sorta di "green new deal" risulta, tuttavia, cosa ben più complessa, ed è in questa prospettiva che il dibattito più recente si è andato sviluppando. La struttura dell'offerta come della domanda di energia, e il modo in cui il rapporto tra le due è capace di influenzare gli scenari delle emissioni, costituiscono un primo rilevante punto di attenzione. Ma è la risposta che la ricerca può offrire alla correzione dei maggiori squilibri del sistema energetico a rappresentare - assicurando il minor impatto ambientale - il termine ultimo di riferimento per le azioni da intraprendere, e a rendere perciò decisivo il modo in cui il percorso di sviluppo e diffusione delle tecnologie energetiche viene impostato ed avviato.

Luigi Paganetto  
Presidente ENEA



## 1. CRISI ECONOMICA E SISTEMA ENERGETICO: LA SITUAZIONE INTERNAZIONALE

### 1.1 Crisi economica e domanda di energia

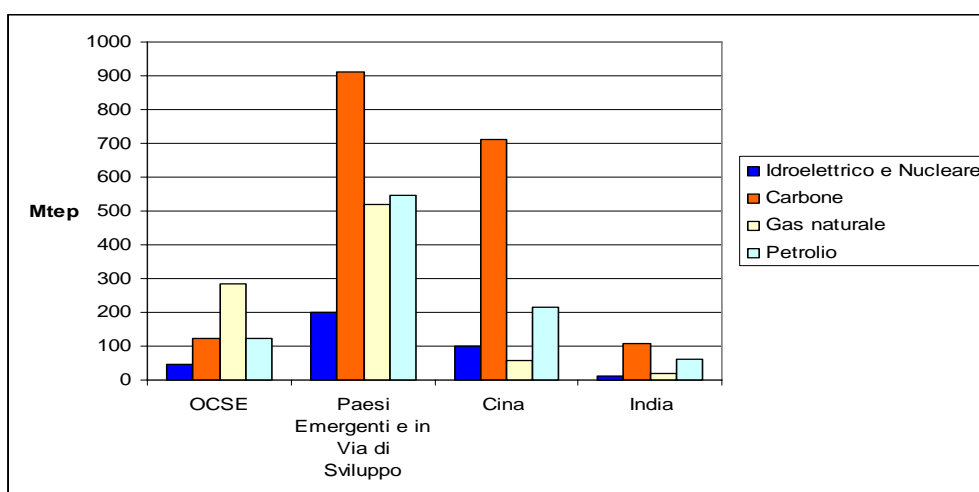
La crisi economica, iniziata nella seconda metà del 2008, sta determinando un forte rallentamento dell'economia mondiale e una fase recessiva delle economie occidentali (la peggiore dal 1929), destinati a continuare per tutto il 2009 e per parte del 2010, i cui esiti finali sono tuttora molto incerti. Ciò è avvenuto nonostante gli interventi volti a sostenere la domanda e la stabilità finanziaria.

I dati e le previsioni del Fondo Monetario Internazionale per il periodo 2008-2009 evidenziano tuttavia la diversa dinamica che potrebbe interessare le principali aree geopolitiche. Pur nella crisi, i paesi emergenti e quelli in via di sviluppo mostrano tassi di crescita ancora sostenuti rispetto alla diffusa recessione dei paesi più avanzati.

Anche l'andamento della domanda di energia, la cui correlazione con la crescita economica dipende, come è noto, dalla fase di maturità economica di un paese, mostra sensibili differenze tra le aree geopolitiche. I paesi emergenti e quelli in via di sviluppo potrebbero vedere, pur nel rallentamento economico, una continuazione della crescita della domanda di energia in atto da anni (+3,7% all'anno nel periodo 1995-2008), trascinata in modo particolare dalla domanda di energia in India e in Cina (circa 5% e 6,5% all'anno nel periodo 1995-2008). Per i paesi OCSE, economicamente più maturi e con una crescita della domanda di energia storicamente più contenuta (1% in media annua tra il 1995 e il 2008), la crisi prefigura invece una flessione netta della domanda.

Nonostante la fase di forte rallentamento generale, tra le fonti energetiche tradizionali il carbone si conferma come la risorsa prevalente e in maggiore crescita (Figura 1.1), in particolare in Asia (Cina e India) dove viene largamente impiegato tra l'altro nella generazione elettrica. L'incremento della domanda di carbone in Cina rappresenta circa l'80% della crescita nel periodo 1995-2008 e quasi il 40% dell'incremento della domanda mondiale di energia nello stesso periodo. Nei paesi OCSE si registra invece un ruolo ancora prevalente del petrolio, ormai destinato per la quasi totalità ai trasporti, mentre la fonte in maggior crescita nel periodo 1995-2008 risulta essere il gas naturale sempre più utilizzato anch'esso in elettrogenazione. Naturalmente, il tasso di crescita delle fonti energetiche tradizionali, che soddisfano ancora la quasi totalità della domanda di energia, appare comunque modesto se confrontato con i tassi di crescita a due cifre registrati nel decennio in corso in molti paesi OCSE per alcune fonti rinnovabili, quali l'energia eolica e l'energia solare fotovoltaica. Tuttavia queste fonti soddisfano una parte ancora molto ridotta del fabbisogno.

Figura 1.1 – Incremento della domanda di energia primaria per fonte. 1995-2008 (Mtep)



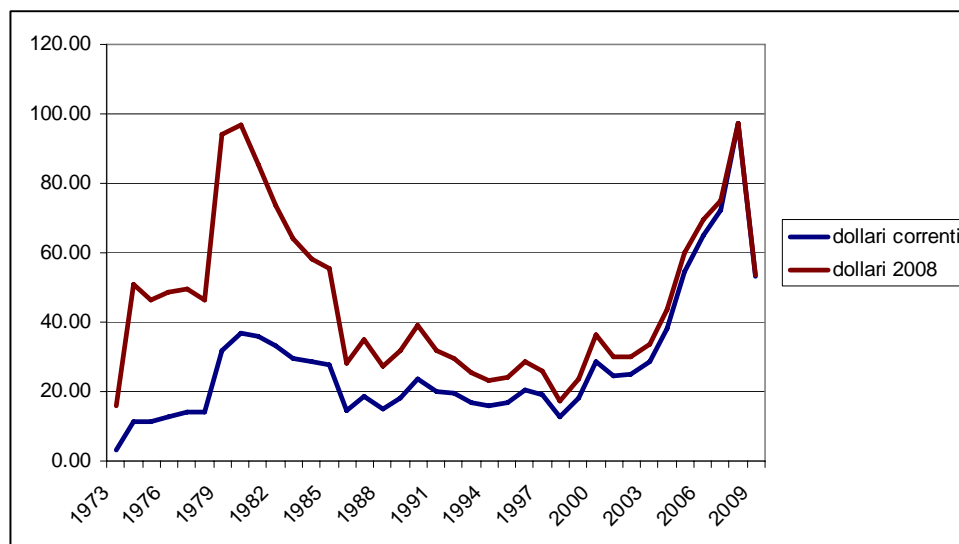
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE



## 1.2 I prezzi delle fonti energetiche

Il prezzo del petrolio nel luglio 2008 ha raggiunto il valore di 147 dollari per barile (Figura 1.2), superando il picco raggiunto nell'aprile 1980 (pari a circa 102 dollari per barile in valuta attuale). Il prezzo è successivamente calato sotto i 40 \$/barile nel dicembre 2008, con l'acuirsi della crisi finanziaria, per poi attestarsi su livelli compresi tra 60 e 70 \$/barile nei mesi di maggio e giugno 2009.

Figura 1.2 – Prezzi del petrolio. Anni 1970-2009 (US\$/barile)



Fonte: Elaborazioni su dati DOE e BP Statistical Review of World Energy - June 2008 (database)

Le cause principali del rialzo dei prezzi petroliferi sono identificate nei seguenti fattori:

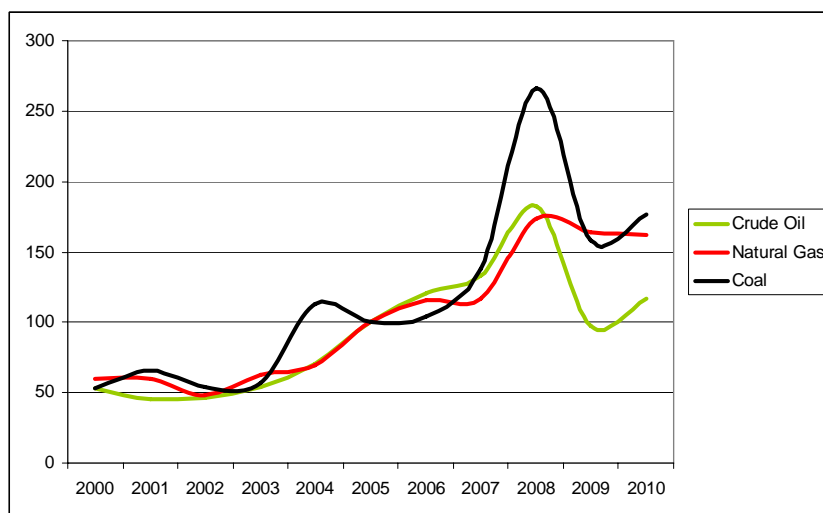
- forte crescita della domanda (e aspettative di ulteriore crescita) di beni di consumo quali automobili, mezzi di trasporto privati, elettrodomestici, e di servizi energetici quali trasporto, turismo, riscaldamento, climatizzazione nelle economie emergenti dell'Asia e negli stessi paesi produttori di petrolio;
- esigui margini di capacità produttiva nei paesi OPEC;
- crescente potere di mercato dei paesi OPEC presso cui si concentra l'offerta;
- mancato adeguamento della capacità di raffinazione nei paesi OCSE e in Asia;
- effetti speculativi dovuti alla progressiva finanziarizzazione dei mercati energetici.

La forte domanda appare tuttavia il fattore più influente, come evidenziato dal brusco ripiegio dei prezzi in corrispondenza delle aspettative di recessione legate alla crisi economica in atto. Per quanto riguarda l'evoluzione nel lungo periodo, a fronte della parziale attenuazione delle tensioni lato domanda indotta dalla crisi, rimangono fattori di tensione lato offerta. Uno dei problemi principali è l'accessibilità alle riserve a basso costo di estrazione, ormai in larga parte nazionalizzate e concentrate nei paesi OPEC. La disponibilità ad effettuare investimenti con tempi di ritorno medio-lunghi è un ulteriore elemento di incertezza. Il basso corso dei prezzi potrebbe indurre strategie di attesa nell'adeguamento della capacità produttiva sia da parte degli operatori occidentali che in quelli dei paesi OPEC.

Seguendo il corso dei prezzi petroliferi, i prezzi delle altre fonti fossili sono cresciuti in maniera continua dal 2002 facendo registrare un picco di crescita nella prima metà del 2008, seguito da una rapida caduta con l'avvento della crisi e da una risalita nei mesi recenti sui livelli pur elevati del 2006 (Figura 1.3). Come è noto il prezzo del gas naturale è indicizzato a quello del petrolio in molti contratti. Tuttavia le forniture di lungo periodo via gasdotto hanno risentito in misura più contenuta dei rialzi rispetto ai prezzi spot del mercato del GNL, il cui prezzo resta

mediamente superiore a quello del gas consegnato via gasdotto. Anche il prezzo del carbone ha seguito in generale quello del petrolio, con rialzi in termini relativi anche più pronunciati, pur partendo da valori assoluti inferiori, e con un certo ritardo nella fase di discesa. Nell'Unione Europea, i prezzi del carbone risentono anche in qualche misura delle vicende del mercato delle emissioni (*European Emission Trading System*).

*Figura 1.3 – Indici di prezzo delle principali fonti energetiche fossili (2005=100)*

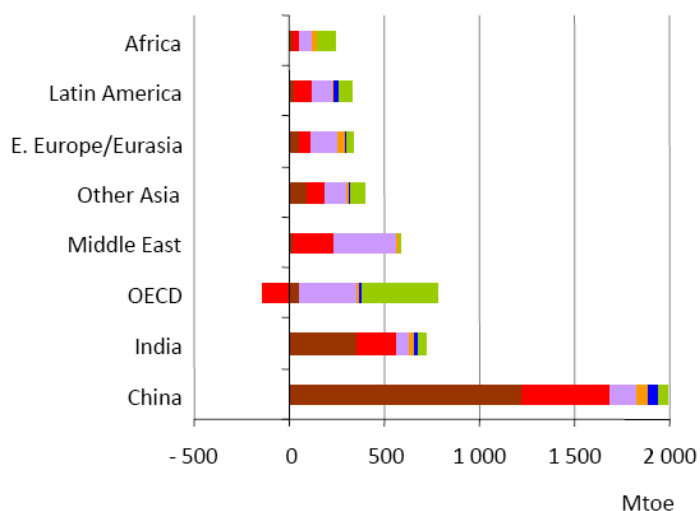


Fonte: IMF - World Economic Outlook 2009 database

### 1.3 Proiezioni energetiche e emissioni di gas serra

Secondo le proiezioni tendenziali dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE, *World Energy Outlook 2008*, Scenario Tendenziale) formulate nella prima metà del 2008, prima che la crisi iniziasse a manifestare i suoi effetti sull'economia mondiale, in assenza di incisivi interventi di politica energetica e ambientale, la crescita della domanda di energia e di carbone che interesserà nei prossimi decenni le economie emergenti quali Cina e India (Figura 1.4) sarà la principale fonte di incremento delle emissioni di gas serra (Figura 1.5).

*Figura 1.4 - Domanda di energia primaria al 2030 per area geografica nello scenario tendenziale AIE*

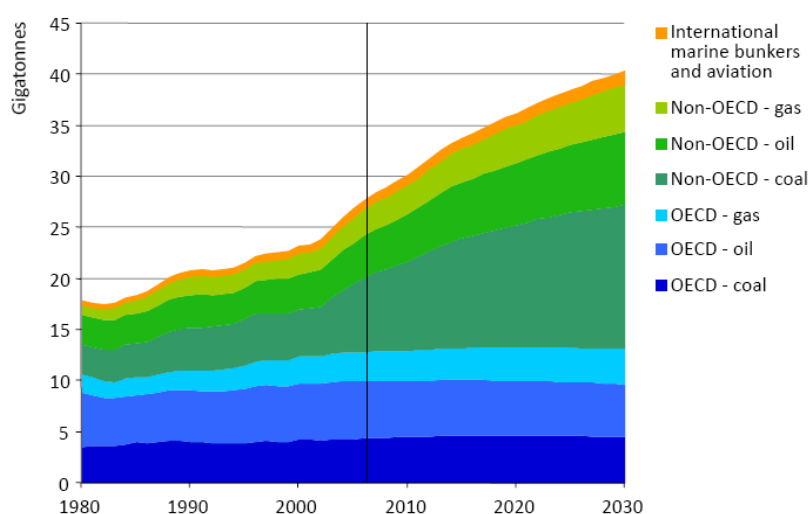


Fonte: AIE - World Energy Outlook 2008

Le proiezioni dell'AIE esplorano tuttavia anche due scenari (Figura 1.6) con interventi di mitigazione delle emissioni volti a contenere la concentrazione di gas serra in atmosfera rispettivamente entro 450 ppm e 550 ppm (corrispondenti, sotto ipotesi non pessimistiche, ad incrementi attesi della temperature dell'ordine di 2 e 3°C). Ipotizzando forti investimenti per la diffusione di tecnologie a basso tenore di carbonio, nello scenario più favorevole (450 ppm), l'abbattimento complessivo delle emissioni al 2030 rispetto al tendenziale è conseguito per oltre il 50% attraverso l'aumento dell'efficienza energetica, per il 23% dall'uso di fonti rinnovabili, per il 14% dall'uso di tecnologie per il sequestro della CO<sub>2</sub> (CCS, *Carbon Capture and Storage*) e per il 9% dal nucleare.

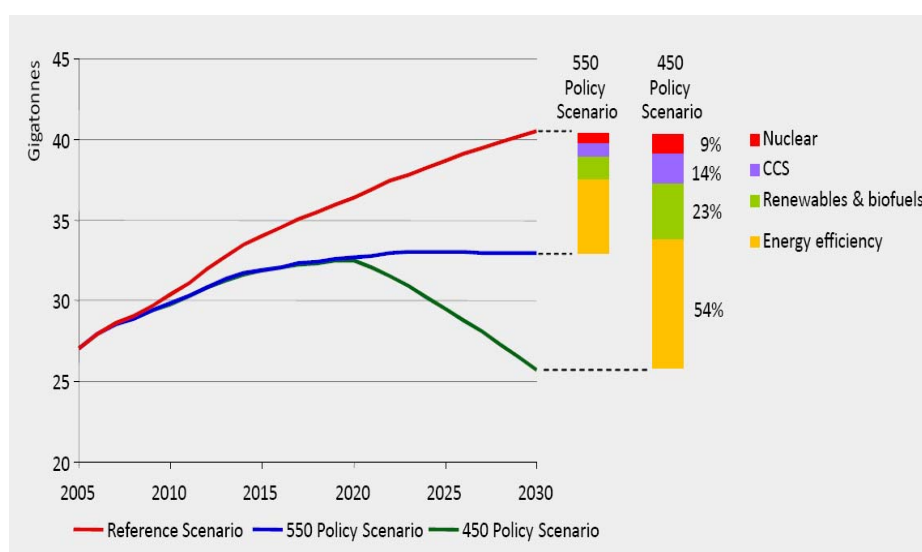
L'AIE sta attualmente rivedendo sia gli scenari tendenziali sia quelli di mitigazione per tener conto degli effetti della crisi che sono naturalmente materia di dibattito. Anche se tali effetti sul piano internazionale esulano dagli scopi di questa trattazione, alcuni elementi del dibattito saranno delineati nei paragrafi successivi.

Figura 1.5 - Emissioni di gas serra per area geografica nello scenario tendenziale dell'AIE



Fonte: AIE – World Energy Outlook 2008

Figura 1.6 - Scenari di mitigazione delle emissioni dell'AIE



Fonte: AIE – World Energy Outlook 2008

#### **1.4 L'impatto della crisi economica sul sistema energetico**

Come accennato nel paragrafo precedente, mentre gli esiti della crisi economica non sono ancora ben delineati e le alterne vicende dei prezzi petroliferi hanno di fatto destabilizzato un mercato da anni in crescita pressoché continua, l'impatto della crisi economica sul sistema energetico e sulla questione ambientale e climatica è oggetto di un acceso dibattito. L'obiettivo è valutare se al termine della crisi la domanda di energia e le emissioni riprenderanno a crescere secondo le proiezioni antecedenti alla crisi o se la crisi sarà in grado di cambiare le dinamiche di medio-lungo periodo.

La crisi economica produce naturalmente una riduzione della domanda di energia e una conseguente riduzione dei prezzi e degli investimenti. Ciò da un lato riduce i consumi di fonti fossili e le conseguenti emissioni, dall'altro rende le fonti fossili più concorrenziali con le tecnologie per l'efficienza energetica e con le fonti rinnovabili e nucleare (tendenzialmente più costose), minando quindi quel processo di cambiamento del sistema energetico e di riduzione delle emissioni che era favorito dall'alto corso del prezzo dei fossili.

I sistemi economici moderni sono tuttavia caratterizzati da una progressiva riduzione dell'intensità energetica. Le analisi mostrano una stretta correlazione tra la sostituzione del bene energia con il bene capitale e il rapporto fra i loro prezzi. Le fasi di più marcata sostituzione dell'energia con il capitale (e quindi di riduzione dell'intensità energetica e di maggiore cambiamento tecnologico) sono state sempre precedute da incrementi del prezzo dell'energia, ad esempio in occasione delle crisi petrolifere.

D'altra parte, il progresso tecnologico ha anche reso la produzione di energia progressivamente più economica rispetto al costo del lavoro, incoraggiando un uso sempre maggiore del fattore produttivo energia rispetto al fattore produttivo lavoro, per altri versi contribuendo anche ad accrescere la produttività del lavoro stesso. Di conseguenza, la riduzione dell'intensità energetica delle economie avanzate è andata di pari passo con un costante aumento dei consumi energetici.

Affinché la crisi in atto possa determinare effetti strutturali di cambiamento verso un sistema energetico più sostenibile, sono necessari quindi segnali di prezzo tali da indurre delle accelerazioni nella sostituzione dei fossili in primo luogo e del fattore energia in ultima istanza. Tali segnali possono soltanto in parte provenire dal mercato. Un ruolo fondamentale, a questo proposito, deve essere svolto dalle politiche energetiche e ambientali.

##### **1.4.1 L'impatto sulla domanda**

È ovviamente difficile ipotizzare come possano cambiare i consumi energetici all'uscita della crisi. Gli insegnamenti del passato sono solo parzialmente utilizzabili: in alcuni casi la convinzione che la domanda e i prezzi del petrolio potessero riprendere la loro corsa alla fine della recessione si è rivelata errata, in quanto la ripresa è stata in realtà più lenta del previsto e gli investimenti basati su tali proiezioni hanno avuto esiti non soddisfacenti.

Una valutazione precisa dei consumi energetici nei mesi a cavallo fra il 2008 e il 2009 è ovviamente ancora impossibile, tuttavia sono disponibili dati parziali che possono fornire una prima idea dell'ordine di grandezza dell'impatto della crisi sul sistema energetico globale.

L'edizione di maggio dell'*Oil Market Report* dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) stima una riduzione della domanda globale di petrolio del 2,5% nell'ultimo trimestre del 2008, seguita da un'ulteriore riduzione del 3,6% nel primo trimestre del 2009. La caduta della domanda risulta particolarmente accentuata nei paesi OCSE (-5% circa nei due periodi). La domanda globale è quindi prevista diminuire del 3% circa nell'intero 2009 (-0,3% del 2008).

Secondo il *Monthly Natural Gas Survey* (sempre dell'AIE) di aprile 2009, la riduzione dei consumi di gas naturale nei paesi OCSE nei primi quattro mesi del 2009 è pari al 5,2% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, con un picco del -8% nei paesi europei. Nel corso dell'ultimo inverno la domanda è letteralmente precipitata anche in Europa: dati preliminari parlano di una caduta del 15-20% dei consumi elettrici dell'industria, con conseguente crollo parallelo della domanda di gas per la termogenerazione. Il crollo della domanda è stato

particolarmente intenso dove maggiore è stata la caduta della produzione industriale: in Italia, Francia, Spagna, Regno Unito.

Il consumo di elettricità a livello globale è previsto ridursi anch'esso del 3,5% nel corso del 2009, per la prima volta dalla Seconda Guerra mondiale (i dati dei paesi OCSE relativi ai primi tre mesi del 2009 evidenziano una caduta della domanda elettrica su base annua del 4,9%, mentre una domanda debole è prevista anche nell'area non OCSE).

In una prospettiva di breve-medio periodo una prima ipotesi (Clò, 2009) è che l'impatto della crisi possa risultare più forte per le due fonti primarie previste in maggior crescita assoluta, principalmente come combustibili per elettrogenerazione: il gas naturale nei paesi OCSE e il carbone nei paesi non-OCSE, nei quali la domanda di elettricità è prevista aumentare a tassi annui particolarmente rilevanti. La crisi economica avrà infatti effetti significativi sugli investimenti in nuova capacità di generazione elettrica: alcune stime arrivano a ipotizzare per il 2009 riduzioni del 50% degli ordini di nuovi impianti su scala globale (AIE, 2009). Un impatto rilevante può verificarsi anche sulla competitività relativa delle diverse tecnologie. La riduzione dei prezzi dell'energia associata alla recessione favorisce a parità di altre condizioni le opzioni meno *capital-intensive*, cioè gas naturale e carbone, rispetto ad opzioni come il nucleare e le rinnovabili. Un fattore ulteriore potrebbe inoltre essere costituito dai tempi di costruzione degli impianti. I tempi lunghi sono favoriti dal basso costo del denaro, ma in realtà sfavoriti dalla ridotta disponibilità di credito.

Il quadro diviene inoltre più complicato se si introduce nella valutazione il ruolo delle politiche ambientali e del loro impatto sul prezzo dell'energia: l'implementazione di politiche ambiziose, finalizzate tanto a una *green recovery* quanto (nel lungo periodo) a favorire una *green economy*, con il conseguente trasferimento sui consumatori di segnali di prezzo significativi, potrebbe in effetti determinare un impatto di rilievo anche sui consumi di petrolio (dei paesi avanzati in particolare), fonte primaria pressoché insostituibile per gli usi di trasporto.

#### 1.4.2 L'impatto sugli investimenti

Un secondo impatto di rilievo della crisi riguarda gli investimenti in tecnologie energetiche (produzione, trasformazione, distribuzione). Anche in tal caso è importante l'effetto sul lungo-periodo. Gli investimenti sono influenzati dalla crisi economica per diverse ragioni:

- la minore necessità di nuova capacità produttiva causata dalla minore domanda;
- le difficoltà a ottenere credito e raccogliere capitali da parte degli operatori;
- la più bassa redditività degli investimenti causata dalla riduzione dei prezzi dell'energia.

I possibili effetti negativi sono diversi a seconda dell'orizzonte temporale. Nel breve periodo, la riduzione di investimenti in infrastrutture energetiche e nuova capacità è presumibilmente compensato dalla ridotta domanda, con un eventuale conseguente incremento di capacità produttiva di riserva. Nel medio periodo è possibile invece che la riduzione degli investimenti nel settore dell'offerta possa determinare scarsità di capacità produttiva, creando i presupposti per nuove impennate dei prezzi. Nel medio-lungo termine, una riduzione degli investimenti potrebbe risultare penalizzante per lo sviluppo delle nuove tecnologie energetiche a basso tenore di carbonio, necessario per la stabilizzazione del clima globale.

Anche gli investimenti in tecnologie energetiche lato domanda sono destinati a subire l'impatto della crisi economica e dei prezzi bassi dell'energia, che rendono economicamente meno attraenti le tecnologie per l'efficienza energetica. Si può ipotizzare che la crisi possa influire sul comportamento dei consumatori in tre modi: inducendo una riduzione della spesa in beni durevoli e dilazionando lo sviluppo di tecnologie energetiche più efficienti; riducendo sia le possibilità finanziarie che gli incentivi a investire su prodotti più efficienti; inducendo una riduzione nell'utilizzo dello stock di tecnologie esistenti.

Le prime indicazioni circa gli effetti della crisi finanziaria sugli investimenti nel settore energetico, elaborate dall'Agenzia Internazionale dell'Energia, indicano in effetti una riduzione di tutte le tipologie di investimenti energetici, ad iniziare dai progetti considerati più rischiosi per ragioni sia tecnologiche che economiche e geopolitiche. Su scala globale, i programmi di

investimento per il 2009 relativi ai settori *upstream* di petrolio e gas naturale risultano già ridotti del 21% rispetto al 2008 (equivalenti a circa \$100 miliardi di dollari). Anche il settore elettrico sarà fortemente influenzato dalla crisi: in particolare, un dato significativo è che le prime stime indicano che gli investimenti nel settore delle rinnovabili si stanno riducendo in misura proporzionalmente maggiore rispetto alle altre tipologie di generazione elettrica (fino al 40% in meno nel 2009 rispetto al 2008).

#### *1.4.3 L'impatto sulla questione ambientale e sull'accelerazione tecnologica*

L'impatto della crisi sulle emissioni di gas-serra dipenderà fondamentalmente dagli investimenti nelle diverse tipologie di tecnologie energetiche. Nel breve termine, la più ridotta crescita economica potrà determinare una flessione delle emissioni, una riduzione in termini assoluti nei paesi avanzati e una riduzione del tasso di crescita nei paesi emergenti. Stime preliminari indicano che le emissioni di CO<sub>2</sub> dell'Unione Europea si sarebbero ridotte nel 2008 del 6% circa con una riduzione simile attesa per il 2009.

Considerata la permanenza delle emissioni di gas-serra in atmosfera, la riduzione delle emissioni nel breve-termine può avere un beneficio ambientale diretto. D'altra parte, è anche possibile che la necessità di contrastare la crisi economica riduca la probabilità che nella 15. Conferenza delle Parti di Copenaghen si raggiungano accordi ambiziosi sulla riduzione delle emissioni, che non potranno comunque produrre effetti prima del 2012.

L'impatto della crisi sulla crescita delle emissioni potrebbe essere quindi positivo nel breve termine, ma negativo nel lungo termine soprattutto riducendo l'accelerazione tecnologica verso le tecnologie *low-carbon* che veniva favorita dagli altri corsi del prezzo dei fossili. La crisi potrebbe ritardare gli investimenti in tali tecnologie a causa della minore necessità di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo, e determinare un rischio di *lock-in* del sistema energetico su investimenti e tecnologie non compatibili con gli obiettivi di mitigazione di lungo periodo, ma economicamente più attraenti nel breve termine. Queste circostanze potrebbero in definitiva determinare nel medio-lungo termine emissioni più alte di quelle previste negli scenari pre-crisi, soprattutto se al termine della fase recessiva i consumi energetici dovessero riprendere a ritmi sostenuti, cancellando i benefici di breve termine.



## 2. CAMBIAMENTO CLIMATICO E POLITICHE DI INTERVENTO

La 15° Conferenza delle Parti (COP-15) che si terrà a Copenaghen nel dicembre 2009 nell'ambito della Convenzione delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC), tenterà di stabilire un passo importante nella lotta ai cambiamenti climatici. La base scientifica dei negoziati sarà ancora il quarto rapporto dell'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) pubblicato nel 2007, pur con tutti gli avanzamenti di conoscenze che nel frattempo gli esperti hanno maturato e che porteranno presto ad una nuova edizione del rapporto dell'IPCC.

Questi temi sono stati al centro del congresso *Climate Change: Global Risks, Challenges and Decisions*, tenutosi a Copenaghen il 10-12 marzo 2009 in cui è stata presentata una sintesi aggiornata sulle principali attività di ricerca sulla scienza del clima, sugli impatti sulla società e l'ambiente, e sugli strumenti e gli approcci disponibili per far fronte alla sfida climatica. I risultati sono stati condensati in alcuni messaggi chiave per essere trasferiti in modo diretto e comprensibile ai decisori politici e al grande pubblico.

### 2.1 Il trend climatico

Recenti osservazioni indicano che le emissioni di gas serra e molti parametri di attinenza climatica stanno variando in prossimità del limite superiore della gamma di proiezioni IPCC. Molti dei principali indicatori del clima si stanno già muovendo al di là dei modelli di variabilità naturale finora sperimentati.

Oltre alla concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera (Figura 2.1), tali indicatori comprendono la temperatura media superficiale globale (Figura 2.2), il livello del mare (Figura 2.3), la temperatura globale degli oceani, l'estensione del ghiaccio nel mare artico (Figura 2.4), l'acidificazione degli oceani, la frequenza e intensità degli eventi climatici estremi. In presenza di una mancata riduzione delle emissioni, molte di queste tendenze climatiche sono probabilmente destinate ad accelerare, portando a un crescente rischio di improvvisi o irreversibili cambiamenti climatici.

Recenti osservazioni indicano che le società e gli ecosistemi sono estremamente vulnerabili anche a variazioni modeste di alcuni parametri climatici e che gli ecosistemi e la biodiversità nei paesi più poveri sono esposti a rischi maggiori. Aumenti di temperatura significativamente superiori ai 2°C, potrebbero causare gravi disagi sociali e ambientali fin'oltre la fine del secolo. Al fine di ridurre il rischio, è necessario mettere in atto interventi rapidi ed efficaci per la mitigazione delle emissioni coordinati a livello mondiale e regionale.

Un'attenuazione degli obiettivi previsti per il 2020 farebbe crescere il rischio di ripercussioni gravi ivi compreso il raggiungimento di *tipping points*, punti di non ritorno e renderebbe più difficile e costoso il raggiungimento degli obiettivi al 2050. Le condizioni necessarie per mettere in atto una effettiva politica di mitigazione sono la definizione di un prezzo della CO<sub>2</sub> credibile sul lungo termine e l'adozione di politiche che promuovano l'efficienza energetica e le tecnologie a basse emissioni di carbonio.

Figura 2.1 - Concentrazione di CO<sub>2</sub> in atm (ppmv)

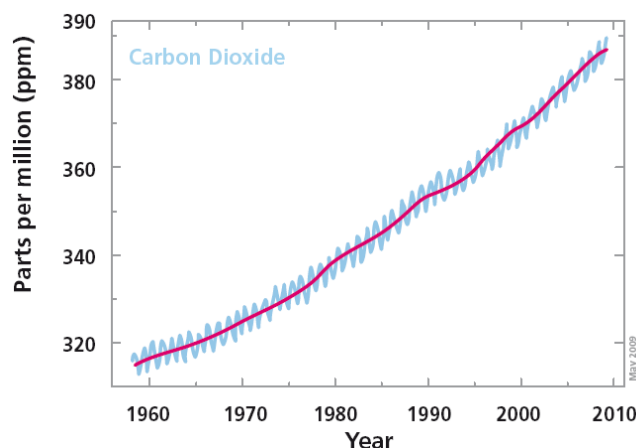




Figura 2.2 - Temperatura atmosferica (°C)

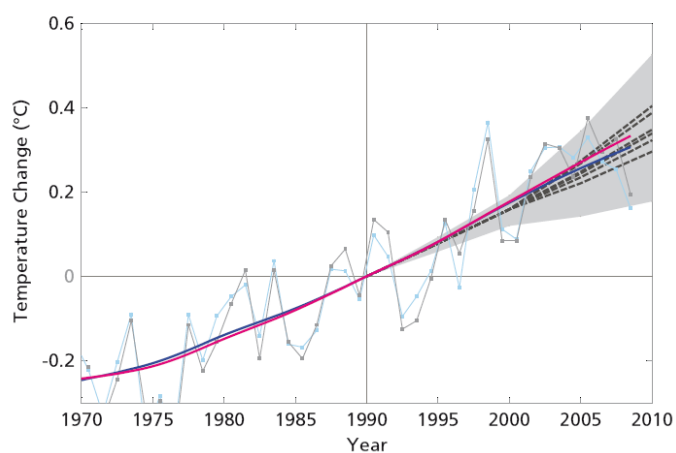


Figura 2.3 - Innalzamento del livello del mare

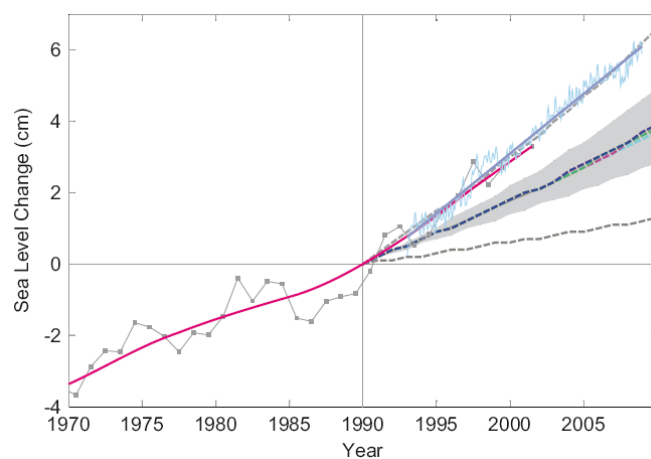


Figura 2.4 - Riduzione della calotta di ghiaccio in Groenlandia (1978-2008)

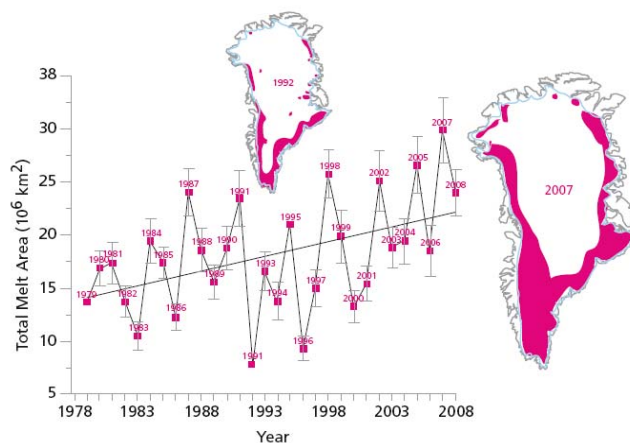
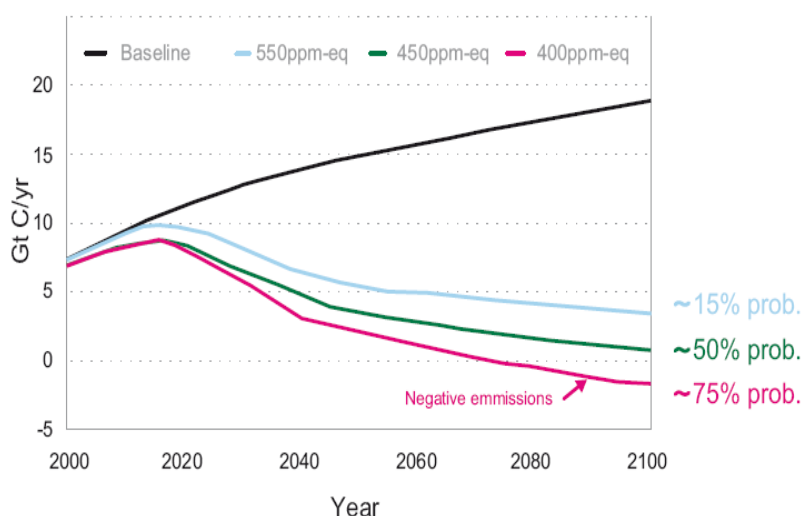


Figure 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 - Fonte: Climate Change, Copenhagen 10-12 marzo 2009

In figura 2.5 sono rappresentati i possibili scenari di riduzione delle emissioni di origine energetica dal 2000 al 2100 in funzione del raggiungimento della stabilizzazione dei gas serra in atmosfera. Le varie curve coincidono con diverse politiche energetiche (la linea nera rappresenta lo scenario tendenziale in assenza di interventi per contrastare il cambiamento climatico. Le altre curve indicano diversi livelli di probabilità di limitazione del riscaldamento globale a un massimo di 2° C.

Figura 2.5 - Scenari di riduzione delle emissioni energetiche dal 2000 al 2100 in funzione della stabilizzazione dei gas serra in atmosfera



Fonte: Climate Change, Copenhagen 10-12 marzo 2009

La figura 2.6 associa infine l'incremento di temperatura in atmosfera alle concentrazioni di CO<sub>2</sub> e di altri gas serra, nonché all'abbattimento di emissioni da conseguire per mantenere la temperatura nei limiti indicati.

Figura 2.6 - Emissioni di gas serra in atmosfera

| Temperature rise   | CO <sub>2</sub>   | CO <sub>2</sub> -eq.   | Year of peak emissions                     | % change in global emissions  |
|--|---|--|--|---|
| Global average temperature increase above pre-industrial at equilibrium, using "best estimate" climate sensitivity | CO <sub>2</sub> concentration at stabilisation (2005 = 379 ppm) | CO <sub>2</sub> -eq. concentration at stabilisation including GHGs and aerosols (2005 = 375 ppm) | Peaking year for CO <sub>2</sub> emissions | Change in CO <sub>2</sub> emissions in 2050 (percent of 2000 emissions) |
| °C   | ppm   | ppm  | year                                       | percent   |
| 2.0 - 2.4  | 350 - 400   | 445 - 490  | 2000 - 2015                                | -85 to -50  |
| 2.4 - 2.8  | 400 - 440   | 490 - 535  | 2000 - 2020                                | -60 to -30  |
| 2.8 - 3.2  | 440 - 485   | 535 - 590  | 2010 - 2030                                | -30 to +5   |
| 3.2 - 4.0  | 485 - 570   | 590 - 710  | 2020 - 2060                                | +10 to +60  |
| 4.0 - 4.9  | 570 - 660   | 710 - 855  | 2050 - 2080                                | +25 to +85  |
| 4.9 - 6.1  | 660 - 790   | 855 - 1130   | 2060 - 2090                                | +90 to +140   |

Fonte: Climate Change, Copenhagen 10-12 marzo 2009

## 2.2 La recente evoluzione del dibattito internazionale

Nel corso dell'ultimo anno i negoziati internazionali sul clima sono proseguiti in vista della 15<sup>a</sup> CoP di Copenhagen, da molti ritenuta decisiva anche in considerazione della mutata politica americana nei confronti della questione climatica.

Al vertice G8 2008 (Toyako, Giappone) i paesi industrializzati si sono impegnati in linea di principio a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 50% entro il 2050. Al vertice G8 2009 (L'Aquila, Italia) l'impegno alla riduzione delle emissioni da parte dei paesi del G8 è stato ribadito e rafforzato e i paesi emergenti, nella sessione allargata del vertice, hanno aderito al principio di limitare l'incremento medio di temperatura entro livelli dell'ordine dei 2°C senza

tuttavia specificare come conseguire tale risultato e senza assumere impegni precisi sulle modalità di riduzione delle emissioni.

Nel gennaio 2009, una Comunicazione della Commissione al Consiglio e al Parlamento Europeo, COM (2009)39 dal titolo "Verso un accordo complessivo sul clima a Copenhagen" ha gettato le basi per una proposta dell'Unione Europea per un accordo post-2012 per combattere il cambiamento climatico, evitare l'aumento delle temperature medie globali di oltre 2° C e per ridurre le emissioni globali del 50% entro il 2050. La proposta riconosce la necessità della partecipazione dei paesi sviluppati e di quelli in via di sviluppo. Essa prevede per i paesi sviluppati (tutti i paesi dell'area OCSE e UE) l'impegno a ridurre le emissioni entro il 2020 del 30% rispetto ai livelli 1990 proponendo parametri specifici per assicurare la comparabilità degli obiettivi nazionali. Per i paesi in via di sviluppo, con esclusione dei più poveri, la proposta prevede la limitazione delle emissioni collettive entro il 2020 a livelli ridotti del 15-30% rispetto al tendenziale. Tali paesi dovrebbero impegnarsi ad adottare entro il 2011 strategie di sviluppo a basso tenore di carbonio in tutti i settori ad alte emissioni. Tali strategie dovrebbero includere ad esempio una rapida diminuzione delle emissioni prodotte dalla deforestazione tropicale.

Stime economiche prevedono che fino al 2020 gli investimenti netti globali per la riduzione delle possano ammontare a circa 175 miliardi di euro l'anno di cui oltre la metà necessari in paesi in via di sviluppo. Fino al 2020 le azioni in questi paesi avranno costi sostanzialmente contenuti — o produrranno addirittura benefici economici e potrebbero essere finanziate con risorse interne. Il supporto finanziario internazionale per le azioni che superano le capacità nazionali dei paesi in via di sviluppo dovrebbe provenire da fondi pubblici e dai meccanismi internazionali di *Emission Trading*.

Nell'aprile 2009 il vertice G20 di Londra, la cui significatività è dovuta alla valenza rappresentativa globale (oltre i  $\frac{3}{4}$  del PIL, dei consumi energetici e delle emissioni mondiali), ha messo a fuoco il "nuovo" fattore costituito dalla crisi economica e il concetto di "*Green Recovery*" basato sull'idea che la riduzione di risorse prodotta dalla crisi non può riflettersi sugli sforzi per la tutela del clima. Il "*Green Recovery*" presuppone che la crisi possa non sottrarre ma al contrario liberare risorse sottoutilizzate da destinare alle politiche climatiche che quindi si pongono come motore di sviluppo rispetto all'intera economia, con una inedita connotazione anticiclica.

I 20 Paesi prendono atto che il carattere globale della crisi non permette la classica via d'uscita rappresentata da politiche monetarie espansive e conseguenti svalutazioni da parte di alcuni Paesi a danno di altri. D'altro canto, i maggiori costi derivanti dal cambiamento climatico sarebbero molto maggiori di quelli connessi a una crisi economica che, pur planetaria, ha carattere temporaneo rispetto a quella ambientale.

Le sette aree strategiche di intervento identificate dal G20 si suddividono in due gruppi, uno focalizzato sul breve termine, l'altro sul medio termine.

Nel primo rientrano azioni finalizzate a promuovere la domanda e a sostenere il reddito, tra cui: 1) miglioramento dell'efficienza energetica; 2) miglioramento delle infrastrutture in un'ottica *low-carbon*; 3) supporto ai mercati delle tecnologie pulite. Al medio-lungo termine sono invece finalizzate le misure per "fidelizzare" investitori ed imprenditori privati in settori destinati a divenire i pilastri di uno sviluppo ecocompatibile, attivando così nuovi mercati. Tra queste: 4) l'avvio di progetti pilota; 5) incentivi alla ricerca a livello internazionale; 6) incentivi agli investimenti in tecnologie *low-carbon*.

In accordo con quest'impostazione è stato anche il G8 dei Ministri dell'Ambiente di Siracusa nell'aprile 2009, che ha fatto proprio il più ambizioso scenario di mitigazione pubblicato dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (Energy Technology Perspectives 2008, Blue Scenario) in base al quale le emissioni potrebbero essere abbattute del 50% entro il 2050 con un contributo proveniente prevalentemente da quattro fattori: per oltre il 50% dall'efficienza energetica, per il 21% dalle fonti rinnovabili, per il 19% dalla tecnologia di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> e per il restante 6% dalla fonte nucleare. In realtà, alcune delle tecnologie previste in tale scenario (di cui si parlerà diffusamente più avanti) non sono ancora disponibili o devono subire sostanziali miglioramenti e riduzioni di costo (ad es. il nucleare di quarta generazione, l'idrogeno, i veicoli a celle a combustibile).

Il miglioramento dell'efficienza energetica costituisce quindi in certa misura non solo il fattore potenzialmente più rilevante ma anche quello più immediato e disponibile a costi contenuti allorché l'uscita dalla crisi comporterà una ripresa del trend di crescita della domanda di energia, in attesa che nuove tecnologie *low-carbon* rimpiazzino quelle attuali nel medio-lungo periodo.

I Paesi del G8 hanno riconosciuto la necessità di politiche mirate e coordinate per velocizzare la transizione tecnologica sostenendo la ricerca di base, la sperimentazione, la dimostrativa oltre che la penetrazione nel mercato delle tecnologie *low carbon*.

Ciò comporta anche la necessità di un riequilibrio delle risorse pubbliche destinate alla ricerca rispetto al settore privato (10-11 miliardi di dollari annui contro 40-60). A questo proposito è stato previsto un primo raddoppio entro il 2012 ed un ulteriore raddoppio entro il 2020. Si punta inoltre ad ammodernamenti su vasta scala in settori residenziali pubblici e privati (riscaldamento, climatizzazione) e nel settore dei trasporti. Il commercio dei diritti di emissione (*cap and trade*) è preso in considerazione come strumento per ridurre il fattore di incertezza legato alla diffusione di tecnologie pulite.

### **2.3 La nuova politica climatica ed energetica americana**

Una ulteriore novità del 2009 è costituita dalla nuova politica americana in aperta cesura rispetto alla precedente amministrazione. La nuova amministrazione attribuisce alle azioni di contrasto del cambiamento climatico connotati non soltanto ambientali ma di natura economica e di sicurezza nazionale tra cui la creazione di stimoli per la ripresa, la lotta alla disoccupazione e la riduzione della dipendenza energetica dall'estero.

Nel breve termine la strategia americana punta a restituire potere d'acquisto alle famiglie prevedendo un sussidio di 500 dollari annui (1000 per le coppie) per cinque anni finanziato con una tassa sugli extraprofitti delle imprese petrolifere ottenuti da incrementi del prezzo del petrolio; sussidio che nel medio-lungo termine andrebbe sostituito da una riduzione fiscale a carattere permanente.

Sul medio-lungo periodo la strategia è molto articolata e prevede i seguenti interventi:

- L'attuazione di un programma *cap and trade* per ridurre dell'80% le emissioni di gas serra entro il 2050 (questo obiettivo è stato oggetto di proposta nel recente G8 2009 dove però ha incontrato le resistenze dei paesi emergenti).
- La riduzione dei consumi petroliferi, in un orizzonte di 10 anni, di una quantità almeno pari alle attuali importazioni da Medio Oriente e Venezuela. Tale obiettivo prevede uno stanziamento di 150 miliardi di dollari da investire in dieci anni in sviluppo di energie rinnovabili in collaborazione col settore privato; la vendita entro il 2015 di almeno un milione di vetture ibride di produzione americana, con percorrenze di 150 miglia per gallone.
- La riduzione della dipendenza dall'estero attraverso l'introduzione del principio *use it or lose it* ("usa o perdi"), riferito alle concessioni di compagnie petrolifere per perforazioni che, per sostenere i prezzi dei prodotti petroliferi, non vengono sfruttate. Si punta inoltre a migliorare l'estrazione da giacimenti interni stimati in circa 85 miliardi di barili attraverso processi di *enhanced oil recovery* con sequestro geologico della CO<sub>2</sub> a sua volta inseribile nel programma di *cap and trade*. È infine previsto il finanziamento (da tempo programmato) del gasdotto diretto tra USA ed Alaska.
- La produzione di elettricità da fonti rinnovabili (solari, eoliche o geotermiche) dovrà essere pari al 10% della domanda elettrica entro il 2012, e pari al 25% entro il 2025. A tale scopo verrà prorogata per cinque anni la cosiddetta PTC (*Production Tax Credit*). Specifici incentivi saranno previsti e destinati, in particolare, alle imprese operanti nella fase della commercializzazione delle tecnologie abbinate alle fonti rinnovabili, in modo da accelerare l'ampliamento del mercato e le economie di scala endogene. In queste tecnologie sono compresi gli impianti per il sequestro e lo stoccaggio delle emissioni di CO<sub>2</sub>.
- Il miglioramento dell'efficienza energetica prevede di ridurre del 15% il fabbisogno tendenziale previsto al 2020, con una riduzione di 5 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub> entro il 2030. Una parte di questa riduzione proverrebbe dal progressivo irrigidimento dei tetti di emissione

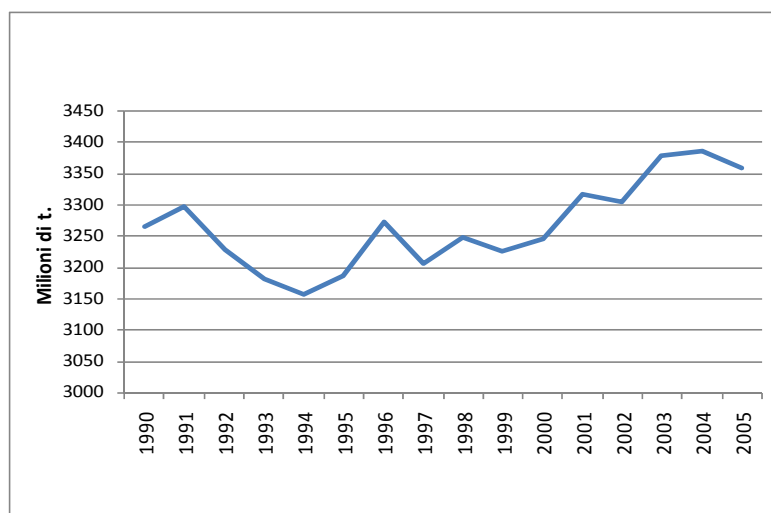
applicati alle utilities, in parte da norme più stringenti per l'efficienza energetica del settore residenziale, per ottenere entro il 2030 risparmi del 25% negli edifici esistenti e del 50% in quelli di nuova costruzione. In particolare, il processo di adeguamento verrà iniziato in modo intensivo a partire dagli edifici pubblici, risultanti tuttora tra i più inefficienti sotto il profilo energetico.

## 2.4 La posizione e la politica dell'Unione Europea

Secondo i dati dell'Convenzione quadro delle nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC), le emissioni aggregate di gas serra di natura antropogenica nell'area UE 15, escluse le quantità emesse o ritirate per usi del suolo e foreste (LULUCF), sono diminuite dell'1,5% dal 1990 al 2005 e circa la metà di tale riduzione si è verificata nell'anno 2005. Al lordo delle attività LULUCF, le emissioni sarebbero diminuite del 4%.

Stando alle proiezioni della Commissione Europea e alle indicazioni degli Stati Membri, la Comunità Europea potrebbe raggiungere gli obiettivi fissati dal protocollo di Kyoto (-8%) a condizione che gli Stati Membri attuino al più presto le politiche e misure già previste. La realizzazione della fase due del sistema di *Emission Trading* dovrebbe contribuire per il 3,4% nell'UE(15) e per il 2,6% nell'UE(25)<sup>1</sup>. Il condizionale è d'obbligo. Un ruolo cruciale è giocato infatti proprio dal settore energetico, le cui emissioni, sempre in base ai dati dell'UNFCCC relativi all'UE(15), mostrano un incremento di quasi il 3% nel periodo 1990-2005 (Figura 2.7).

Figura 2.7 – Unione Europea: emissioni energetiche di gas serra



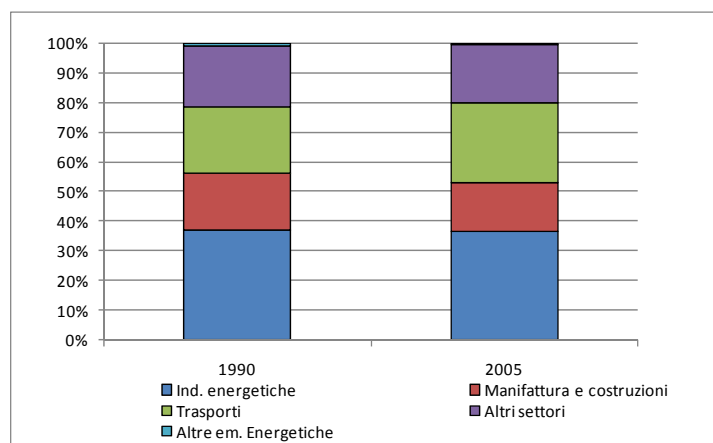
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati UNFCCC

È chiaro che a livello tendenziale il settore energetico ha delle difficoltà a ridurre le emissioni e che risulta necessario il contributo di altri settori. Inoltre, anche per quanto riguarda le emissioni dovute alla produzione e uso di energia, è evidente che alcuni settori contribuiscono più di altri all'aumento delle emissioni.

La ripartizione delle emissioni per settori di origine evidenzia un'evoluzione simile a quella già vista per altri paesi Annex I, ma più accentuata (Figura 2.8). Il peso delle industrie energetiche rimane stazionario, aumenta quello dei trasporti, mentre si riduce leggermente il settore residenziale e terziario e si contrae significativamente quello dell'industria manifatturiera e delle costruzioni. Dunque, le aree dove un grosso sforzo di riduzione resta da fare sono il settore dei trasporti ed il residenziale/terziario.

<sup>1</sup> Comunicazione della Commissione COM(2007)757: Progressi verso il conseguimento degli obiettivi di Kyoto (27/11/2007).

Figura 2.8 – Unione Europea: emissioni energetiche per settori d'origine



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati UNFCCC

Sulla via del perseguimento degli obiettivi di Kyoto, alcuni paesi dell'UE(15) risultano più virtuosi di altri: è il caso di Germania, Svezia e Regno Unito. Altri, come Danimarca, Italia e Spagna, potranno mantenere gli impegni solo a patto di mettere in atto politiche e misure supplementari e di ricorrere ai meccanismi di flessibilità di Kyoto (CDM e JI), con l'acquisto di certificati di riduzione delle emissioni da paesi Non-Annex I o dalle economie in transizione. In una certa misura, comunque, molti paesi dovranno far ricorso a tali meccanismi.

Se si considera l'insieme dei paesi UE(27), le emissioni totali di gas di serra, escluse le attività LULUCF, sono diminuite dell'11% rispetto all'anno base. Ciò è in gran parte dovuto alla crisi economica e al processo di ristrutturazione produttiva avvenuti nello scorso decennio nei Paesi dell'Est aggregatisi all'Unione negli ultimi anni. Dopo il 2000 le economie di questi paesi hanno ripreso a crescere vigorosamente invertendo la tendenza nelle emissioni. A partire dal 2008, tuttavia, la nuova crisi economica – stavolta globale – ha determinato una nuova inversione negativa del trend delle emissioni, dovuto essenzialmente alle forti e pressoché generalizzate contrazioni produttive: da qui al 2010-12, dunque, il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto per l'Europa potrebbe essere legato alla durata ed all'impatto della crisi attualmente in corso.

L'Unione Europea, con circa il 16% dei consumi energetici mondiali e una quota analoga di emissioni globali, non può realizzare da sola l'obiettivo del contenimento del riscaldamento globale a un massimo di 2 °C. In quest'ottica l'UE intende definire il più tempestivamente possibile un nuovo accordo quadro (se possibile comprendente tutti i paesi industrializzati e fra questi gli Stati Uniti) per ulteriori riduzioni delle emissioni. Questa è la condizione per poter fornire a tutti gli attori economici un quadro di riferimento politico sufficientemente chiaro e stabile per le necessarie decisioni su investimenti e comportamenti nei prossimi decenni.

Nell'ambito dei negoziati preliminari per definire un accordo post-Kyoto nel 2009 a Copenhagen, l'UE ha mantenuto la posizione che prevede una riduzione unilaterale delle proprie emissioni del 20% entro il 2020 rispetto al 1990, anche in assenza di un nuovo accordo internazionale. Ma se altri paesi industriali si uniranno allo sforzo, è disposta a diminuire le proprie emissioni fino al 30% entro il 2030 e di oltre il 50% entro il 2050. Tali posizioni sono state enunciate nei primi mesi del 2007 con due Comunicazioni: la COM (2007)1 dal titolo *Una politica energetica per l'Europa* e la COM (2007)2 dal titolo *Limitare il surriscaldamento dovuto ai cambiamenti climatici a +2 gradi Celsius*. Le due Comunicazioni si rivolgevano al Consiglio Europeo esortandolo a adottare un approccio integrato alle politiche energetiche e climatiche per l'Europa e un obiettivo di riduzione delle emissioni di gas clima-alteranti di almeno il 20% al 2020 (30% nell'ambito di un accordo internazionale).

Il Consiglio Europeo dell'8-9 marzo 2007 ha raccolto questa proposta (articolata con una serie di misure applicative) e chiesto alla Commissione la elaborazione e la presentazione di un pacchetto integrato di proposte e misure atte a facilitare il raggiungimento di questo obiettivo. Si trattava in particolare dell'obiettivo vincolante di produrre, entro il 2020, il 20% del consumo finale di energia da fonti rinnovabili (all'interno di questo anche l'obiettivo di produrre

il 10% di questo totale a partire da biocarburanti) e di ottenere, entro la stessa data, un obiettivo di risparmio energetico del 20%, essendo quest'ultimo obiettivo non vincolante a causa della carenza di indicatori sufficientemente precisi e condivisi per misurare i risparmi. Gli obiettivi vincolanti per i singoli paesi sono stati oggetto di serrati negoziati fra la Commissione e i 27 paesi dell'Unione.

Il 23 gennaio 2008 la Commissione Europea ha presentato al Parlamento e al Consiglio Europeo un pacchetto di misure di attuazione degli obiettivi in materia di cambiamenti climatici ed energie rinnovabili (il "pacchetto energia e clima"). Questo comprendeva:

- una serie di proposte di Direttive (sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili, sul perfezionamento ed estensione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione ETS sullo stoccaggio geologico della CO<sub>2</sub>;
- una Decisione che concerne lo schema di ripartizione tra i paesi di una possibile riduzione unilaterale delle emissioni da parte della UE, soprattutto per quanto riguarda le emissioni dei settori non coperti da ETS.

A metà dicembre 2008 un accordo è stato raggiunto fra Commissione Europea, Consiglio dei Ministri e Parlamento Europeo sulle tre proposte di Direttive e sulla decisione sopra menzionati, che sono diventati formalmente vincolanti con l'approvazione da parte del Consiglio Europeo, il 6 aprile 2009. Tra le proposte figuravano anche una Direttiva sulla riduzione dei gas-serra nel ciclo di vita dei combustibili e un Regolamento sulla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dalle auto. Questo pacchetto di misure è destinato a diventare l'asse portante della politica Europea per contrastare il cambiamento climatico anche qualora un nuovo accordo internazionale non venisse raggiunto. Nel caso invece un accordo per il post-2012 fosse effettivamente definito nel 2009-2010, gli strumenti messi in opera dal pacchetto (in particolare la ripartizione dello sforzo di riduzione nel settore non-ETS) necessiteranno una minima revisione per essere adattati ai nuovi target.

## **2.5 L'Emission Trading System dell'Unione Europea**

Nel frattempo fin dal 1° gennaio 2008 ha preso avvio la seconda fase dell'*Emission Trading System*, con nuovi piani nazionali di allocazione dei diritti di emissione e un irrigidimento sui tetti complessivi di emissione rispetto alla prima fase. L'irrigidimento si è reso necessario dopo l'eccessiva generosità nell'allocazione dei diritti di emissione da parte dei Governi a seguito delle pressioni delle lobby industriali sfociata in un'eccessiva tutela della competitività: ciò aveva condotto ad un epilogo deludente della prima fase, con diritti scambiati sul mercato a prezzi irrisori di pochi centesimi di euro essendo venuti meno in origine i presupposti della loro necessaria e fisiologica scarsità.

Il taglio alle allocazioni dei diritti di emissione operato dalla Commissione per la seconda fase, la cui conclusione è prevista per il 2012, dovrebbe permettere al sistema di risultare più efficace nello sviluppo dei suoi effetti benefici. Per quanto il sistema funzioni ancora in misura parziale (a causa di una serie di ritardi sia nella approvazione dei piani di allocazione che nella realizzazione e operatività dei registri delle emissioni) il meccanismo di formazione del prezzo è chiaramente operante. Il sistema copre attualmente circa il 40% delle emissioni dell'UE. Se a causa della recessione economica in atto i prezzi attuali dei permessi di emissione sono appena un terzo di quelli realizzati agli inizi del 2008, le aspettative sono per prezzi più elevati verso la fine della seconda fase e, in prospettiva, per il dopo 2012 grazie all'ingresso nel sistema del settore del trasporto aereo e di tutta l'industria *energy intensive* previsto dal menzionato "pacchetto energia clima". Le ulteriori modifiche previste al sistema ETS per la terza fase dovrebbero renderlo più efficace e permettergli di contribuire all'obiettivo di riduzione delle emissioni del 20% entro il 2020. Per quanto riguarda l'architettura generale dell'ETS post-Kyoto, la differenza fondamentale sarà costituita da un passaggio più o meno graduale della assegnazione dei diritti di emissione tramite un meccanismo d'asta, dunque a titolo oneroso invece che gratuito come nella Fase I. I governi nazionali venderanno pertanto alle industrie coperte dall'ETS i diritti di emissione e potranno destinare i proventi di questa vendita sia ad altre misure destinate a facilitare la riduzione delle emissioni (incentivi al risparmio energetico, o alle rinnovabili), sia a mitigare eventuali impatti distributivi in specifiche industrie o settori o per particolari categorie di consumatori.

## 2.6 L'Europa e la sicurezza energetica

In modo complementare agli obiettivi ambientali, l'altro aspetto cruciale con cui si confronta la politica energetica europea è il problema della sicurezza negli approvvigionamenti. Nel 2007 le importazioni europee di petrolio e di gas naturale sono state coperte rispettivamente per il 47,2% e per il 35,8% dalla sola Russia e dai paesi ex URSS. Per il petrolio, un'ulteriore quota del 21,3% proviene dai paesi del Medio Oriente e una del 13,8% dal Nord Africa. Per il gas, circa il 10% dalla sola Algeria.

Si comprende pertanto come si ponga una oggettiva questione di diversificazione delle fonti e della loro provenienza. La specifica dipendenza energetica dalla Russia è solo un aspetto di quello più generale della dipendenza energetica europea, che potrebbe salire oltre il 70% nei prossimi decenni in assenza di politiche di contrasto a questo trend.

La strategia di risposta dei paesi europei si muove in parallelo su diversi binari. Per quanto riguarda i rapporti bilaterali con la Russia, si va verso l'accettazione di una sempre maggiore integrazione dei mercati energetici delle due aree e il coinvolgimento di imprese russe (in termini di assetto proprietario) anche nelle attività downstream di distribuzione in Europa. Tuttavia a gennaio 2009 la crisi nelle forniture del gas transitante per l'Ucraina, per quanto in parte dovuta ad una disputa commerciale russo-ucraina, ha sollevato nuovi dubbi sulla solidità e affidabilità della partnership con la Russia e stimolato una revisione della strategia europea.

Su un piano più generale, l'Unione Europea punta sulla diversificazione dei fornitori e delle fonti energetiche; sul contenimento del fabbisogno; sul completamento del mercato interno; sulla integrazione e lo sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione; sullo sviluppo di nuove tecnologie. La politica di diversificazione dei fornitori, sia di petrolio che di gas, si rivolge alla sponda meridionale e orientale del Mediterraneo, oltre che alle ex repubbliche sovietiche intorno al Caspio. La strategia di diversificazione delle fonti è soprattutto centrata verso le rinnovabili e, in prospettiva, verso le cosiddette "tecnologie pulite del carbone" (principalmente la cattura e il confinamento geologico della CO<sub>2</sub>).

Per quanto concerne il carbone, esso costituisce al momento solo una prospettiva legata allo sviluppo di nuove tecnologie in grado di renderlo compatibile con la politica di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> anche sotto il profilo di una più efficiente conversione del carbone in energia termoelettrica. Naturalmente le politiche di efficienza quantificabili nell'obiettivo di riduzione della domanda di circa il 20% entro il 2020 attraverso interventi per accrescere l'efficienza di elettrodomestici, edifici, trasporti e impianti di produzione di energia favoriscono anche la sicurezza energetica. Vengono inoltre proposte norme di efficienza energetica più rigorose, sono incentivati i servizi energetici e presentati meccanismi specifici di finanziamento a favore di prodotti più efficienti sotto il profilo energetico, come gli acquisti delle Amministrazioni Pubbliche. Questa normativa è tuttora in fase di discussione al Parlamento e al Consiglio Europeo.

Il completamento del mercato interno è dichiaratamente finalizzato a stimolare la concorrenza nel settore energetico e ad abbassare i prezzi per i clienti (consumatori industriali o domestici). La Commissione Europea persegue la politica di liberalizzazione del settore elettrico e del gas tentando di sottrarre le reti di trasporto e distribuzione al controllo dei vecchi monopoli integrati, i cosiddetti "campioni nazionali". L'obiettivo è una vera rete europea, unica, i cui presupposti sono la creazione di un organismo unico a livello UE di regolamentazione della rete e la politica dell'*unbundling*, ossia la separazione più netta tra la produzione e la distribuzione di energia. Il Parlamento Europeo nella seduta del 21 Aprile 2009 ha approvato l'intero "terzo pacchetto legislativo sul mercato interno dell'energia", di cui fanno parte alcune altre misure necessarie al corretto funzionamento dei mercati dell'elettricità e del gas. Sono state approvate sia le nuove Direttive sia i nuovi Regolamenti sul mercato elettrico e su quello del gas, nonché istituita un'Agenzia Europea per la cooperazione fra Autorità nazionali di regolazione energetica (ACER), che si concentrerà su questioni che riguardano gli scambi fra paesi e le regole di accesso alle varie reti.





### 3. IL RUOLO DELLE TECNOLOGIE

Al termine della attuale crisi economica si attende una ripresa della domanda di energia e delle emissioni secondo andamenti temporali sostanzialmente omotetici rispetto a quelli riportati nelle proiezioni internazionali antecedenti alla crisi. La crisi produrrà quindi presumibilmente una traslazione verso il basso delle curve della domanda che dipenderà dall'entità e dalla durata della crisi stessa, traslazione destinata probabilmente a ridursi o annullarsi nel tempo. L'effetto della crisi sui prezzi dell'energia e delle tecnologie (sulla differenza tra prezzi e costi e sulla stabilità dei mercati energetici) dipenderà invece dalle correzioni che verranno apportate ai meccanismi economici dominanti. È quindi probabile che nel lungo termine i risultati delle proiezioni energetiche internazionali risultino sostanzialmente confermati.

Su questa base, la stabilizzazione della concentrazione di CO<sub>2</sub> in atmosfera a livelli compresi tra 450 e 550 ppm, compatibili con cambiamenti climatici sostenibili, sembra un obiettivo ancora tecnicamente – ma ormai *difficilmente* – ottenibile sotto **due stringenti condizioni**:

**a)** che siano immediatamente concordate e attuate a livello globale efficaci politiche per la riduzione delle emissioni del settore energetico;

**b)** che nei prossimi venti anni sia sviluppato e diffuso un ampio spettro di **tecnologie emergenti**<sup>2</sup> già considerate nelle attuali proiezioni energetiche e caratterizzate da ridotte emissioni di carbonio. Gli obiettivi di mitigazione richiedono la tempestiva diffusione dell'intero spettro di tali tecnologie in quanto ciascuna di esse può fornire un contributo significativo alla riduzione delle emissioni ma nessuna può avere singolarmente un impatto risolutivo.

Entrambe le condizioni comportano obiettivi ambiziosi: un accordo globale sul clima è il non facile obiettivo della 15<sup>a</sup> Conferenza delle Parti (Copenhagen, Dic. 2009) discusso nel capitolo precedente; la tempestiva penetrazione sul mercato delle tecnologie emergenti dipenderà invece dalle politiche energetiche e dalla capacità dell'industria di ridurre i costi di tali tecnologie, tendenzialmente più alti di quelli delle tecnologie attuali. La mancanza di una delle condizioni può compromettere il processo di mitigazione e/o determinare per esso costi non sostenibili.

Tale contesto delinea da un lato la necessità di pianificare strategie di adattamento ai cambiamenti climatici, dall'altro evidenzia il ruolo determinante delle tecnologie energetiche. Ciò non riguarda soltanto le tecnologie **emergenti** ma anche quelle tecnologie **alternative**, attualmente in fase iniziale di sviluppo e che ancora non compaiono nelle proiezioni energetiche (o rivestono ruoli limitati), ma che nell'arco di qualche decennio potrebbero indurre drastici cambiamenti nel sistema energetico - una rivoluzione analoga a quella che la telefonia mobile ha indotto in meno di 20 anni nelle telecomunicazioni, pur in assenza di politiche e incentivi, ma offrendo all'utenza un servizio innovativo e irrinunciabile.

#### **3.1 La tecnologia nelle politiche energetiche e nella cooperazione**

Le nuove tecnologie energetiche sono al centro di importanti iniziative dell'Unione Europea, dei paesi dell'OCSE, delle economie emergenti e della politica energetica della nuova amministrazione americana. Ad esse si guarda non soltanto per far fronte alla sfida climatica e alla sicurezza energetica ma anche come elemento in grado di contribuire al rilancio delle economie emergenti dalla crisi economica.

Nel perseguire i cosiddetti obiettivi 20/20/20, all'Europa va riconosciuto il primato di aver riportato la tecnologia al centro della politica energetica. Il SET (*Strategic Energy Technology*) Plan, adottato dal Consiglio d'Europa nel Marzo 2008, individua delle priorità tecnologiche, delinea un percorso di sviluppo e impegna l'industria e la cooperazione europea su primi programmi congiunti (*European Industrial Initiatives*, EII) che riguardano energia solare, eolico, sequestro della CO<sub>2</sub>, nucleare di IV generazione, bioenergia e reti intelligenti, e che si

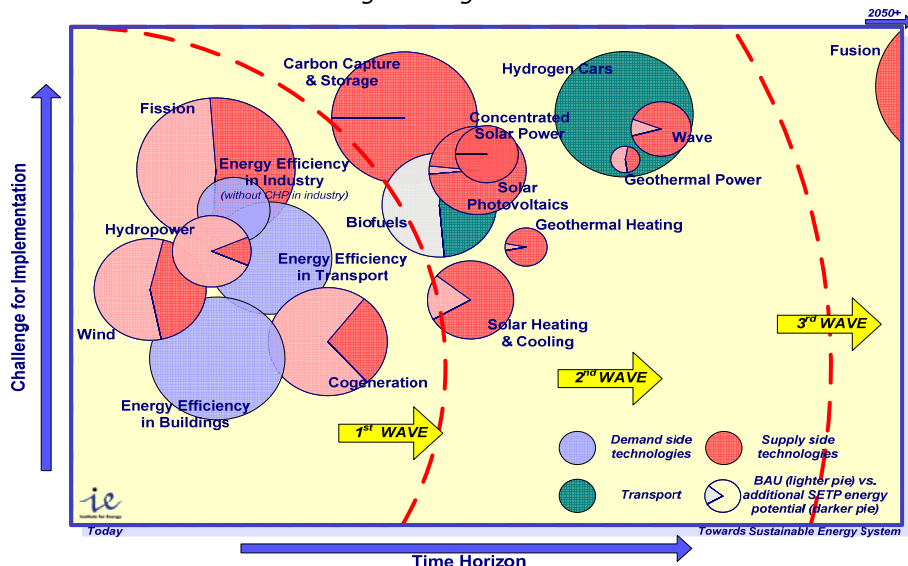
---

<sup>2</sup> Tecnologie per l'efficienza energetica (dispositivi di uso finale, veicoli più efficienti), tecnologie per il sequestro della CO<sub>2</sub>, tecnologie rinnovabili (eolico, solare a concentrazione, fotovoltaico, biomasse e biocombustibili), impianti nucleari di III generazione.

affiancano ad iniziative pre-esistenti quali la *Joint Technology Initiative* (JTI) su idrogeno e fuel cells e il programma sulla fusione termonucleare, con obiettivi di lunghissimo termine.

La Commissione Europea, nell'ambito del SET Plan, fornisce anche una valutazione semiquantitativa e una rappresentazione grafica (Figura 3.1) della difficoltà di sviluppo di tali tecnologie, dei tempi richiesti per il raggiungimento della loro maturità commerciale e del contributo che esse possono fornire secondo i criteri citati all'inizio (grandezza delle bolle, in Figura 3.1). Queste valutazioni sono in sostanziale accordo con quelle fornite dalle altre fonti fin qui citate.

Figura 3.1 – Il ruolo delle tecnologie energetiche secondo la Commissione Europea



Fonte: Commissione Europea

Alle EII, con prevalente valenza industriale, nel SET Plan fa eco sul piano della ricerca la European Energy Research Alliance (EERA), un'alleanza fra le maggiori organizzazioni nazionali di ricerca e cui l'ENEA ha fornito un contributo determinante nella fase istitutiva e nella fase di avviamento<sup>3</sup> in corso. EERA si propone di operare in settori analoghi a quelli delle EII ma su opzioni tecnologiche più lontane dalla commercializzazione, in cui il contributo della ricerca è più determinante così come maggiore risulta il potenziale di innovazione. Pur nelle difficoltà di start-up derivanti dalla complessità dei meccanismi europei, sia le EII che EERA sono destinate nei prossimi anni a condizionare direttamente e/o indirettamente gli investimenti privati e pubblici europei nel settore energetico.

L'iniziativa del SET Plan fa seguito ad una serie di *partnership* internazionali di cooperazione<sup>4</sup>, meno strutturate, non finanziate e più settoriali, istituite in anni recenti su iniziativa di paesi OCSE con la partecipazione delle economie emergenti. Con diverse vicende e fortune, tali iniziative hanno contribuito e contribuiscono, insieme alle numerose organizzazioni internazionali del settore energetico, a determinare gli odierni orientamenti. Va ricordato infine il forte impulso, in termini di investimenti e trascinamento, apportato recentemente dalla nuova politica energetica americana (ancora in fase di ratifica e *appropriation*) volta a recuperare la leadership politica, tecnologica e industriale nella lotta ai cambiamenti climatici.

<sup>3</sup> L'ENEA è tra i principali promotori e membri fondatori di EERA che si propone di integrare la ricerca europea in campo energetico passando da una cooperazione su *progetti*, che tradizionalmente caratterizza le attività dei Framework Programmes della Commissione, ad una collaborazione sui *programmi*. Mentre gli obiettivi delle European Industrial Initiatives guardano alla commercializzazione di tecnologie energetiche precompetitive, l'interesse di EERA si rivolge prevalentemente a tecnologie ancora lontane dal mercato. Ciononostante, EERA coinvolge anche il settore privato e le istituzioni attraverso Mirror Group a livello nazionale promossi da ENEA (Italia) e CEA (Francia).

<sup>4</sup> Gen IV International Forum (GIF, energia nucleare, Gen. 2000); Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF, giu. 2003); International Partnership on Hydrogen Economy (IPHE, Nov. 2003); Methane to Market International Partnership (Nov 2004); Global Bioenergy Partnership (GBEP, Set. 2006); Global Nuclear Energy Partnership (GNEP, Feb. 2006); Global Fuel Economy Initiative (2009); International Partnership on Energy Efficiency Cooperation (IPEEC, 2009).

### 3.2 Investimenti e opportunità di sviluppo nel settore delle tecnologie

In anni recenti, alcune tecnologie energetiche sono state oggetto di immotivata enfasi da parte di decisori politici e media, come ad esempio l'idrogeno negli anni 2003-2005 e i biocombustibili di prima generazione nel periodo 2005-2007. Analisi più ponderate hanno chiarito che nel breve termine non esistono scorciatoie per la questione energetica, che le tecnologie oggi dominanti continueranno per molti anni ad avere un ruolo centrale e, pur mature, possono offrire elevati margini di miglioramento in termini di efficienza ed emissioni (es: motori a combustione interna). È tuttavia altrettanto chiaro che nel medio termine esse dovranno essere sostituite da tecnologie a minor impatto ambientale, da sistemi con ridotte emissioni e da comportamenti consapevoli dei consumatori.

Ciò che si prefigura nei prossimi 2-3 decenni è probabilmente una **fase di transizione** verso assetti energetici globali di lungo termine più stabili e duraturi, pur caratterizzati da significative differenze regionali. Tali assetti possono essere oggetto di analisi di scenario (ipotesi), non di previsioni, e non necessariamente saranno caratterizzati dalle attuali tecnologie emergenti. Tuttavia gli investimenti, le opportunità di rilancio economico e culturale associati alla transizione sono considerevoli e non possono essere sottovalutati da nessun paese che voglia restare nel gruppo di testa delle economie mondiali.

Prima dell'avvento della crisi economica, nel periodo di picco dei prezzi petroliferi, delle materie prime e delle tecnologie energetiche (luglio 2008), l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA World Energy Outlook 2008) valutava gli investimenti tendenziali globali in infrastrutture energetiche nel periodo 2007-2030 nell'ordine di 26,000 miliardi di dollari<sup>5</sup> (valuta 2007) di cui il 50% in elettrogenazione e una parte importante nella produzione di petrolio e gas, con larga prevalenza di investimenti in paesi non-OCSE. In scenari di mitigazione delle emissioni il maggior costo delle tecnologie a basso tenore di carbonio accresceva gli investimenti richiesti di circa 4000-6000 miliardi, peraltro compensati da risparmi derivanti dall'uso di minori quantità di fonti fossili grazie a maggiore efficienza e uso di fonti non fossili. Tali stime risentivano naturalmente della forte crescita dei prezzi energetici tra il 2001 e il 2008 e dei picchi raggiunti nella prima metà del 2008. Analoghe valutazioni eseguite l'anno precedente (2007) fornivano investimenti tendenziali pari a oltre 21,000 miliardi (20% in meno delle stime 2008).

Su una prospettiva temporale più lunga (2050) e con minore sensibilità verso le vicende dei mercati energetici, altre analisi come *Energy Technology Perspectives* (IEA, 2008) valutavano gli investimenti richiesti per la mitigazione con obiettivo tra 450 e 550 ppm (circa 500 ppm) in 45,000 miliardi di dollari (valuta 2005) con impatto sul PIL globale annuo pari a 1,1%. Tale cifra comprendeva gli investimenti in tecnologie *low-carbon* di domanda e offerta e le politiche volte a favorire la diffusione di nuove tecnologie ancora non competitive. Anche in tal caso gli investimenti non rappresentavano costi netti aggiuntivi del sistema energetico ma erano parzialmente compensati, secondo il tasso di sconto adottato (3-10%), da risparmi in combustibili e tecnologie fossili.

Queste conclusioni sono confermate da analisi economiche più dettagliate e recenti applicate ai singoli settori tecnologici sia a livello globale che alla realtà di singoli paesi. Lo studio *Pathways to a Low-Carbon Economy* (McKinsey & Company, 2009) fornisce il potenziale di abbattimento delle emissioni e il relativo costo unitario di abbattimento per specifiche tecnologie ed interventi di mitigazione, nel settore energetico e non. In questo quadro, molti interventi nel settore energetico richiedono maggiore intensità di capitale rispetto ad interventi in altri settori (agricoltura, foreste). Lo studio tuttavia evidenzia come, su scala globale e con orizzonte temporale 2030, molti interventi di mitigazione nel settore energetico comportino costi di abbattimento negativi ad opera dei minori consumi energetici e quindi costituiscano opportunità di risparmio, profitto e anche remunerazione tempestiva degli investimenti. È chiaro che tali opportunità dipendono dalle realtà locali ed emergono da analisi specifiche per settori e paesi che McKinsey ha svolto ad esempio per Regno Unito e Italia.

Il quadro complessivo mostra che i risparmi conseguiti da interventi di mitigazione a costo negativo possono compensare in misura significativa le risorse richieste per quelli a costo

---

<sup>5</sup> A fronte di un Prodotto Interno Lordo (PIL) mondiale 2006 di circa 38,000 miliardi di dollari (valuta 2000), o di circa 57,000 miliardi, a parità di potere di acquisto.

positivo pur nella diversa collocazione temporale di investimenti, risparmi e remunerazione (tasso di sconto). Sempre in termini complessivi e sotto ipotesi favorevoli, l'analisi individua un costo globale di mitigazione tra 200 e 350 miliardi di dollari all'anno nell'orizzonte 2030 (meno dell'1% del PIL globale). Gli investimenti aggiuntivi per le misure di abbattimento, in graduale crescita, sarebbero pari a 530 miliardi di euro nel 2020 e a 810 miliardi nel 2030. Lo studio concorda anche sull'urgenza dell'azione di mitigazione: un ritardo di 10 anni rende impossibile il raggiungimento degli obiettivi.

Si tratta ovviamente di stime e ordini di grandezza che pur con differenti ipotesi e orizzonti temporali mostrano significative convergenze e concordano nell'individuare opportunità di remunerazione e profitto legate alla transizione tecnologica. Alcune discordanze emergono in relazione ai costi marginali di abbattimento<sup>6</sup> associati alle singole tecnologie che vanno dal valore massimo di 60 euro per tonnellata di CO<sub>2</sub> nello studio McKinsey a valori massimi compresi tra 50 e 200 dollari per tonnellata negli scenari dello studio IEA ETP 2008.

### **3.3 Potenzialità e limiti delle tecnologie emergenti**

Una rassegna sistematica delle potenzialità e dei limiti delle tecnologie energetiche esula dagli scopi di questa trattazione che si concentra sulle opzioni di maggiore interesse in quattro aree tecnologiche: **l'efficienza energetica, il sequestro della CO<sub>2</sub>, le fonti rinnovabili e l'energia nucleare**. Con riferimento ai più autorevoli studi internazionali, l'ordine di elencazione rappresenta una sorta di graduatoria di importanza delle varie aree tecnologiche (pur con notevoli differenze all'interno di ogni area) rispetto a tre parametri di rilievo che sono: **riduzione delle emissioni, sicurezza energetica e rilevanza commerciale e industriale** nel breve-medio termine. Una discussione a parte merita, per le sue implicazioni sociali, l'area della **generazione distribuita** in parte compresa all'interno delle fonti rinnovabili e collegata alle tecnologie di accumulo dell'energia e alle reti elettriche intelligenti (*smart grids*). La trattazione che segue fa riferimento agli studi già citati, in particolare IEA ETP 2008 integrando ove necessario con fonti più recenti.

#### **3.3.1 Efficienza Energetica**

L'efficienza energetica è senz'altro l'area più complessa da trattare non solo per la varietà di tecnologie che ad essa afferiscono ma anche per le sue implicazioni sociali, comportamentali (usi finali) e commerciali<sup>7</sup>. In tutte le analisi e gli orizzonti temporali da qui al 2050 l'efficienza energetica risulta essere la risorsa più importante non solo ai fini della riduzione delle emissioni ma anche per il contenimento della domanda di fossili e il miglioramento della sicurezza energetica. La sua primaria rilevanza commerciale e industriale deriva dal fatto che essa investe non solo il settore dell'offerta ma anche e prevalentemente il settore della domanda di tecnologie energetiche. Una parte considerevole degli investimenti discussi al paragrafo precedente sono riconducibili ad acquisti di beni durevoli di consumo quali veicoli e dispositivi di uso finale dell'energia con vita media più breve e tasso di sostituzione più elevato dei valori riscontrati per le tecnologie energetiche di offerta.

Si può distinguere tra efficienza nell'uso finale dei combustibili, efficienza negli usi finali di elettricità, efficienza nell'elettrogenazione, e *fuel switching*<sup>8</sup> negli usi finali. A queste quattro categorie è associato oltre il **50%** (rispettivamente il 24%, 12%, 7% e 11%) della riduzione complessiva di emissioni conseguibile nel settore energetico a livello globale (ETP 2008). Si distingue naturalmente anche tra efficienza energetica nel settore residenziale e dei servizi, nell'industria, nei trasporti e nell'elettrogenazione.

Tra le tecnologie più interessanti per potenziale e costo (negativo) di abbattimento, bassa intensità di capitale e quindi ritorno tempestivo degli investimenti, si collocano molte delle

---

<sup>6</sup> Un parametro importante che consente di confrontare prezzi petroliferi e costi ed incentivi per l'abbattimento delle emissioni: un aumento di 10 \$/bbl del prezzo del petrolio equivale ad un incentivo all'abbattimento di 25\$/tCO<sub>2</sub>.

<sup>7</sup> La scelta delle tecnologie nel settore della domanda sono guidate oltre che da fattori tecnico-economici, da aspetti legati a informazione, educazione, moda, servizi offerti. Inoltre, anche un dispositivo efficiente può esser utilizzato in modo energeticamente dispendioso.

<sup>8</sup> Al passaggio da combustibili solidi a combustibili gassosi (*fuel switching*) si associa in generale una riduzione delle emissioni e un miglioramento dell'efficienza dei dispositivi di produzione e uso finale dell'energia.

tecnologie di uso finale che consentono risparmi nei consumi elettrici nei **settori residenziale, commerciale e dei servizi** come ad esempio le nuove tecnologie per l'illuminazione, l'elettronica e i dispositivi domestici a basso consumo, il condizionamento efficiente, con costi di abbattimento compresi tra -60 e -90 €/tCO<sub>2</sub>. Costi negativi e significativo potenziale di abbattimento anche per l'isolamento termico (mediante retrofitting) degli edifici, che tuttavia richiede maggiori investimenti e tempi di ritorno più lunghi dipendenti anche dalle condizioni climatiche locali. In generale, si stima (ETP 2008) che l'efficienza nel settore residenziale e nei servizi possa contribuire per una quota di circa il **16%** agli obiettivi globali di mitigazione.

Meno attraenti in termini di potenziale di abbattimento e di rapporto costo/benefici sono gli interventi di efficienza energetica nei **settori industriali**. In molti paesi avanzati, settori industriali energivori quali quelli del cemento, acciaio, chimica e petrolchimica (circa il 75% percento dei consumi finali e delle emissioni industriali) hanno subito in anni recenti processi di miglioramento dell'efficienza per assicurarne la sopravvivenza economica nei mercati. Il potenziale di miglioramento residuo è quindi più contenuto (ancorché non trascurabile) e disponibile a costi relativamente elevati, pur con ovvie differenze regionali. È chiara la differenza tra industria energivora in cui l'efficienza è un fattore di competitività economica e altri settori industriali meno *energy-intensive* ove gli interventi sono più discrezionali e sensibili a meccanismi di incentivazione. Fa eccezione il basso costo di abbattimento (-60 €/tCO<sub>2</sub>) e di investimento per la sostituzione dei motori elettrici industriali con motori più efficienti, un intervento già ultimato in alcuni paesi europei (non in Italia). Complessivamente si valuta che l'efficienza nell'industria possa contribuire per il **10%** agli obiettivi di mitigazione.

Nel **settore dei trasporti** l'incremento dell'efficienza passa prevalentemente per due classi di tecnologie: l'incremento delle prestazioni dei motori a combustione (diesel e benzina), che presentano ancora insospettabili margini di miglioramento consentiti dall'elettronica e dal controllo della combustione, e la trazione ibrida o, per alcuni versi, il processo di progressiva ibridizzazione della trazione convenzionale. I motori a combustione, già considerati "maturi" negli anni 90, sono stati e continuano ad essere oggetto di incrementi di efficienza. Attualmente, innovazioni applicabili a motori diesel (*piezo injectors, heat recovery, homogeneous charge compression ignition*), a motori a benzina (*direct gasoline injection, homogeneous/stratified charge, variable valve actuation, variable compression ratio, controlled auto-ignition*) o ad entrambi (*downsizing, turbocharging, cylinder deactivation*) promettono nel complesso ulteriori riduzioni di consumi ed emissioni compresi tra il 18% e il 30%, con aggravio di costo per veicolo compreso tra alcune centinaia e qualche migliaio di euro. Sul fronte della trazione ibrida si riscontra un certo interesse per il trasporto urbano e un processo di ibridizzazione dei veicoli tradizionali con la comparsa di sistemi di recupero dell'energia in frenata, motori elettrici e batterie che caratterizzano i veicoli ibridi. L'immediato futuro potrebbe contemplare una convergenza tra tecnologie tradizionali ed ibride. Con riferimento ai veicoli ibridi, i costi marginali di abbattimento si collocano in territorio moderatamente negativo (-30 €/tCO<sub>2</sub>) ma penetrazione e offerta di mercato rimangono ancora limitati.

In generale il trasporto (in particolare quello su strada che assorbe la quasi totalità dei consumi energetici del settore e della domanda globale di petrolio) presenta potenziali di miglioramento dell'efficienza e di abbattimento delle emissioni significativi, pari quasi al **14%** degli obiettivi complessivi di mitigazione (18% considerando come *fuel switching* la penetrazione di veicoli elettrici). Oltre tale limite tuttavia la decarbonizzazione dei trasporti è affidata all'avvento di altre tecnologie quali veicoli elettrici, biocombustibili, idrogeno e celle a combustibile, il cui sviluppo presenta ancora notevoli incertezze. La transizione al veicolo elettrico richiede significativi miglioramenti delle batterie ma anche la soluzione del problema della capacità elettrica installata o, in alternativa, la diffusione di massa di sistemi di generazione distribuita. L'uso di biocombustibili è legato allo sviluppo delle tecnologie di seconda generazione. L'idrogeno rimane condizionato dall'alto costo (anche energetico) di produzione, dalle difficoltà della distribuzione e dai costi delle celle a combustibile. Per queste ragioni, una sostanziale decarbonizzazione dei trasporti rimane tra gli obiettivi tecnologici più ambiziosi nella lotta ai cambiamenti climatici e potrà comportare la necessità di cambiamenti comportamentali da parte dei consumatori.

Infine, **nell'elettro-generazione** si stima che *fuel switching* e miglioramento dell'efficienza (cicli combinati a gas, cicli ultracritici e impianti IGCC a carbone) possano contribuire per il **7%**

alla riduzione complessiva delle emissioni a costi di abbattimento negativi o positivi (secondo il tipo di intervento), pur con investimenti cospicui e tempi di ritorno lunghi, tipici del settore.

In generale, la distanza che ci separa dagli obiettivi di efficienza può essere quantificata ricordando che i risultati descritti richiedono, nell'arco temporale considerato, un tasso medio annuo di aumento dell'efficienza (in tutti i settori) pari a 1,7% mentre il tasso medio annuo nei paesi industriali in anni recenti è stato inferiore all'1%.

### 3.3.2 Sequestro della CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage, CCS)

Si tratta della tecnologia in grado di apportare il maggior contributo individuale agli obiettivi di mitigazione, pari al **19%** dell'abbattimento complessivamente richiesto (ETP 2008), di cui circa il 10% da applicazioni al settore elettrico e il 9% da applicazioni all'industria e alla trasformazione dei combustibili (*coal to liquids, coal to gas*). Il suo contributo alla sicurezza energetica e alla diversificazione è fondamentale in quanto il suo avvento commerciale consentirebbe lo sfruttamento delle abbondanti disponibilità di carbone con implicazioni ambientali ridotte, introducendo quindi maggiore flessibilità nel mercato dei fossili, in particolare nel mercato del gas naturale per elettro-generazione. La sua rilevanza industriale e commerciale è seconda solo a quella dell'efficienza poiché la CCS interessa tutto il settore elettrico che fa uso di carbone e gas, oltre ai settori industriali energivori, e può accrescere il costo di investimento di un impianto a carbone tra il 30% e il 60%.

Il processo si articola, come è noto, nelle tre fasi di **cattura** (prima o dopo la combustione), **trasporto** (tipicamente in gasdotti) e **deposito geologico** della CO<sub>2</sub> (in acquiferi salini profondi, giacimenti di petrolio e gas esauriti o in produzione con sistemi di *enhanced recovery*). Le tecnologie di cattura con più immediata vocazione commerciale sono basate su processi e solventi in uso nell'industria chimica (gassificazione del carbone, amine). Tuttavia l'applicazione in grande scala comporta costi elevati e richiede dimostrazione industriale. Analogamente, deve essere dimostrata la sicurezza dei depositi geologici di CO<sub>2</sub> anche se alcuni progetti dimostrativi industriali sono ormai in esercizio con successo da molti anni (e.g., Sleipner - Norvegia, dal 1996). Sono invece in fase di realizzazione, ma non ancora in esercizio, diversi progetti dimostrativi industriali di cattura della CO<sub>2</sub> in impianti di potenza. Si valuta che una tempestiva commercializzazione delle tecnologie CCS richiede la costruzione di circa 20 impianti dimostrativi entro il 2020. Di questi circa 10 sono previsti in Europa dove la CCS rappresenta una delle opzioni strategiche del SET Plan.

Le tecnologie CCS sono in grado di ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> negli impianti di generazione di circa l'85%, con un impatto negativo sull'efficienza compreso tra 8 e 10 punti percentuali. Il costo di investimento incrementale rispetto al costo di un impianto a carbone è dell'ordine di 700 €/kW. Il costo dell'abbattimento varia tra 60 e 90 €/tCO<sub>2</sub> in base alla tecnologia utilizzata e al sito di stoccaggio. Costi più alti si stimano per tecnologie CCS applicate ad impianti industriali. Di tali costi, circa 50-70 euro sono dovuti alla cattura, 3-7 al trasporto (100 km) e 5-13 allo stoccaggio e al monitoraggio del sito. Per confronto, la semplice separazione della CO<sub>2</sub> dai giacimenti di gas naturale con relativo deposito geologico in sito ha un costo sensibilmente più basso (15 €/t CO<sub>2</sub>). L'impatto della CCS sui costi di elettro-generazione viene attualmente stimati in circa 25-30 €/MWh (impianti a carbone). Il retrofitting degli impianti esistenti è più costoso della costruzione di nuovi impianti equipaggiati con CCS e applicabile solo ad impianti ad elevata efficienza. Una delle opzioni considerate, in attesa del completamento della fase dimostrativa, è la costruzione di nuovi impianti capture-ready, predisposti per una futura installazione di componenti CCS. Si stima che attraverso processi di technology learning, il costo delle attuali tecnologie CCS sia destinato a ridursi a livelli di 35-50 €/tCO<sub>2</sub> (2020) così come minore sarà l'impatto sui costi di generazione (10-20 €/MWh).

Stime prudenti indicano che gli acquiferi salini idonei sarebbero in grado di ospitare almeno 2000 miliardi di tCO<sub>2</sub>, pari a circa 80 anni di emissioni ai livelli correnti. Le maggiori barriere sono naturalmente costituite dai costi (non commerciali), dalla sicurezza e dagli aspetti regolatori e legali dei depositi geologici, e dalla accettazione sociale della tecnologia. Sul piano tecnologico, lo sviluppo di nuovi sistemi di separazione a membrana potrebbe determinare un abbattimento significativo dei costi della cattura. Sicurezza dei depositi e aspetti regolatori sono già oggetto di attente analisi. Meno attenzione viene dedicata per ora all'accettazione sociale.

### 3.3.3 Tecnologie per le fonti rinnovabili

Come l'efficienza energetica, l'articolazione delle tecnologie rinnovabili mal si presta a sintesi. Negli scenari globali (ETP 2008) il potenziale contributo delle rinnovabili è valutato complessivamente intorno al **20%** degli obiettivi di mitigazione, di cui 4,4% eolico, 5,2% solare (equamente ripartito tra fotovoltaico PV e solare termico a concentrazione CSP), 3,1% biomasse, 4,6% biocombustibili di seconda generazione, 2,1% idroelettrico e geotermico.

Queste valutazioni, come le precedenti, tengono conto del tasso di penetrazione, dei costi attuali delle tecnologie e delle proiezioni di costo basate sui dati storici delle curve di *technology learning*. Non tengono conto di punti singolari e gradini dello sviluppo tecnologico che, in alcuni settori, possono produrre forti accelerazioni. È la tesi, in parte condivisibile, di chi sostiene che nelle proiezioni internazionali il ruolo di alcune tecnologie (es.: PV, CSP) è sottostimato in quanto non si tiene conto di sviluppi - che la ricerca lascia intravedere - che potrebbero determinare in tempi brevi forti riduzioni di costo, incrementi delle prestazioni ed una più rapida penetrazione. Questa tesi non si applica a tutte le tecnologie alcune delle quali sono condizionate da limiti naturali (es. idroelettrico, eolico). È chiaro tuttavia che il potenziale complessivo delle fonti rinnovabili può essere superiore a quello emergente da analisi tecnologiche e quantitative sia ad opera dei suddetti sviluppi, sia ad opera di strategie di policy, tendenze sociali e di mercato. Queste potrebbero favorire ad esempio una larga diffusione della **generazione distribuita**, non solo quella elettrica ad alta tecnologia, ma anche la generazione di calore a bassa temperatura e la generazione di biogas per usi domestici (è il caso ad esempio dei paesi emergenti dove, secondo stime Ren 21, milioni di persone usano generatori di biogas). Sul piano della ricerca e dell'industria l'interesse si concentra sulle opzioni con maggior potenziale come PV, CSP, biocombustibili, eolico.

Il potenziale dell'**eolico**, tecnologia matura, competitiva, con crescita annua a due cifre, è ormai sufficientemente noto. La produzione annua nel 2007 rappresentava ancora una piccola frazione della produzione elettrica globale, ma l'obiettivo raggiungere nel lungo termine è una quota dell'ordine del 12-15%. La ricerca è ormai prevalentemente di tipo industriale, volta al miglioramento delle tecnologie, dei materiali (soprattutto *off-shore*), al contenimento dei costi (ridotti di circa 4 volte in circa 20 anni, ma recentemente in ascesa). Per livelli di penetrazione significativi, la variabilità della sorgente deve essere compensata da reti intelligenti e/o sistemi di *energy storage*. I costi di abbattimento si collocano tra 10 e i 20 €/tCO<sub>2</sub>.

I **biocombustibili** rappresentano un'area di grande potenzialità, ma anche di significativa incertezza. Le proiezioni indicano che nel lungo termine il 26% della domanda globale di combustibili da trasporto potrebbe essere soddisfatta da biocombustibili utilizzando il 4% delle terre arabili. In anni recenti, la grande enfasi sui biocombustibili di prima generazione (tipicamente bioetanolo da colture zuccherino-amidacee e biodiesel da piante oleaginose) si è presto esaurita nella seconda metà del 2007 con un crollo degli investimenti a livello mondiale determinato in parte dal forte rialzo dei prezzi agricoli e in parte dai problemi legati all'uso dei terreni agricoli e alla competizione con la produzione alimentare. Autorevoli organizzazioni internazionali (Fao) hanno espresso forti perplessità circa la sostenibilità di tali produzioni di biofuels anche sul piano della effettiva riduzione delle emissioni. L'attenzione si è quindi rapidamente spostata sui biocombustibili di seconda generazione: bioetanolo da processi di idrolisi e fermentazione di materiali ligneo-cellulosici (residui agro-industriali e forestali, coltivazioni dedicate *non-food*, rifiuti urbani) o biodiesel da processi Fischer-Tropsch (*biomass to liquid*, BTL) e colture microalgali per la produzione sia di bioetanolo che di biodiesel (queste ultime indicate come tecnologie di terza generazione). Tali soluzioni non sono in competizione con la produzione agricola alimentare anche se possono comportare occupazione di territorio. I processi di 2° e 3° generazione richiedono fasi di trattamento aggiuntive della materia prima (es. idrolisi dei materiali cellulosici) e costi più elevati. Essi tuttavia associano spesso alla produzione primaria altri prodotti (es: biopolimeri) e introducono la prospettiva di bioraffinerie. Mentre la ricerca affina i processi, diversi impianti dimostrativi sono già in esercizio o in fase di realizzazione con soglie di competitività con i prezzi petroliferi che si collocano tra 60 e 100 \$ per barile e costi di abbattimento nella fascia 10-20 €/tCO<sub>2</sub>. La crisi economica e il ribasso dei prezzi petroliferi hanno prodotto un rallentamento delle realizzazioni dimostrative industriali.

Nelle **tecnologie solari** risiede il maggiore potenziale di espansione della produzione energetica mondiale. Sotto ipotesi prudenti (dettate dalle dinamiche di sviluppo delle



tecnologie solari nei due decenni trascorsi e prescindendo da particolari accelerazioni del mercato) le proiezioni ETP indicano un potenziale di produzione pari all'11% della domanda elettrica globale ripartito equamente tra fotovoltaico e solare termico a concentrazione.

Il **solare termico a concentrazione** (CSP) è stato oggetto di una riscoperta nel decennio in corso ed è considerato oggi più competitivo del fotovoltaico per applicazioni in aree della *sunbelt region*. Esso si colloca in una fase di decollo industriale con alcuni grandi impianti dimostrativi in esercizio e molti altri in fase di realizzazione. Gli impianti CSP utilizzano specchi per concentrare la radiazione solare e per produrre calore ad alta temperatura per l'elettrogenazione o per altre applicazioni (dissalazione dell'acqua). Gli impianti tipo **Solar Tower**, dove la radiazione è concentrata da specchi concavi su una caldaia posta alla sommità di una torre, hanno fattori di concentrazione elevati (500-2000), temperature di esercizio fino a 1000°C e rendimenti del 16-17%. La taglia dell'impianto è limitata a potenze dell'ordine di 50 MWe dalla precisione e dal costo dei sistemi di puntamento nel caso di grande distanza tra specchi e torre. L'uso di sistemi di accumulo termico consente fattori di utilizzazione dell'ordine di 5000 h/anno. I costi di investimento sono nella fascia 3000-3500 €/kW e i costi di generazione compresi tra 80 e 130 €/MWh. Negli impianti tipo **Parabolic Trough** la radiazione è concentrata da specchi parabolici lineari su un tubo ricevitore posto sulla linea focale in cui fluisce il fluido termovettore (olio diatermico o sali fusi). Tali sistemi offrono fattori di concentrazione più bassi (200) e rendimenti del 12-16%. Rendimenti, prestazioni e costi dipendono in misura significativa dal fluido termo-vettore e dal sistema di accumulo termico. L'olio diatermico a 390 °C consente di produrre vapore a temperature modeste mentre i sali fusi (550°C) consentono di produrre vapore a 540°C per cicli termici con rendimento elevato ed efficienti sistemi di accumulo termico. La capacità ottimale dell'impianto in tal caso non è limitata da fattori tecnologici ma è favorita dalle economie di scala e permette impianti anche da qualche centinaio di MWe. I costi di investimento sono intorno ai 3500 e 4000 €/kWe e i costi di generazione intorno ai 120-130 €/MWh, con notevoli prospettive di riduzione. Gli impianti tipo **Solar Dish** concentrano la radiazione mediante uno specchio parabolico circolare di alcuni metri di diametro su un ricevitore posto nel punto focale ove fluisce un gas che aziona un motore Stirling. Essi forniscono fattori di concentrazione superiori a 2000 che permettono di ottenere alte temperature e rendimenti pari al 30%. La potenza (circa 25 kWe) è limitata dal diametro massimo del disco (circa 10 m). Si tratta di dispositivi adatti alla generazione distribuita. I costi sono piuttosto elevati (> 3500 €/kWe) ma offrono prospettive di riduzione per produzioni in grande serie.

Negli ultimi 10 anni, ENEA ha introdotto consistenti innovazioni nella filiera Parabolic Trough utilizzando sali fusi sia come fluido di accumulo termico che come fluido termovettore. Ciò consente l'accumulo ad alta temperatura con elevato salto termico e permette di raggiungere, a latitudini dell'Europa meridionale, fattori di utilizzazione del 55%<sup>9</sup>, non troppo lontani dai target della produzione di base (baseload), compensando di fatto la variabilità solare diurna. La tecnologia ENEA consente di ridurre del 50% il volume e il costo del sistema di accumulo e abbatta i costi di generazione del 20%. Il punto ottimale tra prestazioni e costo dell'accumulo si colloca intorno alle 10-12 ore ma accumuli di 7-8 ore già consentono di migliorare sensibilmente le prestazioni. L'esercizio a temperature di 550°C consente anche di minimizzare i costi dei componenti tradizionali dell'impianto con l'uso di normali componenti dei cicli a vapore a 540°C. Le alte temperature e l'uso di sali fusi hanno richiesto nuove tecnologie per il tubo ricevitore del calore ad alta temperatura e altre innovazioni impiantistiche. L'impianto dimostrativo industriale Archimede da 5 MWe, in corso di realizzazione nel sito Enel di Priolo (Sicilia) entrerà in funzione nel 2010 e prevede un costo *first-of-a-kind* di circa 8000 €/kW. Superata la fase dimostrativa, l'obiettivo è quello di raggiungere costi di generazione di circa 70 €/MWh. Ulteriori innovazioni sembrano possibili utilizzando sistemi di concentrazione della radiazione solare in parte mutuati dal fotovoltaico a concentrazione.

Nelle regioni desertiche del Nord Africa, installazioni CSP potrebbero fornire elettricità da esportazione verso il Sud Europa (a costi competitivi con altre fonti rinnovabili pur tenendo conto dei costi di trasmissione) e opportunità di utilizzo di territori altrimenti non utilizzabili. In questa ottica si collocano iniziative come Desertec e come il Mediterranean Solar Plan (iniziativa a guida franco-tedesca per la costruzione di 20 GW di tecnologie rinnovabili, di cui

---

<sup>9</sup> I fattori di utilizzazione senza accumulo sono del 25%. L'accumulo permette mediamente di raggiungere il 40%

oltre il 50% CSP, in paesi della sponda sud del Mediterraneo) che mirano a realizzare joint venture tra i paesi interessati nelle aree climaticamente più idonee. La necessità di radiazione solare diretta non permette installazioni competitive al di fuori della *sunbelt region*. La tecnologia italiana trova forti *competitors* nelle aziende tedesche e spagnole che pur in una più solida posizione di mercato trovano difficoltà a realizzare sistemi di accumulo e componenti ad alta temperatura. La tecnologia sviluppata da ENEA è commercializzata su licenza da imprese nazionali e trova applicazioni e interesse in paesi quali Libia, Egitto e Cina. Particolare rilievo assume l'interesse di Siemens che recentemente è entrata con una quota significativa nella realizzazione dell'impianto di Priolo.

Il **fotovoltaico (PV)** è oggi la tecnologia energetica in più rapida espansione. La produzione industriale globale nel 2008 ha raggiunto circa 7 GW con un incremento dell'85% sul 2007. Il mercato è dominato da installazioni domestico-residenziali connesse in rete, con un 10% di impianti *off-grids* in area remote. Occorre distinguere tra tecnologie correnti (**silicio cristallino** o *wafer-based crystalline silicon*, c-Si), tecnologie a **film sottile** (*thin-film*, di cui alcune in fase di penetrazione commerciale ed altre ancora in fase precommerciale), **fotovoltaico a concentrazione** (in fase dimostrativa), e **tecnologie innovative** quali il fotovoltaico organico.

Oltre l'85% della capacità installata si basa sulla tecnologia del **silicio cristallino** (c-Si). I costi di generazione attuali consentono, in regioni idonee, una marginale competitività con tecnologie per la produzione di picco in rete e per la produzione *off-grids*, non certo con tecnologie per la produzione di base (*baseload*). I costi di investimento variano tra 4000 e 7000€/KW secondo il tipo di installazione, la taglia dell'impianto, le condizioni locali di mercato, con valori tipici intorno a 5000 €/KW (in flessione). Gli analisti indicano un declino rapido dei costi a 2000-4000 €/KW entro il 2015. Stime più ottimistiche indicano addirittura riduzioni fino a 1000 €/KW entro tale data. Le proiezioni suggeriscono costi di generazione di lungo termine di circa 50 €/MWh nelle aree più idonee a condizione di aumentare opportunamente l'efficienza e la durata dei film sottili e sviluppare celle di nuova generazione ad alta efficienza e basso costo. Trattandosi di tecnologia ad alto costo di investimento, la vita media (attualmente 25 anni), l'efficienza, la stabilità e l'affidabilità delle celle fotovoltaiche sono ugualmente importanti ai fini della competitività economica. La riduzione dei costi ottenuta in anni recenti per il silicio cristallino è anche dovuta al risparmio di energia (circa 50%) e materiali conseguito in processi di produzione che non richiedono più lavorazioni in ambienti classificati, pur mantenendo elevati standard di qualità (efficienze di modulo tra 15% e 19% da confrontarsi con valori tra 12% e 14% per produzioni più commerciali).

Le tecnologie dei **film sottili** rappresentano attualmente il 13% del mercato con potenziale di crescita fino a 30% entro il 2012. Le tecnologie di riferimento - pur con diverso grado di maturazione commerciale - sono: il silicio amorfo/microcristallino e il silicio-germanio (TFa-Si, TF $\mu$ c-Si, TFa-SiGe) con efficienze di cella comprese tra 9% e 12% che si traducono in efficienze dei moduli commerciali tra 6,5 e 8,5%; i semiconduttori policristallini tellurio-cadmio (TFCdTe) con efficienza di cella tra 10% e 16,5% e i film sottili tipo Cu(In,Ga)(S,Se)<sub>2</sub> (TF-CIGSS) con efficienze di cella fino a 19,5%. A queste si aggiunge un numero elevato di altre varianti e soluzioni. A fronte di efficienze per il momento più basse, il film sottile offre riduzioni di costo associate al minor uso di materiali di pregio, a tecniche di produzione più idonee alla produzione di massa, a riduzione sensibili della temperatura nei processi di lavorazione, alla maggior tolleranza nei livelli di purezza. Di conseguenza, esso permette maggiore flessibilità e ritorni più rapidi degli investimenti.

Nei **sistemi a concentrazione** (CPV), si accresce l'efficienza e si riduce la superficie dei moduli usando sistemi ottici (lenti e specchi) per concentrare la radiazione solare e sistemi a inseguimento per migliorare l'esposizione alla radiazione. Maggiore efficienza ed esposizione compensano il maggior costo dei dispositivi. Il materiale attivo utilizzato varia secondo i dispositivi e il fattore di concentrazione (da 2X fino a 1000X). Tra le migliori efficienze ottenute si registrano valori del 27% con silicio cristallino con concentrazioni 92X, e valori superiori al 40% per celle multi-giunzione con concentrazioni tra 450X e 880X. I prodotti commerciali presenti sul mercato offrono efficienze tra 18% e 23%.

Le **tecnologie innovative** comprendono le celle organiche e approcci più avanzati con prestazioni, costi e prospettive ancora non quantificabili. Alcuni sviluppi lasciano intravedere

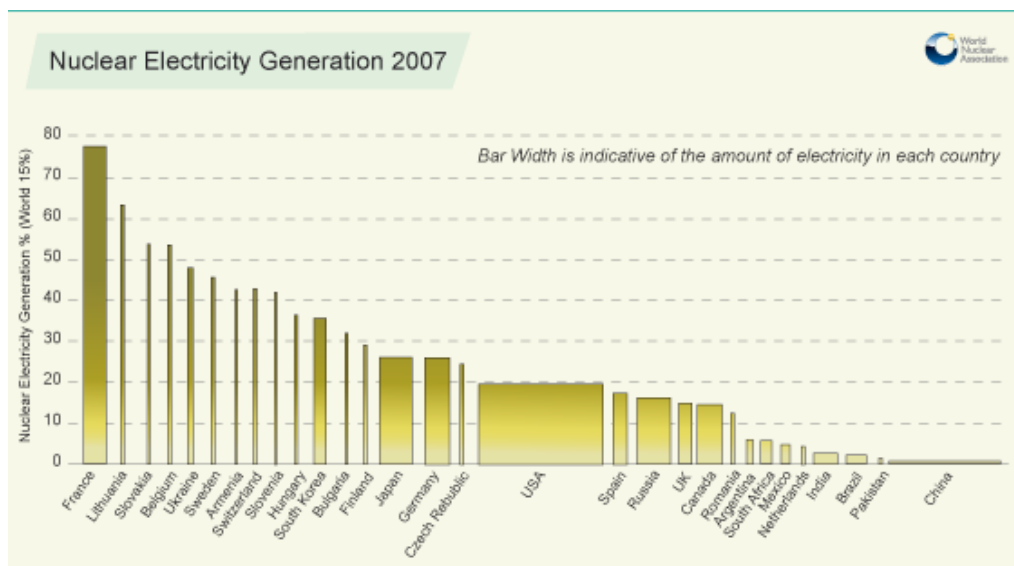
efficienze teoriche di cella dell'ordine del 50-60% e target operativi superiori al 25% conseguibili nel giro di pochi anni (2015). Nanotecnologie e nanomateriali hanno un ruolo determinante in tale settore.

La fase di rapida espansione commerciale del fotovoltaico nei paesi occidentali è trainata dalla sensibile riduzione dei costi ma anche da significativi incentivi con cui i vari governi hanno dato impulso al mercato nell'ambito dei programmi di riduzione delle emissioni. Gli incentivi hanno reso la remunerazione degli investimenti garantita per un congruo numero di anni e la tecnologia competitiva con opzioni più tradizionali. A questo fattore si è unito naturalmente l'alto corso del petrolio e del gas fino alla prima metà del 2008 e continua ad unirsi un certo effetto di familiarità che la tecnologia registra presso l'utenza per applicazioni di autoproduzione e generazione distribuita. La possibilità di autoprodurre l'energia di cui si necessita con una tecnologia che non espone a rischi e complicazioni gestionali è un aspetto che esula dalle valutazioni economiche ma non dalle logiche di mercato e potrebbe costituire quel servizio aggiuntivo che potrebbe indurre l'utenza ad accettare anche costi di generazione superiori a quelli di altre tecnologie. In alcuni paesi la risposta agli incentivi è stata talmente elevata che i meccanismi sono già rivisti al ribasso. In Italia, dove il meccanismo di incentivazione è particolarmente generoso, alcune analisi indicano, oltre ai vantaggi, anche aspetti non del tutto positivi: i benefici degli investitori ricadono come costi sui consumatori; l'effetto al rialzo sul costo medio di generazione, già tendenzialmente elevato; il pericolo che incentivi generosi inducano fenomeni di *lock-in* dei prezzi; l'assenza di un adeguato potenziale industriale nazionale, per cui l'esborso economico degli incentivi fluisce prevalentemente all'estero nell'importazione di moduli (la parte più remunerativa dell'investimento) lasciando nel paese soltanto i proventi dell'installazione. Si tratta naturalmente di aspetti non nuovi legati agli incentivi, che pure devono trovare adeguate riposte. Tuttavia il fotovoltaico, nelle versioni più avanzate ed innovative, costituisce una delle poche tecnologie energetiche in grado potenzialmente di fornire energia in quantità illimitata ed eventualmente a basso costo.

### 3.3.4 Nucleare

Gli impianti nucleari esistenti (circa 450 unità per 380 GW) sono costituiti prevalentemente da reattori di seconda generazione (Gen II) ad acqua leggera in pressione costruiti nel periodo 1970-90. Gli impianti costruiti più recentemente e quelli attualmente in costruzione (in Cina, India, Russia, Ucraina, Corea del Sud, Giappone, Finlandia, Francia) sono equipaggiati con reattori di terza generazione (Gen III o III+), evoluzioni dei reattori precedenti con soluzioni progettuali per la riduzione dei costi e dei tempi di costruzione, vita media più estesa e sistemi di sicurezza passiva (questi in misura più marcata nella filiera americana, meno in quella francese).

Figura 3.2 – Generazione elettrica da nucleare, Anno 2007



Fonte: World Nuclear Association

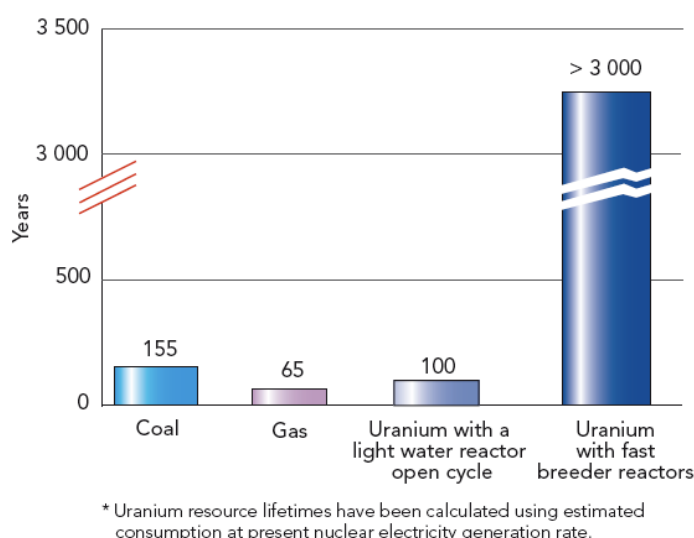
L'Europa rappresenta l'area continentale con la maggior concentrazione di impianti nucleari. Con un parco di 149 reattori, per circa 133 GWe, l'Unione Europea produce il 34% dell'energia elettrica da fonte nucleare. Caso a parte è rappresentato dall'Italia che non ha impianti nucleari in esercizio, ma importa energia elettrica (circa il 15%) prodotta sostanzialmente da fonte nucleare.

I reattori di quarta generazione sono ancora allo stadio concettuale. Proposti nel 2000 nell'ambito di un'iniziativa del Generation IV International Forum (GIF), ci si aspetta diventino industrialmente operativi all'orizzonte del 2030–2040, subentrando gradualmente alle attuali tecnologie. Con i reattori di quarta generazione sono stati posti gli obiettivi principali della "sostenibilità", ovvero massimo utilizzo del combustibile e minimizzazione dei rifiuti radioattivi, della economicità, intesa come basso costo del ciclo di vita dell'impianto e ridotto livello di rischio finanziario, della sicurezza e affidabilità, in particolare una bassa probabilità di danni gravi al nocciolo del reattore anche a seguito di gravi errori umani e basso rilascio di radioattività in caso incidentale, tale da non richiedere piani di emergenza e, infine, di "resistenza alla proliferazione e protezione fisica" contro attacchi terroristici. Parallelamente al programma internazionale Generation IV, sullo scacchiere mondiale sono operativi altri grandi programmi di sviluppo dell'energia nucleare, principalmente GNEP e INPRO, che possono essere strumenti molto utili nel percorso italiano di reingaggio della filiera nucleare, sia per l'acquisizione di nuove conoscenze, sia per il mantenimento di una rete internazionale di competenze e *know-how* di alto livello.

Come le fonti rinnovabili, il nucleare è esente da emissioni nella fase di esercizio e pur considerando l'intero ciclo di vita rimane un'opzione di grande interesse per la riduzione delle emissioni. Se utilizzato in luogo di un impianto a carbone a ciclo supercritico, un impianto nucleare da 1 GW permette di evitare l'emissione di oltre 6 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> all'anno e di altri inquinanti tipici dei fossili. Nell'ipotesi di costruzione di nuova capacità per circa 30 GW all'anno fino al 2050, le proiezioni internazionali (ETP 2008) indicano che il nucleare sarebbe in grado di contribuire per circa il 6% alla riduzione delle emissioni globali del settore energetico e per una quota compresa tra il 19% e il 23% (30% negli scenari più ottimistici) alla produzione di elettricità. Anche sul piano della sicurezza energetica e della diversificazione il nucleare costituisce una opzione importante.

Le riserve accertate di uranio sono sufficienti ad alimentare la domanda per almeno cento anni mentre si stima che siano disponibili risorse pari a circa tre volte l'entità delle riserve, senza contare l'opzione dei reattori autofertilizzanti (Figura 3.3).

Figura 3.3 - Stima delle riserve di uranio calcolata in base all'attuale tasso di generazione elettroneucleare



Fonte: Red Book, 2007 (NEA<sup>10</sup> and IAEA<sup>11</sup>)

<sup>10</sup> NEA, Nuclear Energy Agency

<sup>11</sup> IAEA, International Atomic Energy Agency

Sul piano economico, commerciale ed industriale, gli investimenti in energia nucleare sono percepiti come più rischiosi di quelli in impianti elettrici tradizionali (a carbone o gas) a causa dei rilevanti capitali richiesti, dei lunghi tempi di costruzione, dei problemi di accettazione sociale e delle alterne vicende del prezzo dei fossili. Prima della crisi economica, i prezzi raggiunti dai combustibili fossili non lasciavano dubbi sulla competitività del nucleare mentre il successivo crollo ha riaperto parzialmente la discussione. Tuttavia anche ai livelli attuali, e non solo in prospettiva, il nucleare risulta competitivo rispetto a gas e carbone considerando a carico di questi ultimi i costi aggiuntivi derivanti dal sequestro della CO<sub>2</sub>.

Una dettagliata analisi svolta nel 2007 dal *Department of Trade and Industry* del governo inglese e basata sul nuovo reattore francese EPR (Areva) suggeriva costi di investimento overnight tra 1700 e 3200 \$/kW (con valore centrale di 2500 \$/kW) e costo di generazione tra 62 e 88 \$/MWh (valore centrale 76\$/MWh) assumendo: tempo di costruzione 6 anni, fattore di utilizzazione 80%, vita media 40 anni, tasso di interesse 10%, e includendo i costi di trattamento delle scorie e di *decommissioning*. Le stime di costo overnight del reattore EPR in costruzione a Flamanville (Francia) erano di circa 2060 €/kW nel 2007 e sono salite a 2500€/kW nel 2008. Analoghe revisioni hanno interessato l'impianto EPR in costruzione in Finlandia che sconta notevoli ritardi esecutivi. Le stime di costo dei reattori GE-Hitachi e Westinghouse (AP1000 e IRIS) si collocavano nel 2008 intorno ai 3000\$/KW. Fonti recenti indicano valori anche superiori a 3500 \$/kW.

In realtà, valutazioni e stime dei costi di investimento e di generazione sono attualmente rese difficili dalle alterne vicende dei prezzi dei materiali e dei componenti. Prima della crisi economica, i prezzi elevati delle materie prime e una forte domanda di componenti da parte dei paesi emergenti spingeva al rialzo anche i prezzi delle tecnologie con dinamiche speculative tipiche della carenza di offerta. L'effetto della congiuntura mondiale potrebbe essere una inversione di tendenza con un rallentamento della domanda e un ritorno dei prezzi a valori più vicini ai costi. Bisogna anche considerare che a causa della complessità tecnologica, della elevata intensità di capitale e dei tempi di costruzione, il costo del nucleare dipende, più di altre tecnologie, dalla capacità organizzativa e industriale di un paese, dalle economie di scala e dalla stabilità economica.

Alcuni paesi dell'area OCSE stanno ora attuando piani di rilancio dell'energia nucleare per ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e diversificare la produzione nel settore elettrico. Incentivi economici e assicurativi, accordi di lungo termine di acquisto dell'energia con utenti privilegiati, procedure di *licensing* semplificate ed altre misure mirano a incoraggiare gli investimenti privati. La nuova capacità pianificata entro il 2020 è attualmente di circa 116 GW. Assumendo una riorganizzazione ed una espansione dell'industria nucleare mondiale si stima tuttavia che sarebbe possibile realizzare circa 55 GW all'anno. Gli impedimenti allo sviluppo dell'industria nucleare rimangono ancora la gestione delle scorie, i pericoli di proliferazione, l'entità degli investimenti unitari, l'accettazione sociale, le grandi economie di scala necessarie e la capacità organizzativa richiesta per la gestione della filiera. Sul piano sociale il nucleare tende a contribuire ad una struttura centralizzata del sistema energetico e si colloca apparentemente in antitesi ai sistemi di generazione distribuita e decentralizzata (es: fotovoltaico). In realtà non si tratta di opzioni antitetiche ma complementari.

### **3.4 Oltre le tecnologie emergenti**

Le tecnologie descritte nei paragrafi precedenti non rappresentano delle novità del settore energetico, con la sola eccezione del sequestro della CO<sub>2</sub>, erano già presenti nei testi di energetica degli anni 70 dove venivano indicate come tecnologie commerciali per la fine del secolo. A differenza di altri settori (informatica, elettronica, telecomunicazioni, medicina e biologia) il settore energetico non ha subito rivoluzioni tecnologiche negli ultimi decenni (ad esempio nessun sistema di conversione diretta si è affermato commercialmente tranne l'emergente fotovoltaico) ma un costante e sensibile miglioramento delle tecnologie esistenti.

In quasi ognuno dei settori tecnologici analizzati esistono tuttavia una o più opzioni avanzate (alcune citate nella trattazione precedente) che hanno attualmente un ruolo marginale o trascurabile nelle proiezioni energetiche ma che potrebbero potenzialmente avere un ruolo molto superiore a quello prefigurato inducendo vere e proprie rivoluzioni tecnologiche

(*technology breakthrough*). È il caso di citare un breve elenco tra cui il fotovoltaico ad alta efficienza, il solare termico a concentrazione ad alta temperatura, le membrane per la separazione della CO<sub>2</sub>, le microalghe per la produzione di biocombustibili, le tecnologie per lo sfruttamento dell'energia marina, le celle a combustibile a basso costo, i nuovi sistemi di conversione diretta per la produzione di idrogeno basati sulla fotolelettrolisi e sulla fotosintesi artificiale, i reattori nucleari autofertilizzanti, i materiali di nuova concezione, i sistemi di accumulo per la generazione distribuita e i nuovi dispositivi efficienti per gli usi finali (illuminazione oled, elettronica di potenza a basso consumo, sistemi di alimentazione per dispositivi portatili, tecnologie piezoelettriche, materiali, dispositivi e veicoli intelligenti). Per la loro natura quantitativa e tendenziale, le proiezioni energetiche mal si prestano a cogliere il potenziale di tecnologie per le quali non sono ancora disponibili traiettorie di sviluppo e proiezioni di costo. Tuttavia molte delle tecnologie citate si fondano su avanzamenti della ricerca di base che hanno già indotto rapidi cambiamenti in altri settori.

#### *Fotovoltaico a celle organiche*

Nel fotovoltaico, ad esempio, le celle organiche (ibride o puramente organiche), basate sull'uso di sostanze attive polimeriche o liquide di facile trattamento (stampaggi, coatings), offrono in prospettiva costi molto ridotti (< 500 €/kW) e capacità produttive 10-100 volte maggiori di quelle di altre tecnologie a "film sottile". La ricerca si concentra sul miglioramento delle efficienze e della stabilità attraverso una maggiore comprensione della fisica di base e la sintesi di nuovi materiali. Altri approcci tentano di sviluppare nuovi materiali attivi capaci di catturare una maggiore frazione dello spettro della radiazione solare sfruttando le caratteristiche dei nano-materiali o di modificare lo spettro della radiazione incidente al fine di facilitarne la cattura. Diversi gruppi di ricerca sono impegnati nello sviluppo di materiali con efficienze teoriche intorno al 50-60% e target operativi del 25% da conseguire nel giro di pochi anni (2015).

#### *Combustibili di terza generazione da microalghe*

Un ulteriore potenziale esempio di *technology breakthrough* è rappresentato dalla produzione di combustibili di terza generazione a partire da microalghe. Mentre la ricerca si concentra sulla selezione delle specie e l'ingegnerizzazione delle colture, la tecnologia già si presta a sperimentazioni industriali e progetti dimostrativi che vengono posti in essere diffusamente in molti paesi anche non particolarmente avanzati sul piano tecnologico. I bioreattori più avanzati già attualmente offrono produttività (100-200 t/ha) significativamente superiori alle colture tradizionali di biomassa per biocombustibili e maggiore flessibilità nella produzione. I lipidi e gli zuccheri contenuti nella biomassa algale possono infatti essere impiegati sia nella produzione di etanolo che di biodiesel, oltre che in quella di sottoprodotti, dando luogo al concetto di bioraffinerie, e a costi di produzione dell'ordine di 90-100 dollari a barile. Considerando che nei decenni passati, in assenza delle attuali conoscenze genetiche e biologiche, è stato possibile accrescere la produttività di alcune colture agricole tradizionali anche di 10 volte, non sembra particolarmente audace ipotizzare sviluppi in grado di abbassare sensibilmente la soglia di competitività economica. Le coltivazioni impegnerebbero tra l'altro aree marginali non destinate alla produzione agricola.

Tra le tecnologie finora citate non rientra la fusione nucleare che merita una trattazione a parte.

#### *La fusione nucleare*

Il potenziale - in termini di produzione energetica, di sicurezza, rispetto dell'ambiente e di disponibilità delle risorse - che viene associato alla fusione nucleare rende conto del grande interesse dimostrato a livello internazionale nei confronti di questa tecnologia, un interesse che oggi si concretizza nel programma internazionale ITER a cui partecipano sette grandi Paesi che rappresentano, insieme, più del 60% della popolazione mondiale (Cina, Corea, Europa, Giappone, India, Russia e Stati Uniti). Si tratta di una tecnologia il cui avvento costituisce un obiettivo ambizioso che la stessa Commissione Europea, storicamente e fortemente impegnata nello sviluppo della fusione, colloca al 2050 riconoscendone una elevata difficoltà in termini di realizzabilità tecnologica.

L'attuale esperimento di punta della fusione, ITER, segna un significativo passo in avanti nel processo di sviluppo di questa tecnologia in quanto produrrà una rilevante potenza di fusione (500 MW) e adotterà, dimostrandone la fattibilità, diverse tecnologie necessarie per il funzionamento di un impianto di potenza. La costruzione di ITER è stata avviata con la preparazione del sito europeo di Cadarache (Francia) e con il lancio delle gare per la costruzione dei principali componenti. Per rendere organico il rapporto tra l'Agenzia europea (F4E) preposta alla realizzazione dei componenti assegnati all'Europa e i paesi membri, si è istituita una rete di Industrial Liaison Officer con il compito promuovere la partecipazione delle imprese ed accrescere la capacità industriale per le tecnologie specifiche della fusione. L'industria italiana si è già attivata per la partecipazione alle gare, in particolare nei settori dei magneti superconduttori, della meccanica, dei componenti ad alto flusso termico, della manutenzione remota, delle alimentazioni elettriche e dei controlli. Diverse società di ingegneria hanno partecipato con successo a gare di fornitura di servizi di alto livello.

A valle del recente design review del progetto ITER, si è resa necessaria una revisione della valutazione dei costi dalla quale è risultato un sostanziale aumento sia per gli investimenti sia per il funzionamento dell'ITER International Organization. A fronte di ciò, l'Europa ha confermato il proprio impegno in ITER e sta elaborando una strategia che non comprometta il programma di accompagnamento europeo dal quale, in definitiva, dipende la capacità di far crescere un sistema in grado assicurare lo sviluppo di una fonte di energia così attrattiva. A questo scopo, è stato costituito un Panel internazionale di esperti che ha analizzato i possibili scenari futuri e valutato le facility attualmente in operazione e quelle proposte. Il Panel ha confermato la validità del programma proposto che è fortemente orientato allo sviluppo dell'energia da fusione.

La roadmap europea verso la realizzazione dell'energia da fusione prevede, oltre a ITER, la costruzione di una facility (IFMIF) per la qualificazione dei materiali tramite l'irraggiamento con neutroni di energia tipica della fusione. Sulla base dei risultati forniti dalla sperimentazione in ITER e dei test in IFMIF si potrà procedere alla costruzione del primo reattore dimostrativo, DEMO, in grado di immettere energia elettrica in rete. Si noti che, a questo fine, l'Euratom ha siglato un accordo bilaterale col Giappone, denominato Broader Approach, che rappresenta un importante elemento delle future attività europee e per il quale l'Italia ha offerto un contributo finanziario aggiuntivo.

La Commissione Europea ha recentemente rivisto l'impegno economico degli investimenti complessivi per il progetto. Ciò rende più problematico lo sviluppo della proposta italiana (attualmente all'esame della Commissione Europea per un eventuale cofinanziamento) avanzata da ENEA, CNR e INFN, per la realizzazione di una nuova facility denominata FAST, struttura sperimentale complementare ad ITER, di notevole importanza per le sue ricadute tecnologiche e industriali nel nostro Paese.

Recentemente, un'indagine conoscitiva promossa dal Senato della Repubblica (giugno 2009) ha confermato l'interesse del nostro Paese per la fusione e messo a fuoco le potenzialità ma anche le problematiche connesse alla tecnologia ITER; si esprimono perplessità e si forniscono raccomandazioni in merito al programma internazionale incentrato su ITER segnalando la necessità di periodiche approfondite valutazioni dell'avanzamento del progetto stesso.

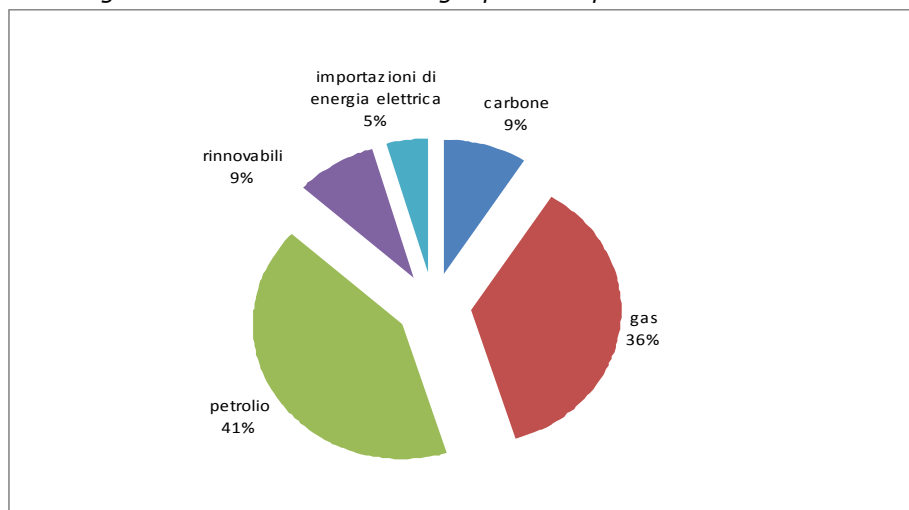
L'indagine esprime inoltre apprezzamento per l'iniziativa IFMIF - nonché preoccupazione per la mancata, sin qui, decisione di procedere al relativo finanziamento e costruzione - e si esprime favorevolmente riguardo alla possibilità di una prosecuzione del progetto Ignitor.

## 4 IL SISTEMA ENERGETICO ITALIANO TRA CRISI E CAMBIAMENTO TECNOLOGICO

### 4.1 Domanda e offerta di energia

Rispetto alla media dei 27 Paesi dell'Unione Europea, i consumi di energia primaria in Italia si caratterizzano per un maggiore ricorso a petrolio e gas, per una componente strutturale di importazioni di elettricità (circa il 5% dei consumi primari), per un ridotto contributo del carbone (pari al 9% dei consumi primari di energia) e per l'assenza di generazione elettronucleare (Figura 4.1).

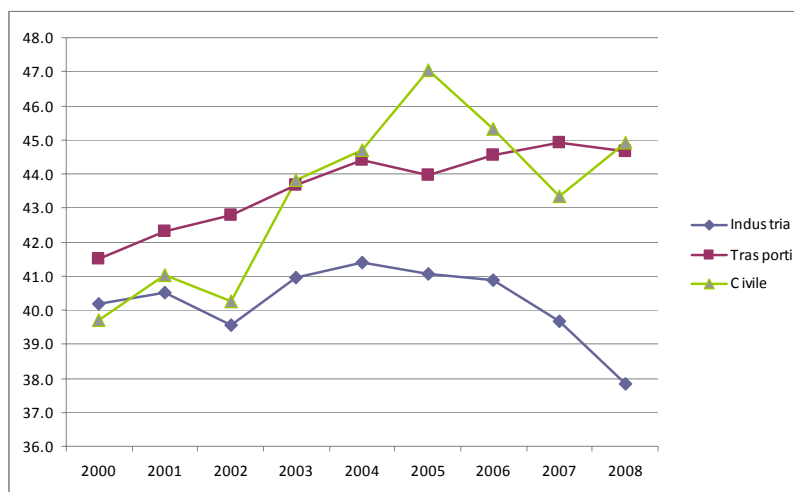
Figura 4.1 - Domanda di energia primaria per fonte. Anno 2008



Fonte: Elaborazioni su dati MSE

Vale inoltre la pena sottolineare che il 30% circa delle fonti primarie disponibili costituisce l'input del settore termoelettrico (in particolare il 40% del gas naturale disponibile è impiegato nella generazione elettrica). La domanda di energia primaria si attesta nel 2008 a 192 Mtep, subendo una flessione di circa un punto percentuale rispetto al 2007, per una generalizzata contrazione dei consumi di tutte le fonti fossili non compensata dall'accresciuto contributo delle fonti rinnovabili. Nel corso del 2008 si è registrato un incremento del contributo da fonte idroelettrica, eolica e solare; la quota di fonti energetiche rinnovabili sul totale dei consumi primari di energia è leggermente più elevata rispetto alla media dei Paesi OCSE soprattutto grazie al notevole apporto della fonte idroelettrica.

Figura 4.2 – Consumi finali di energia per settore (Mtep). Anni 2000-2008



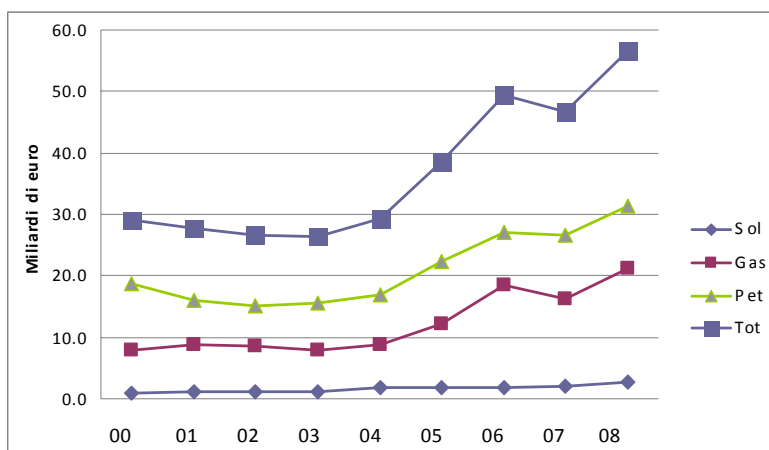
Fonte: Elaborazioni su dati MSE



L'andamento recente dei consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia (Figura 4.2) evidenzia:

- una stabilizzazione dei consumi del settore trasporti attorno ai 44 Mtep;
- il raggiungimento di un analogo livello di consumo nel settore Civile nonostante forti oscillazioni determinate essenzialmente da fattori climatici;
- la progressiva diminuzione dei consumi dell'industria.

Figura 4.3 – Italia. Fattura energetica (miliardi di Euro). Anni 2000-2008

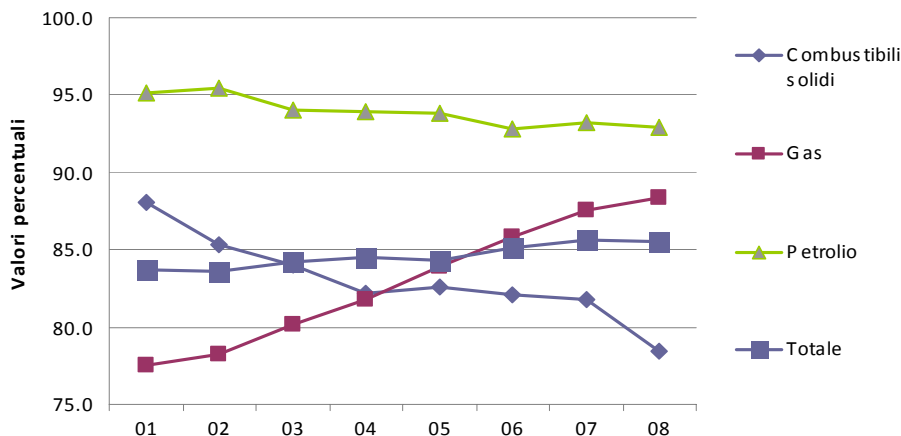


Fonte: Elaborazioni su dati MSE e UP

La fattura energetica complessiva (Figura 4.3) che aveva sfiorato nel 2007 i 47 miliardi di euro (3% del PIL) sale nel 2008 a quasi 57 miliardi di euro. Sull'incremento della fattura energetica ha influito l'incremento delle importazioni di gas naturale (sostenuto dall'andamento climatico meno favorevole rispetto all'anno precedente) e, soprattutto, il forte rincaro delle quotazioni delle fonti energetiche importate. La fattura petrolifera continua a coprire oltre il 55% della fattura energetica, nonostante il calo delle importazioni di greggio nel corso del 2008.

La dipendenza del sistema energetico nazionale dall'estero, di cui la fattura energetica evidenzia le conseguenze in termini economici, si è stabilizzata da alcuni anni all'85,6%, a fronte di un valore medio nell'Unione Europea prossimo al 56%. Il trend 2000-2008 mostra come vada crescendo la dipendenza dalle importazioni di gas naturale rispetto a quelle di petrolio (Figura 4.4), sintomo sia di un maggiore ricorso alle importazioni che del rapido declino della produzione nazionale di idrocarburi (in particolare di gas naturale).

Figura 4.4 – Italia. Dipendenza energetica (%). Anni 2000-2008



Fonte: Elaborazioni su dati MSE

#### 4.2 L'impatto della crisi economica sul sistema energetico italiano

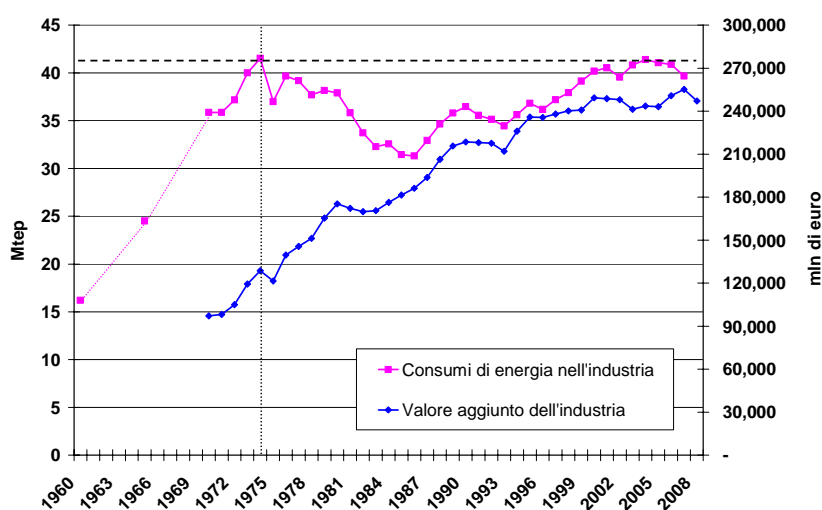
Il bilancio energetico italiano relativo all'intero 2008 mostra in primo luogo come la riduzione della domanda complessiva di energia (per il terzo anno consecutivo) sia stata fondamentalmente legata al rallentamento della crescita e poi alla crisi economica: la riduzione ha infatti seguito la progressiva caduta della produzione industriale, arrivata al -10,4% nell'ultimo trimestre dell'anno. Non a caso, dunque, la riduzione dei consumi energetici è stata significativa solo nel settore industriale (-4,7%), principalmente gas naturale (-9,1%) ed energia elettrica (-3,1%). La riduzione dei consumi è stata invece più contenuta nei trasporti, nei quali accanto alla riduzione significativa dei prodotti petroliferi vi è stata una forte crescita dei combustibili non tradizionali (gas naturale e biocombustibili). Hanno invece continuato a crescere gli usi civili, gas naturale in primis, guidato significativamente da fattori climatici.

Poiché il pieno dispiegamento della crisi finanziaria sull'economia si è manifestato a partire dalla seconda metà del 2008, risulta di particolare interesse concentrare l'attenzione su alcuni primi dati relativi agli ultimi mesi del 2008 e ai primi mesi del 2009:

- Secondo prime stime la domanda complessiva di energia in Italia è diminuita di poco meno del 5% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente, seguendo la riduzione del PIL (in diminuzione per il quarto trimestre consecutivo) e soprattutto il crollo della produzione industriale (-21% in termini tendenziali);
- dal punto di vista delle fonti primarie risulta particolarmente rimarchevole il crollo dei consumi di gas naturale, per un valore complessivo che nei soli primi quattro mesi dell'anno ha superato i 5 mld di metri cubi; la prospettiva dei 100 miliardi di metri cubi (rispetto ai circa 86 del 2008) risulta ora spostata in avanti fino al 2020;
- una parte significativa della riduzione dei consumi di gas è spiegata dalla caduta dei consumi elettrici, dopo la prima marginale riduzione avvenuta nel 2008: nel primo semestre del 2009 il valore cumulato della produzione netta (134,7 TWh) risulta in calo del 11,8% rispetto allo stesso periodo del 2008, con una richiesta di energia elettrica pari a 155,6 TWh (-8,2% rispetto al 2008);
- i consumi dei prodotti petroliferi sono diminuiti del 7,3% in termini tendenziali e del 4,2% in termini congiunturali. Rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente i consumi di benzina sono calati del 6,5% e quelli di gasolio auto del 5,7%.

Per provare a valutare i possibili effetti della crisi sul sistema energetico ed economico italiano in una prospettiva di medio periodo è utile guardare separatamente ai singoli settori di uso finale. Da questo punto di vista, si è già visto come l'impatto della crisi sia stato particolarmente significativo sull'industria.

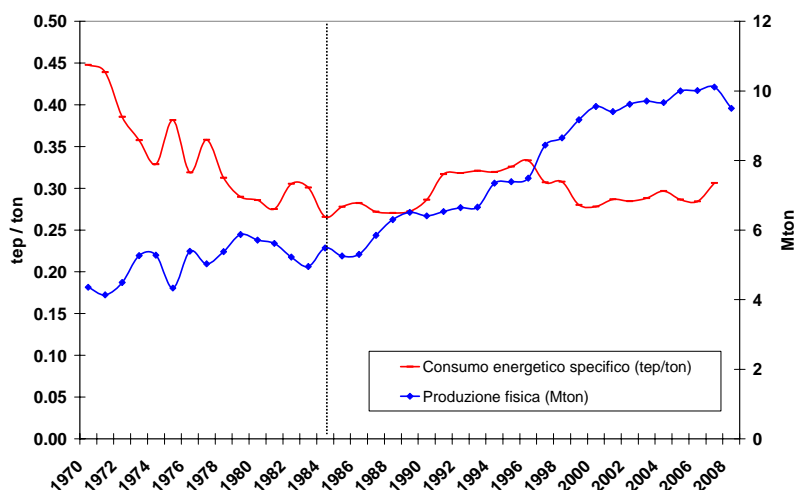
Figura 4.5 – Consumi di energia e valore aggiunto nell'industria italiana



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MSE

La figura 4.5 mostra l'impatto di lungo periodo che le crisi petrolifere hanno avuto sugli usi energetici del sistema industriale italiano: i consumi di energia, in fortissima crescita fino alla prima crisi petrolifera, una volta raggiunto il picco nel 1974 non sono in seguito più tornati a quei valori, nonostante la costante crescita del valore aggiunto. In particolare, risulta evidente la drastica "rottura" del trend di crescita dei consumi, seguito da una fase piuttosto lunga di loro contrazione anche in termini assoluti, fino alla seconda metà degli anni ottanta, non a caso contrassegnati dal ritorno dei prezzi dell'energia su valori molto più contenuti.

Figura 4.6 – Consumi energetico specifico e produzione fisica nell'industria della carta



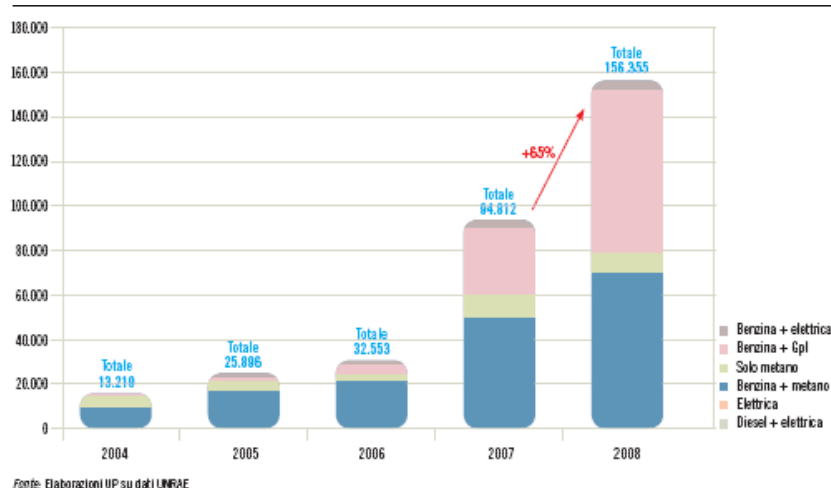
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MSE

La figura 4.6, relativa al singolo comparto dell'industria cartaria (ma caratteristiche simili si rilevano per altri comparti *energy-intensive*) aggiunge un elemento che aiuta a spiegare la dinamica sottostante al quadro settoriale: dietro alla riduzione dei consumi energetici vi è stata una ristrutturazione dell'industria italiana che ha comportato veri e propri incrementi di efficienza nell'uso delle risorse energetiche. Le figure 4.5 e 4.6 risultano dunque perfettamente concordanti anche quanto ad un'altra caratteristica che sembra distinguere l'evoluzione dell'industria italiana degli ultimi decenni: a seguito della profonda ristrutturazione seguita alle crisi petrolifere non vi sono stati progressi sostanziali sul fronte dell'efficienza dei processi industriali. Questi dati possono forse fornire qualche spunto utile, per valutare la questione della possibilità che la crisi attuale sia in grado di innescare una nuova fase di cambiamento strutturale dell'industria italiana, con particolare riguardo all'efficienza dei processi produttivi. Va sottolineato, ovviamente, che la crisi degli anni '70 associava, diversamente da oggi, stagnazione economica e forte crescita dei prezzi. Il parallelo con il passato sembra indicare che, una condizione imprescindibile perché si verifichino cambiamenti strutturali, sta nei segnali di prezzo che verranno dai mercati energetici, anche "sostenuti" dalle politiche energetiche ambientali.

L'altro settore nel quale l'attuale crisi sembra poter avere un effetto rilevante anche nel medio-lungo periodo è quello dei trasporti: ormai da parecchi anni la tendenza del mercato è al *downsizing*, al recupero del benzina sul diesel (segmenti bassi), alla riduzione delle cilindrata, all'utilizzo di carburanti alternativi (Metano, GPL, Ibridi). La nuova regolamentazione sulle emissioni di CO<sub>2</sub> obbliga inoltre i costruttori a ridurre le attuali emissioni medie: del 23% al 2015, del 39% al 2020. Insieme all'impennata dei prezzi dei combustibili nel 2008, l'insieme di questi fattori potrebbe aver influito in modo duraturo sulla scelta delle tecnologie. Nei primi mesi dell'anno sono progressivamente aumentate le immatricolazioni di vetture "ecologiche", che hanno raggiunto livelli significativi (17% del totale in aprile), in primo luogo grazie agli incentivi, ma probabilmente anche in questo caso in risposta ai segnali di prezzo dell'energia, cioè sulla scia della tendenza in atto dallo scorso anno, messa in moto dai picchi del prezzo del petrolio (Figura 4.7). La figura 4.8 mostra però come, a differenza di quanto avvenuto nell'industria, nel settore dei trasporti le crisi petrolifere abbiano avuto un impatto più che altro congiunturale, con riduzioni dei consumi in corrispondenza delle impennate del prezzo del petrolio, seguite dalla ripresa del trend crescente di lungo periodo a seguito del ritorno del

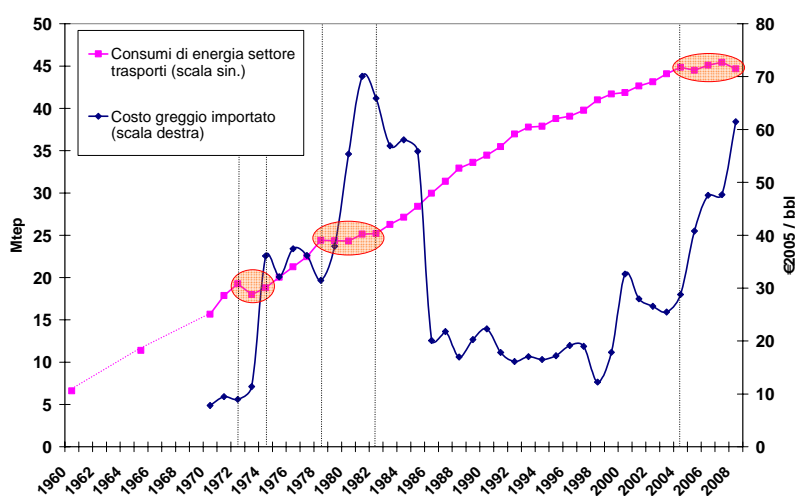
prezzo del petrolio su valori più contenuti. I dati 2005-2008 sembrano confermare questa elasticità dei consumi dei trasporti al prezzo. La questione che dunque si pone è se anche questa riduzione dei consumi risulterà congiunturale, oppure se l'insieme dei tre fattori richiamati poco sopra (prezzo del petrolio, regolamentazione ambientale e crisi finanziaria) non possa aver indotto dei cambiamenti comportamentali tali da determinare una rottura del trend di lungo periodo.

Figura 4.7 – Immatricolazioni di auto con alimentazioni alternative a benzina e diesel



Fonte: UP, relazione Annuale 2009

Figura 4.8 – Consumi di energia e costo del petrolio in Italia



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati MSE

### 4.3 Crisi e scenari di riduzione delle emissioni

Si è detto come le caratteristiche senza precedenti (almeno per il dopoguerra) della crisi economica e finanziaria possano incidere sui mercati dell'energia in modo non solo congiunturale. Anche gli scenari futuri che sono alla base di molte analisi del settore dovranno dunque essere via rivisti man mano che si comprenderanno meglio gli effetti strutturali della crisi sul sistema energetico, al di là dunque della semplice revisione al ribasso delle ipotesi di crescita economica relative agli anni di vera e propria recessione.

Il cambiamento dell'evoluzione tendenziale del sistema determinato dalla crisi può inoltre avere un impatto significativo anche sulle curve delle emissioni relative agli scenari di accelerazione tecnologica. La curva delle emissioni determinata dalle politiche potrebbe non corrispondere a una semplice traslazione verso il basso della curva tendenziale, a causa dei

possibili effetti negativi della crisi sugli investimenti nelle tecnologie *low-carbon*. A questo proposito vengono qui riportate prime valutazioni circa i possibili effetti della crisi sul sistema energetico italiano, in primo luogo guardando ai probabili effetti sull'evoluzione tendenziale, in secondo luogo cominciando ad indagare l'eventualità che la crisi possa produrre un impatto anche sulla tempistica e sulla stessa efficacia di una politica di accelerazione tecnologica.

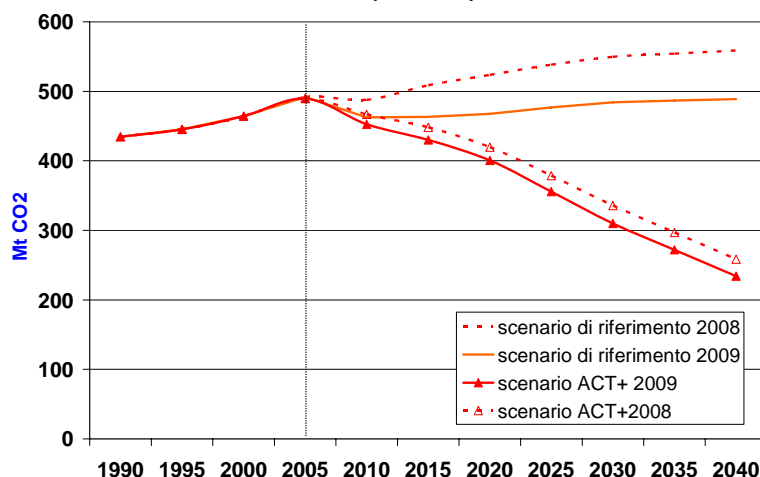
#### 4.3.1 Lo scenario tendenziale

Nelle analisi di scenario di medio-lungo periodo il rilievo dello scenario *di riferimento* sta soprattutto nel fatto che esso costituisce la traiettoria rispetto alla quale si confrontano gli scenari "di intervento". Lo scenario tendenziale ha inoltre molto rilievo nella definizione delle politiche, in quanto scenario "di riferimento" sulla base del quale queste sono calibrate.

Lo scenario utilizzato dall'ENEA come riferimento nel 2008 (pubblicato in *Analisi e Scenari 2007*) non scontava ancora la profonda revisione al ribasso di tutte le stime di crescita per gli anni 2008-2010. La figura 4.9 mostra in primo luogo il risultato dell'aggiornamento delle ipotesi di crescita economica alla luce della profonda recessione innescata dalla crisi finanziaria globale, senza precedenti nel dopoguerra. Lo scenario di riferimento include ora un'ipotesi di crescita economica media leggermente negativa per l'intero periodo 2008-2012, con una significativa riduzione del valore aggiunto industriale. Dopo il 2012, lo scenario di riferimento rivisto torna a utilizzare le ipotesi di crescita simili a quelle dello scenario precedente, con una crescita media annua dell'1,5% circa (si tratta di stime piuttosto conservative, coerenti con le tendenze settoriali degli ultimi due decenni, che adottano una "visione prudente", basata sulla considerazione che negli ultimi due decenni l'Italia è cresciuta sempre meno della media europea). Il principale elemento di rilievo dello scenario di riferimento aggiornato al 2009 riguarda l'impatto che la crisi economica può avere sulle emissioni del sistema energetico italiano. Come si vede dalla figura 4.22, il semplice aggiornamento della crescita economica per il periodo 2008-2012 determina un abbassamento dell'intera curva delle emissioni tendenziali di CO<sub>2</sub>.

Una possibile conseguenza di rilievo dell'abbassamento della curva delle emissioni tendenziali è però che all'orizzonte 2020 si riduce la distanza di queste rispetto agli obiettivi europei di riduzione, per un valore pari a poco più di 20 Mt di CO<sub>2</sub>: dalle 492 Mt del 2005, lo scenario di riferimento 2008 prevede per il 2020 una crescita del 6,5%, lo scenario aggiornato una riduzione di quasi il 5%, e il gap rispetto all'obiettivo si riduce ampiamente al di sotto delle 100 Mt di CO<sub>2</sub>. Se si considera che lo scenario del sistema energetico europeo considerato "auspicabile" dalla Commissione UE (lo scenario "NSAT-CDM corretto") prevede per gli stati membri un ampio ricorso ai crediti di emissione derivanti dall'uso dei meccanismi flessibili di Kyoto, che nel caso dell'Italia arrivano fino a un valore di 69 Mt di crediti da CDM, risulta chiaro come il nuovo quadro possa presentare il "rischio" di ridurre la pressione per un impegno nazionale verso un'accelerazione tecnologica.

Figura 4.9 - Emissioni di anidride carbonica nello scenario di riferimento 2008 e nella revisione 2009 (Mt CO<sub>2</sub>)

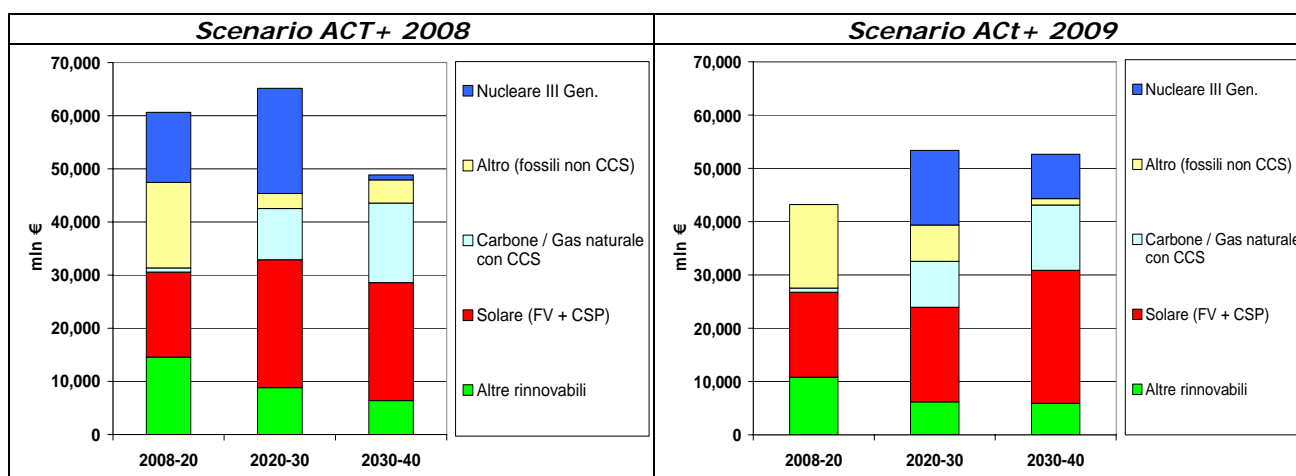


Fonte: Elaborazioni ENEA

#### 4.3.2 Lo scenario di accelerazione tecnologica

I risultati dell'analisi di scenario (si veda ancora la Figura 4.9) mostrano l'effetto "positivo" che la crisi può avere nel breve termine, inteso come abbassamento della curva delle emissioni, pari a circa 25 Mt di CO<sub>2</sub>. Non sembra invece trovare conferma l'ipotesi di un impatto negativo della crisi sulla possibilità di conseguire ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni nel lungo periodo. Non sembra cioè confermato il rischio che gli investimenti effettuati oggi, alla luce del modificato panorama energetico/economico, possano indurre un blocco (*lock-in*) del sistema su una traiettoria non compatibile con gli obiettivi di lungo periodo. Nel lungo periodo la curva delle emissioni resta infatti parallela a quella descritta dal sistema sotto le precedenti condizioni. Dal punto di vista dei possibili effetti negativi della crisi, sembra confermato il possibile impatto sugli investimenti nelle tecnologie *low-carbon*: la figura 4.10 mostra come la minore necessità di riduzione delle emissioni nel breve-medio periodo determini infatti minori investimenti in tecnologie *low-carbon*: la figura mostra come il semplice aggiornamento dello scenario di accelerazione tecnologica alle mutate condizioni economiche determini infatti una riduzione assoluta degli investimenti totali in generazione elettrica pari a circa 20 miliardi di euro. Dalla figura emerge inoltre come si modifichi anche il peso relativo delle diverse tecnologie, in quanto la penalizzazione riguarda in particolare gli investimenti nelle tecnologie evidentemente "marginali", il solare fotovoltaico e termodinamico e le meno competitive fra le altre rinnovabili. Una conferma indiretta di questo esito viene di nuovo dalla curva delle emissioni aggiornata (Figura 4.9), che mostra come la differenza fra le emissioni dello scenario ACT+ 2009 e le emissioni dello scenario di riferimento 2009 risulti più contenuta rispetto a quella dei corrispondenti scenari elaborati prima della crisi: l'aggiornamento delle condizioni economiche produce evidentemente una minore penetrazione delle tecnologie in grado di determinare questa differenza, cioè le tecnologie a bassa intensità di carbonio.

Figura 4.10 – Investimenti nel settore della generazione elettrica nello scenario ACT+ 2008 e nello scenario ACT+ 2009 (milioni di €)



Fonte: Elaborazioni ENEA

#### 4.4 Opportunità e costi della riduzione delle emissioni nell'analisi dell'ENEA

Le più recenti analisi di scenario effettuate dall'ufficio studi dell'ENEA<sup>12</sup> si sono focalizzate sulla valutazione, nel contesto del sistema energetico italiano, della *praticabilità* e dei *costi* di una politica di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> in grado di spostare la "traiettoria" del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente:

<sup>12</sup> L'ufficio Studi dell'Enea effettua da molti anni analisi e valutazioni sul sistema energetico nazionale mediante analisi di scenario basate su modelli formali appartenenti alla cosiddetta "famiglia MARKAL", contraddistinti tra le altre cose da una rappresentazione molto dettagliata delle tecnologie che caratterizzano il sistema energetico. La modellistica Markal è stata sviluppata nei primi anni ottanta nell'ambito del progetto *Energy Technology Systems Analysis Project* dell'*International Energy Agency* (IEA) ed è ormai utilizzata per la valutazione delle politiche energetiche e ambientali in più di 100 istituti di circa 60 Paesi diversi. Per una descrizione più dettagliata delle analisi qui presentate si rimanda al Rapporto Energia e Ambiente 2007-2008, in corso di pubblicazione.

- nel medio periodo (2020), con gli obiettivi della politica energetica europea ("pacchetto energia e clima");
- nel lungo periodo, con gli obiettivi di riduzione delle emissioni attualmente in discussione nella comunità internazionale, orientati al dimezzamento delle emissioni di gas serra entro il 2050 (obiettivo che implicherebbe una riduzione dell'80% per i paesi sviluppati, come emerso anche nel recente G8 de L'Aquila)

La stima di curve di costo marginale di abbattimento (vedi box) specifiche per il sistema energetico italiano ha inoltre permesso una valutazione delle principali opzioni di mitigazione disponibili in Italia. Le curve di costo marginale di abbattimento elaborate dall'ENEA mostrano costi e benefici per il sistema energetico italiano delle principali opzioni disponibili in Italia per il contenimento delle emissioni di gas-serra, quantificando di ogni opzione sia il peso relativo sia il costo addizionale. I risultati dell'analisi ENEA, concordi con quelli di altre autorevoli valutazioni dello stesso tipo condotte di recente conducono ad indicazioni significative che sembrano piuttosto robuste, e possono essere sintetizzate come segue:

- Lo spostamento della "traiettoria" del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente tanto con gli obiettivi di contenimento delle emissioni di medio periodo che con quelli di lungo periodo è **tecnicamente possibile**, ma per ottenere ciò devono essere prese in considerazione tutte le opzioni di abbattimento (si tratta di un obiettivo molto ambizioso).
- Il raggiungimento degli obiettivi del **2020** rappresenta una **sfida impegnativa** per il sistema energetico italiano, in quanto richiede probabilmente l'implementazione più o meno integrale di tutte le opzioni a disposizione (la crisi economica e finanziaria ha però probabilmente reso l'obiettivo meno stringente, si veda quanto detto nel paragrafo 4.2).
- Una conferma di ciò viene dalle stime relative all'evoluzione del costo del raggiungimento degli obiettivi, che nella prima fase dell'orizzonte temporale risulta più elevato: nel 2020 il costo medio di ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> abbattuta è presumibilmente compreso fra i 50 e i 100€. D'altra parte, molte delle opzioni disponibili nel medio periodo, tutte riconducibili a incrementi di efficienza energetica, offrono opportunità di riduzione a **costi "negativi"** (in quanto permettono un risparmio energetico il cui valore è maggiore del costo di implementazione della tecnologia, quando calcolato sull'intero ciclo di vita della tecnologia).
- Nel più **lungo periodo** l'entrata nel sistema di tecnologie energetiche profondamente innovative può dispiegare pienamente i suoi effetti, le riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> possono divenire progressivamente più consistenti e anche il costo di abbattimento della CO<sub>2</sub> tende a ridursi, presumibilmente al di sotto dei 50€/t di CO<sub>2</sub>.
- Molte opzioni in grado di fornire contributi rilevanti nei prossimi decenni richiedono però che il loro **dispiegamento cominci da subito**. Alcuni esempi sono essere l'isolamento degli edifici esistenti, la diffusione del solare fotovoltaico, la nuova generazione elettrica da nucleare e lo sviluppo della cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>. Condizione necessaria perché gli obiettivi di lungo periodo possano risultare meno stringenti è dunque che gli investimenti sulle tecnologie del futuro comincino già nel breve periodo.
- Un cambiamento radicale del sistema energetico richiede inevitabilmente innovazioni in tutti i settori, ma un'indicazione fondamentale che viene dall'analisi delle curve di costo delle opportunità è che nel breve periodo è necessario concentrare l'attenzione principalmente sull'**efficienza energetica** e contemporaneamente preparare il terreno al dispiegamento delle nuove tecnologie a bassa o nulla intensità di carbonio.

### BOX - Le curve di costo di abbattimento

Le curve di costo marginale di abbattimento sono uno strumento di grande utilità per la valutazione delle diverse opzioni di mitigazione disponibili, in quanto rappresentano chiaramente i due aspetti fondamentali che caratterizzano ogni opzione, cioè l'importanza relativa che può avere nel sistema energetico oggetto dell'analisi e il costo aggiuntivo che essa comporta. Le curve mostrano infatti contemporaneamente:

- il potenziale di riduzione realisticamente raggiungibile da un sistema energetico a un certo orizzonte temporale, mediante le tecnologie disponibili o comunque già in fase di sviluppo avanzato (elemento essenziale per descriverle nelle loro caratteristiche essenziali);
- il costo necessario per raggiungere il potenziale che può derivare da ciascuna tecnologia, e quindi il costo totale per raggiungere il potenziale complessivo;

Dalla combinazione di queste informazioni ne discende che da queste curve si possono indirettamente ricavare indicazioni di rilievo circa le politiche che devono essere adottate per realizzare i diversi potenziali.

Le curve di costo delle opportunità di riduzione sono costruite a partire da uno scenario che descrive l'andamento delle emissioni (di CO<sub>2</sub> o di tutti i gas-serra) nell'evoluzione tendenziale del sistema. A partire da questo scenario, per ogni orizzonte temporale viene calcolato il costo e il contributo potenziale di riduzione di ogni opzione aggiuntiva, in modo da costruire un menu di opzioni.

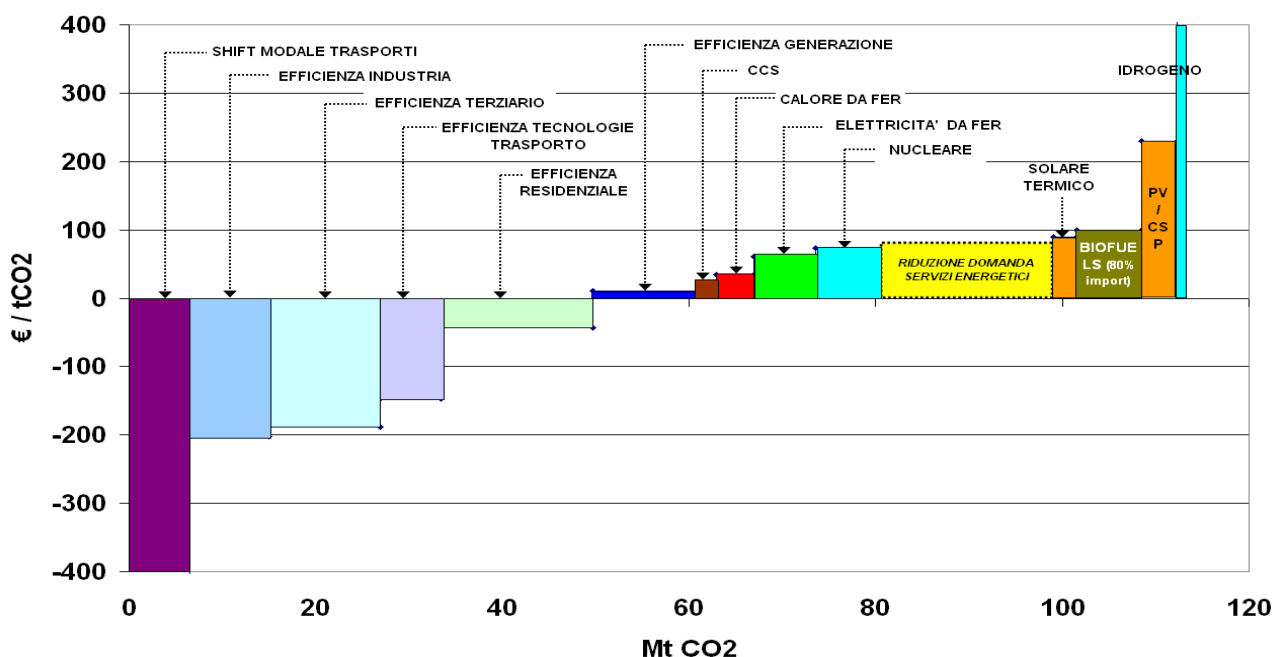
Il costo di abbattimento è calcolato sommando i costi di investimento e operativi aggiuntivi di ogni tecnologia (inclusando i potenziali risparmi che essa è in grado di determinare, ad esempio per i minori consumi energetici) e poi dividendoli per la quantità di emissioni che la potenziale penetrazione della tecnologia può determinare. Ad esempio, il costo di abbattimento dell'eolico va interpretato come il costo aggiuntivo di produrre elettricità con questa tecnologia invece che mediante la tecnologia di generazione che andrebbe a sostituire. Ciò implica che i costi possono essere anche negativi, nel caso i risparmi sono rilevanti rispetto all'alternativa sostituita.

Il potenziale di ogni opzione va considerato un potenziale "tecnico", cioè una stima di quanto è tecnicamente possibile nell'orizzonte temporale cui fa riferimento la curva di abbattimento, dato l'insieme delle condizioni al contorno.

#### 4.4.1 Il medio periodo

La figura 4.11 mostra la curva dei costi di abbattimento delle emissioni delle diverse opzioni messe in atto all'orizzonte 2020 sulla base dello scenario ENEA di Accelerazione Tecnologica ACT+, associando le stime del potenziale economico e del costo di mitigazione per gruppi di tecnologie. Per ogni insieme di tecnologie la figura 4.11 mostra lo specifico impatto in termini di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (rispetto allo scenario di riferimento), mostrando allo stesso tempo il costo di abbattimento di ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> abbattuta grazie alla maggiore penetrazione sul mercato di tali tecnologie. L'elemento di rilievo che emerge sta nella rappresentazione del rapporto costi/benefici dei diversi insiemi di tecnologie che sono utilizzate nello scenario.

Figura 4.11 - Potenziale economico di mitigazione settoriale in Italia secondo lo scenario ENEA - ACT+ (anno 2020)



Fonte: Elaborazioni ENEA



La curva condensa dunque informazioni di rilievo per il decisore politico e l'analista in genere, in quanto può essere interpretata come il costo da sostenere per far sì che ciascuna opzione tecnologica divenga competitiva. D'altra parte, essa va considerata come una rappresentazione semplificata, che aggrega un numero di opzioni tecnologiche inevitabilmente più elevato di quelle rappresentate. Il primo rilevante messaggio che emerge dalla curva dei costi di abbattimento, riguarda la già sottolineata esistenza di consistenti potenziali di riduzione delle emissioni a costi "negativi". Dalla figura emerge chiaramente come queste opzioni siano tutte riconducibili ad incrementi dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia, fin quasi a coprire la metà del potenziale totale. È necessario tuttavia sottolineare come la presenza di molti ostacoli renda difficile la realizzazione di questo potenziale (vedi box che segue). Entrando più nel dettaglio dei risultati dell'analisi, altri messaggi di rilievo che vengono dalla curva dei costi di abbattimento relativa al **2020** (Figura 4.11) sono i seguenti:

- lo spostamento modale dal trasporto su gomma al trasporto su rotaia e alla navigazione, e dal trasporto passeggeri in sistemi a bassa occupazione a sistemi ad alta occupazione, sembra costituire l'opportunità di mitigazione prioritaria, visto il suo costo (ampiamente) negativo; in questo caso esso va però correttamente interpretato come somma disponibile per effettuare gli investimenti necessari sulle reti di trasporto;
- il settore dei trasporti presenta varie altre opzioni a costi negativi, che hanno però di fronte molte barriere, come le preferenze dei consumatori e la dipendenza da politiche efficaci. Il miglioramento delle misure di efficienza per i veicoli in molti casi porta benefici netti (almeno per i veicoli leggeri), ma il potenziale di mercato è più basso del potenziale economico, per via dell'influenza di altre considerazioni da parte dei consumatori, come le prestazioni e le dimensioni dei veicoli.
- nel breve-medio periodo esistono ancora margini di riduzione significativi (circa il 10% del totale) riconducibili al miglioramento dell'efficienza di conversione nella generazione termoelettrica e alla diffusione della cogenerazione, a costi di abbattimento in questo caso positivi ma contenuti;
- la generazione elettrica da *nucleare* (di III Generazione, impianti EPR in particolare) può teoricamente raggiungere una penetrazione significativa a partire dal 2020, anno nel quale si è qui ipotizzata la possibile immissione in rete dei primi kWh; il contributo alla riduzione delle emissioni garantita dalla tecnologia può dunque presumibilmente divenire significativa (6% circa della riduzione totale) nella prima parte del decennio 2020-30, a un costo di abbattimento di circa 50€/t, più alto di quello di lungo periodo, in considerazione dei costi connessi con il riavvio del programma nucleare e con la possibilità che le ore di funzionamento delle centrali non raggiunga subito il massimo potenziale dell'energia nucleare;
- i dati relativi alle altre opzioni tecnologiche, tutti molto in linea con la prevalente letteratura, mostrano come nel medio periodo il contributo dell'elettricità da fonti rinnovabili (solare a parte) e delle rinnovabili termiche può superare abbondantemente le 10 Mt di CO<sub>2</sub>, a costi compresi tra i 30 e i 90 euro a tonnellata di CO<sub>2</sub>;
- il potenziale di abbattimento del solare, sia elettrico che termico, resta nel medio periodo ancora modesto, anche perché è ancora molto alto il costo di abbattimento;
- il contributo dei biocombustibili può essere rilevante (di poco inferiore alle 10 Mt), ma a un costo dell'ordine dei 100€/ton, in quanto prevalentemente importati;
- un ruolo di rilievo spetta poi ai cambiamenti dello stile di vita e dei tipi di comportamento, mediante la riduzione della domanda di "servizi energetici" (o "risparmio energetico"), cioè mediante un uso più razionale dell'energia, che richiede però anch'esso un'incentivazione economica.

Infine, un'ultima indicazione della curva, relativa alle politiche da perseguire per l'effettivo raggiungimento del potenziale di riduzione, è che a fronte dell'ampia variabilità dei costi di abbattimento che caratterizza le diverse opzioni e i diversi settori d'uso finale, un prezzo della CO<sub>2</sub> unico e indifferenziato per tutto il sistema energetico può non essere l'approccio in grado di incentivare riduzioni delle emissioni in tutti i segmenti del sistema, rischiando inoltre di garantire profitti significativi agli utilizzatori delle opzioni più economiche.

#### ***Box - La possibilità di opzioni di mitigazione a costi negativi***

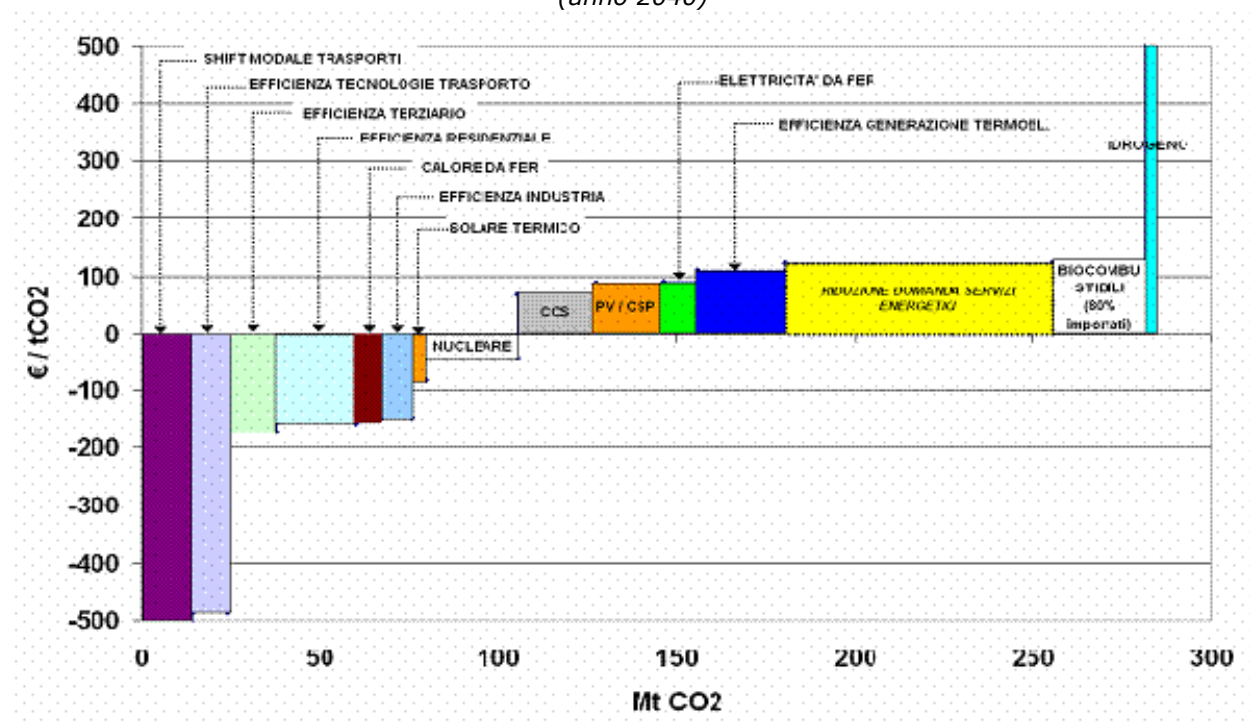
La riduzione dei consumi energetici potenziale corrisponde a un mondo "ideale", nel quale produttori e consumatori agiscono in modo perfettamente razionale, adottando le tecnologie energetiche più efficienti non appena queste divengono "cost-effective". Nella realtà, però, queste decisioni risentono di una serie di fattori quali: l'uso di tassi di sconto distorti (in quanto sulle decisioni incidono fattori diversi dai soli costi economici); l'esistenza di deficit informativi e/o asimmetrie informative (le informazioni su costi e performance degli investimenti in efficienza energetica sono difficili da acquisire); la scarsità di incentivi per i finanziatori degli investimenti (anche quando i costi dell'efficienza energetica sono nettamente inferiori a quelli dell'acquisto di energia, gli investimenti necessari sono spesso difficili da finanziare); la maggiore importanza che i consumatori danno alle caratteristiche dei prodotti non riconducibili ad aspetti di efficienza energetica. La conseguenza di queste caratteristiche del sistema è che gli investimenti in efficienza energetica sono spesso considerati meno convenienti di altri tipi di investimento, per cui sono effettuati solo se il loro costo può essere recuperato in tempi molto brevi. L'investimento nelle tecnologie efficienti risulta dunque inferiore a quello ottimale, ed il sistema è caratterizzato dalla presenza di un c.d. "energy-efficiency gap" o energy-efficiency paradox". Per superare queste barriere, che non sono di carattere economico, molto spesso è quindi necessario affrontare dei costi, come ad esempio quelli delle campagne informative o della fornitura di finanziamenti agevolati. Si tratta di costi di difficile quantificazione, non inclusi nelle stime dei costi di abbattimento qui descritte, che possono dunque ridurre i valori negativi di alcune opzioni di efficienza.

#### **4.4.2 Il lungo periodo**

Nel corso dell'orizzonte temporale le riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dagli scenari di accelerazione tecnologica non solo cambiano significativamente in termini assoluti, con la progressiva entrata nel sistema di tecnologie energetiche profondamente innovative, ma risultano anche molto differenziate tra i diversi settori, con contributi relativi che cambiano in modo sostanziale nel corso del tempo. È interessante dunque notare come cambia la curva dei costi di abbattimento spostando l'attenzione sul **2040** (Figura 4.12):

- le opzioni di riduzione riconducibili all'efficienza energetica negli usi finali restano prioritarie per l'abbattimento delle emissioni serra, ma in misura minore di quanto lo siano nel breve-medio periodo; anche nel lungo periodo tali opzioni sono caratterizzate da costi "negativi";
- la generazione elettrica da fissione nucleare (di III Generazione) arriva ad assumere un ruolo rilevante, concorrendo per il 10% alla riduzione totale, e diviene un'opzione in grado di abbattere le emissioni a costi (leggermente) negativi;
- il ruolo della generazione elettrica da fonti fossili accompagnata da sequestro e confinamento della CO<sub>2</sub> risulta simile a quello del nucleare, a costi di abbattimento che sono però positivi, sebbene non elevati; in questo caso, un ruolo decisivo lo avranno gli sviluppi tecnici, economici e normativi;
- la riduzione delle emissioni riconducibile all'aumento delle rinnovabili elettriche raggiunge nel lungo periodo un peso di poco superiore al 10%, metà del quale legato all'elettricità da fonte solare, in particolare fotovoltaica, che nel lungo periodo diviene un'opzione disponibile a costi di abbattimento inferiori ai 100€/t;
- è notevole il potenziale di riduzione delle emissioni riconducibile alla penetrazione dei biocarburanti (prevalentemente di importazione), usati come additivi/sostitutivi di gasolio e diesel, ma questa continua ad essere un'opzione piuttosto costosa; la loro importanza potrebbe d'altra parte aumentare in relazione ai prezzi futuri di petrolio e carbonio, al miglioramento dell'efficienza dei veicoli e (in misura rilevante) al successo delle tecnologie che utilizzano biomassa da cellulosa.

Figura 4.12 – Potenziale economico di mitigazione settoriale in Italia secondo lo scenario ENEA – ACT+ (anno 2040)



Fonte: Elaborazioni ENEA

## 5. LE OPZIONI TECNOLOGICHE PER VINCERE LA SFIDA ENERGETICA

### 5.1 Opzioni tecnologiche per l'Italia: le tecnologie chiave

Le proiezioni sui consumi energetici e le relative emissioni di CO<sub>2</sub> confermano la centralità di un'accelerazione tecnologica, senza la quale è di fatto impossibile raggiungere concreti risultati in materia di contenimento delle emissioni. I dati confermano inoltre che la parte maggiore e più realizzabile di questi risultati dipende dall'impegno sull'efficienza energetica. Va ricordato che l'efficienza energetica può essere raggiunta con le tecnologie disponibili già oggi. Essa è inoltre decisiva non solo per il controllo delle emissioni ma anche per ridurre i costi ed aumentare la competitività industriale. Una valutazione più puntuale degli interventi per la riduzione delle emissioni si ricava dall'indicatore rappresentato dal costo per ogni unità di abbattimento della CO<sub>2</sub>. Le curve di costo di abbattimento delle emissioni hanno avuto di recente una rinnovata attenzione, dimostrata da lavori di analisi come quelli relativi alle curve di costo di abbattimento a livello globale contenute nell'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (2007) e le curve di costo elaborate dalla McKinsey sia a livello globale che per alcuni singoli paesi (2007, 2008, 2009), tra i quali l'Italia, in collaborazione con numerose società e organizzazioni del settore (per l'Italia, l'ENEL). Le curve di abbattimento elaborate dall'ufficio studi dell'ENEA per il sistema energetico italiano mediante il modello Markal-Italia (descritte nel paragrafo precedente) sono la prima valutazione di questo genere condotta per il nostro paese mediante una cosiddetta analisi "di sistema"<sup>13</sup>.

Tabella 5.1- Tecnologie-chiave nel sistema energetico italiano

| Gruppi di tecnologie   | Contributo alla riduzione di CO <sub>2</sub> (%) |                   | Costo di mitigazione (€/ton) |        |
|--|--|-------------------|------------------------------|--------|
|  | 2020   | 2030-2040         | 2020                         | 2040   |
| <b>Usi finali dell'energia</b>   |  |                   |                              |        |
| Efficienza energetica edifici (residenziale e terziario)                           | >20%   | >15%              | <0                           | <0     |
| Efficienza energetica nell'industria   | >10%   | <5%               | <0                           | <0     |
| Efficienza del parco veicoli e cambiamento modale nel trasporto passeggeri e merci | <20%   | >10%              | <0                           | <0     |
| Biocombustibili  | <10%   | ≈10%              | ≈100                         | ≈100   |
| Solare termico e altre rinnovabili per usi termici                                 | ≈5%  | ≈5%               | <100                         | <0     |
| <b>Settore energetico</b>  |  |                   |                              |        |
| Incremento efficienza del parco termoelettrico                                     | ≈10%   | ≈10%              | 0-20                         | ≈100   |
| Generazione da fossili con cattura e confinamento della CO <sub>2</sub>            | 0%-2%  | >10%              | ≈50                          | ≈50    |
| Nucleare di III generazione  | 0%-7%  | >10%              | ≈50                          | ≈0     |
| Solare fotovoltaico e termodinamico  | <5%  | <10%              | >100                         | 50-100 |
| Altra generazione elettrica da rinnovabili   | <10%   | <10%              | 50-100                       | 50-100 |
| <b>Riduzione totale della CO<sub>2</sub></b>                                       | <b>80-100 Mt</b>                                 | <b>200-250 Mt</b> |                              |        |

Nota: la tabella include solo le principali opzioni disponibili secondo le analisi ENEA e ENEL; i valori della riduzione totale non includono i potenziali legati ai cambiamenti comportamentali (uso razionale dell'energia)

<sup>13</sup> Cioè un'analisi in grado di tener conto delle interazioni esistenti fra le diverse opzioni di abbattimento, che laddove non considerate determinano stime non robuste e sopravvalutazioni del potenziale di riduzione.

Nella tabella 5.1 sono riportati i risultati delle due analisi relative al sistema energetico italiano: quella effettuata dall'ENEA con il modello Markal-Italia e quella dell'ENEL; tali risultati sono sintetizzati concentrando l'attenzione sui dieci principali gruppi di opzioni tecnologiche in termini di potenziale importanza relativa. Il risultato di rilievo del confronto di queste due valutazioni sta nella loro sostanziale concordanza, sia riguardo al contributo percentuale che possono garantire le diverse opzioni sia riguardo al costo addizionale che esse comportano.

Per quel che riguarda la potenziale **importanza relativa delle diverse opzioni** tecnologiche, la tabella 4.1 mostra in primo luogo come sia "robusta" la conclusione che all'orizzonte 2020 la gran parte del contributo alla riduzione delle emissioni debba venire da tutti i settori di uso finale dell'energia, in particolare mediante l'accelerazione della penetrazione delle tecnologie più efficienti.

Riguardo al **costo stimato delle diverse opzioni** vi è di nuovo concordanza sul fatto che le opzioni di efficienza energetica negli usi finali possono risultare convenienti da un punto di vista economico. Anche nel caso delle tecnologie innovative di generazione elettrica le stime concordano sul fatto che nel lungo periodo anche le tecnologie solari dovrebbero essere in grado di permettere riduzioni delle emissioni a costi inferiori ai 100€/ton di CO<sub>2</sub>, valori dunque non distanti da quelli della generazione da fossili con cattura e confinamento della CO<sub>2</sub>. Entrambe le opzioni sembrano avere un costo di abbattimento maggiore del nucleare di III generazione, che pure risulta essere ai limiti della competitività di costo, per cui richiede anch'esso probabilmente un incentivo sotto forma di penalizzazione del carbonio.

## ***5.2 L'efficienza energetica principale opzione per il breve-medio periodo***

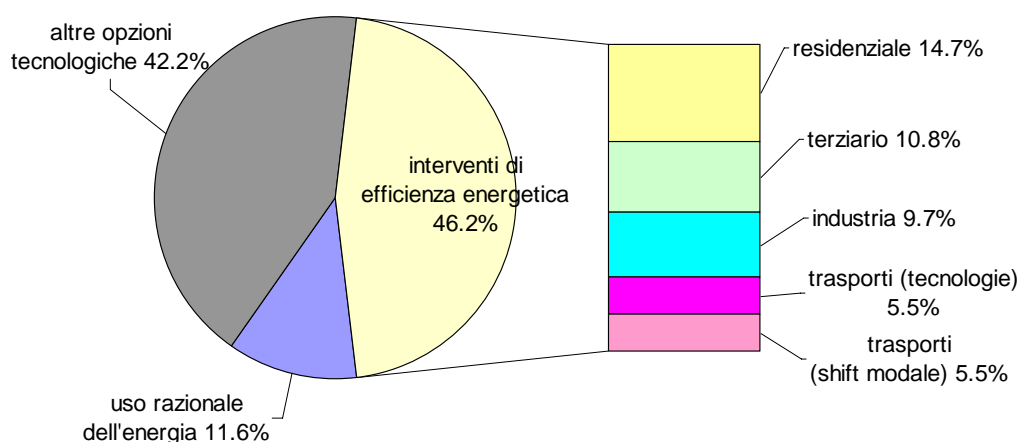
Gli incrementi di efficienza nell'uso dell'energia consentono di migliorare l'impatto ambientale delle attività umane senza diminuire gli standard di vita, e rappresentano inoltre un forte stimolo di progresso tecnologico per il Paese, mediante un impulso allo sviluppo di nuove tecnologie. Si è visto che gli scenari energetici elaborati dall'ENEA per l'Italia mostrano come soprattutto nel breve-medio periodo (2020) la possibilità di riduzioni consistenti dei consumi di energia, e più ancora delle emissioni di CO<sub>2</sub>, sia legata in primo luogo a un uso massiccio di tecnologie più efficienti, il che richiede evidentemente investimenti per la diffusione e lo sviluppo di tecnologie innovative: quasi il 50% dell'abbattimento dipende infatti dalla riduzione dei consumi energetici nei settori di uso finale, grazie in primo luogo all'accelerazione nella sostituzione delle tecnologie.

Tra le diverse opzioni il potenziale maggiore si ha nel settore residenziale (più di 15 Mt di CO<sub>2</sub>); l'effettiva realizzazione di questo potenziale è legato però alla difficile concordanza di molti decisori diversi, le cui resistenze al cambiamento tecnologico sono più difficili da superare rispetto a quelle che si possono riscontrare in un numero limitato di pochi grandi singoli "emettitori" (come nel caso delle grandi imprese). Un contributo di poco inferiore può venire dai trasporti, per metà grazie al vero e proprio incremento di efficienza, per l'altra metà a seguito di un cambiamento nella ripartizione modale.

Dall'industria, che rappresenta circa 1/3 dei consumi finali di energia, viene invece un contributo all'abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> pari a circa 1/5 della riduzione corrispondente all'incremento di efficienza negli usi finali.

A tutto ciò si aggiunge infine il potenziale contributo rilevante delle opzioni di riduzione della domanda di servizi energetici, che implicano cambiamenti nei "modelli di uso dell'energia" da parte dei consumatori.

Figura 5.1 - Contributo delle opzioni di efficienza energetica negli usi finali alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello scenario ACT+ rispetto allo scenario di riferimento (anno 2020)



Fonte: elaborazione ENEA

### 5.2.1 Il piano d'Azione per l'Efficienza Energetica esteso al 2020

La definizione delle misure considerate negli scenari ENEA di accelerazione tecnologica è avvenuta nell'ambito di un gruppo di lavoro composto da ricercatori dell'ENEA e di ERSE (ex CESI-RICERCA), in collaborazione con la task-force sull'efficienza energetica istituita dal Ministero dello Sviluppo Economico che si è occupata della preparazione del Piano d'azione dell'Efficienza Energetica Italiano.

Tale piano, presentato a settembre 2007, descrive gli orientamenti che il Governo ha già intrapreso ed intende proseguire per centrare l'obiettivo previsto dalla direttiva: 9,6% di risparmio energetico entro il 2016 (circa 11 Mtep). Queste valutazioni sono state estese al 2020 in occasione dell'elaborazione degli scenari di accelerazione tecnologica dell'Enea, Secondo lo schema fornito dalla Commissione UE, il documento si articola in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico; per ciascun settore è stato richiesto di descrivere un certo numero di misure da adottare per ridurre i consumi (ad es. motori/inverter impiegati, consumi per illuminazione, consumi per apparecchiature ecc.).

Nella tabella 5.2 sono sinteticamente riportate tutte le misure proposte e le corrispondenti valutazioni in termini di riduzione dei consumi al 2016 e al 2020.

La quasi totalità delle misure considerate ha come denominatore comune l'obiettivo della promozione di una o più tecnologie, tenendo anche conto della loro praticabilità tecnica ed economica, intesa sia in termini di investimenti complessivi che in termini di necessaria fine della vita utile degli impianti esistenti. In generale, la promozione di una tecnologia è sempre connessa a misure che facilitino la transizione del mercato verso quella tecnologia, che altrimenti stenta ad affermarsi "spontaneamente".

In termini di "politiche", gli interventi di promozione delle tecnologie qui considerati possono essere catalogati nelle tipologie degli strumenti di regolamentazione diretta (o di *comando e controllo*), degli strumenti di regolamentazione indiretta (strumenti economici), delle politiche di informazione e persuasione (o di *moral suasion*, che puntano a ottenere un effettivo comportamento socialmente responsabile senza utilizzare la forza delle leggi e/o dei regolamenti), delle politiche infrastrutturali. Esempi classici sono costituiti dal "*labeling*" (politica di informazione e persuasione), che ha favorito la diffusione degli elettrodomestici a basso consumo, e dai Certificati Bianchi (strumento economico).

### *Il settore residenziale*

Per il settore residenziale, le misure di miglioramento dell'efficienza energetica proposte nel Piano (ed estese al 2020 e oltre nello scenario ACT+) si riferiscono a due categorie di intervento, riguardanti gli edifici e gli apparecchi. Nel primo caso, le misure (isolamento di pareti, impianti di riscaldamento e condizionamento efficienti) rispondono alle aspettative introdotte dalla certificazione energetica degli edifici (Direttiva 2001/91/CE).

Nel secondo caso, le misure (elettrodomestici e sorgenti luminose più efficienti) traggono spunto dal vigente quadro legislativo europeo e nazionale in materia di etichettatura energetica, regolamentato dalla Direttiva 92/75/CEE, che stabilisce i criteri per l'indicazione del consumo di energia, e dalla successiva Direttiva 2005/32/CE (Energy Using Products - EUP).

Il passaggio dal 2016 al 2020 implica, per quanto attiene gli edifici, la prosecuzione delle misure già previste per il miglioramento della coibentazione delle pareti, a cui si aggiunge un ulteriore aumento delle efficienze medie degli impianti di riscaldamento, dovuto principalmente alla maggiore diffusione degli impianti centralizzati, a scapito di quelli autonomi. Risparmi importanti sono anche attesi sul fronte dei principali elettrodomestici, per i quali ci si aspetta un'accelerazione nel miglioramento delle prestazioni medie, dovuto alla rapida diffusione di apparecchi di nuova generazione a consumi ridotti. Le misure previste sono le seguenti: sostituzione di frigoriferi e congelatori con apparecchiature in classe A+ e A++, sostituzione di lavastoviglie con apparecchiature più efficienti, sostituzione di lavabiancheria con apparecchiature in classe A superlativa, sostituzione di lampade ad incandescenza (GLS) con lampade fluorescenti compatte (CFL), installazione di caldaie efficienti, impiego di condizionatori efficienti, riduzione dei consumi di stand by.

### *Il settore terziario*

In questo settore le misure di miglioramento dell'efficienza energetica riguardano quattro categorie di intervento: riscaldamento efficiente, condizionamento efficiente, illuminazione degli edifici, illuminazione pubblica. Come nel caso del settore residenziale tali misure derivano dalla direttiva sulla certificazione energetica degli edifici (relativamente all'efficienza nel riscaldamento e nel condizionamento) e dalla Direttiva 92/75/CEE EUP. In questo caso, i risparmi aggiuntivi a livello di edificio sono dovuti principalmente al miglioramento della climatizzazione (estiva e invernale) e alla maggiore efficienza dei sistemi di illuminazione.

### *I settori dell'Industria*

Nel caso dell'industria, le misure considerate nel Piano d'azione (e di nuovo estese al 2020 e rafforzate nelle modalità di attuazione) riguardano le seguenti categorie di intervento: illuminazione degli edifici e dei luoghi di lavoro, motorizzazioni efficienti, azionamenti a velocità variabile, cogenerazione ad alto rendimento, cui si aggiungono, nello scenario 2020, significativi interventi per la riduzione dei consumi dei forni elettrici ad arco in siderurgia e risparmi di calore nei settori della Chimica, del Vetro e Ceramica e della Carta. In questo caso le misure considerate corrispondono alle disposizioni previste dalla Direttiva 92/75/CEE EUP per l'illuminazione, dalla Direttiva 2004/8/CE per la cogenerazione e all'accordo volontario del 1999 fra UE e associazione CEMEP per i motori efficienti.

### *Il settore dei trasporti*

Nel piano al 2020 compaiono per la prima volta interventi rivolti alle reti elettrica e ferroviaria: nel primo caso, si prevedono risparmi di energia con l'introduzione di una regolamentazione più stringente sui prelievi di energia reattiva e con azioni di ammodernamento dei sistemi di distribuzione, nel secondo si fa affidamento sull'adozione di sistemi di supporto al macchinista (energy efficiency driving). Nel settore dei trasporti "su gomma", l'obiettivo di una maggiore efficienza, è legato a tre fattori: innanzitutto le misure tecnologiche relative ai veicoli (introduzione di limiti di consumo per i nuovi autoveicoli e per il trasporto pesante, pneumatici a bassa resistenza di rotolamento, lubrificanti a bassa viscosità), seguite da misure orientate alla domanda ed al comportamento (ecodriving e tassazione in funzione del consumo) e, infine, le cosiddette misure infrastrutturali (controllo dinamico dei semafori, parking management, car sharing, navigazione dinamica, gestione trasporto merci, manto stradale con ridotta resistenza al rotolamento e road pricing nei centri urbani).

Tabella 5.2- Sintesi del Piano di Azione per l'Efficienza Energetica (dati al 2020 preliminari)

|                           | Risparmi<br>al 2016<br>[GWh/a] | Risparmi<br>al 2020<br>[GWh/a] | Azioni aggiuntive rispetto al PAEE 2016  |
|---------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| <b>ENERGIA ELETTRICA</b>  |                                |                                |  |
| <b>Residenziale</b>       | 12,870                         | 30,844                         | Adozione di frigoriferi e congelatori efficienti (A+ e A++). Dal 2017 sono installati solo apparecchi A++ (consumi ridotti del 30% ca.). Adozione di lavastoviglie in classe superiore alla A. Dal 2017 sono installati solo apparecchi con consumo ridotto del 15% adozione di lavabiancheria in classe A+. Entro il 2020, 4 CFL per abitazione (una in più rispetto alle 3 previste al 2016). Eliminazione scaldacqua standard: dal 2017 il 70% degli scaldacqua HE a fine vita è sostituito con apparecchi solari o a PdC. Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati. Riduzione a max 1W di: 50 M.ni di TV e di Decoder, 25 M.ni di HiFi e di Lettori DVD |
| <b>Terziario</b>          | 8,100                          | 14,220                         | Aumento delle efficienze degli impianti di condizionamento autonomi (EER>3,3) e maggiore incidenza degli impianti centralizzati. 100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità. Efficienza migliorata per il 25 % del parco lampade, regolazione/attenuazione del flusso per il 100% del parco   |
| <b>Industria</b>          | 12,000                         | 22,800                         | 100% lampade efficienti, 50% dei sistemi con controllo luminosità. L'intero parco motori del 2020 è in classe <i>eff1</i> . Installazione di inverter sul 75% del parco motori che trarrebbe beneficio dall'applicazione di inverter. Consumo specifico ridotto del 30% su circa 8 TWh/a di consumi per fusione elettrica  |
| <b>Infrastrutture</b>     |                                | 4,700                          | Riduzione perdite dovute a energia reattiva. Rifacimento linee e cabine di distribuzione Realizzazione del piano di sviluppo della rete. Risparmi conseguenti all'adozione del sistema di supporto al macchinista (Energy efficiency driving). Si ipotizza un risparmio medio del 10% dei consumi del settore ferroviario  |
| <b>Totale elettricità</b> | <b>32,970</b>                  | <b>72,564</b>                  |  |
| <b>ALTRE FONTI</b>        |                                |                                |  |
| <b>Residenziale</b>       | 40,480                         | 62,960                         | Si ipotizza di agire in occasione di un intervento di manutenzione sulle pareti esterne, che avviene in media ogni 30 anni. Nel 65% dei casi viene attuato l'intervento di sostituzione vetri. Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare). Maggiore incidenza degli impianti centralizzati  |
| <b>Terziario</b>          | 16,600                         | 20,800                         | Efficientamento dei sistemi di riscaldamento facendo ricorso alle migliori tecnologie disponibili sul mercato (caldaie a condensazione, impianti a pompa di calore con tecnologia a compressione o ad assorbimento, impianti cogenerativi ad alto rendimento, impianti ad integrazione di energia solare)  |
| <b>Industria</b>          | 9,536                          | 43,141                         | Nuova installazione di evaporatori a Compressione Meccanica del Vapore (CMV) o retrofit evaporatori esistenti, per la concentrazione di soluzioni liquide. Ricorso sistematico alle Best practices IEA. All'incremento di cogenerazione previsto nel Piano 2016 (1,5 Mtep) si aggiunge una revisione degli impianti cogenerativi esistenti al 2005, che sono convertiti in impianti ad alto rendimento (87,2%), per soddisfare la stessa quantità di calore servita oggi. La minor energia prodotta in cogenerazione è prodotta in impianti a ciclo combinato di ultima generazione.   |
| <b>Trasporti</b>          | 23,260                         | 73,674                         | Introduzione limiti di consumo a nuovi autoveicoli. Condizionatori efficienti. Pneumatici a bassa resistenza di rotolamento e sistemi di monitoraggio della pressione pneumatici. Lubrificanti a bassa viscosità. Veicoli efficienti per il trasporto pesante: Eco-driving. Tassazione in funzione del consumo. Controllo dinamico dei semafori, parking management, car sharing, navigazione dinamica, gestione trasporto merci. 70% del manto stradale con riduzione del 40% della resistenza al rotolamento. Introduzione del road pricing nelle principali aree urbane (8 mln abitanti)  |
| <b>Totale altre fonti</b> | <b>89,876</b>                  | <b>200,575</b>                 |  |



### 5.2.2 Intensità energetica ed efficienza del sistema energetico italiano

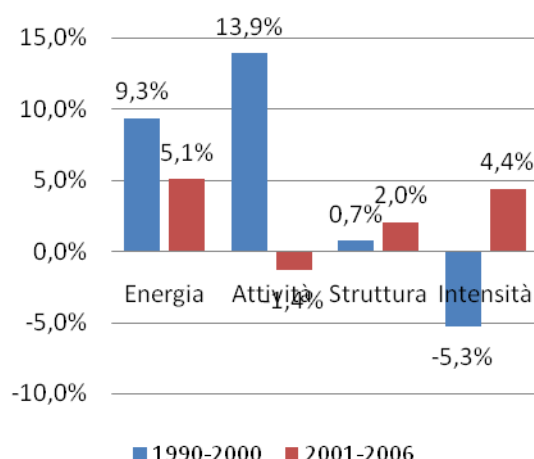
L'Italia viene spesso considerata un paese «virtuoso» dal punto di vista dell'efficienza energetica. Generalmente queste valutazioni si basano sul confronto di un indicatore approssimativo, l'intensità energetica dell'economia, che riflette l'effetto combinato di diversi fattori, i quali possono anche avere andamento divergente, e di cui l'efficienza energetica delle tecnologie utilizzate dal sistema è solo una componente. La quantità di energia utilizzata per unità di PIL varia in modo rilevante tra i diversi paesi occidentali, non solo in ragione della diversa efficienza dei rispettivi sistemi energetici/economici, ma anche in ragione dei fattori che incidono sulla domanda di «servizi energetici», come la dimensione e l'occupazione media delle abitazioni, la dimensione degli edifici commerciali, il peso delle produzioni *energy-intensive* nell'industria, lo spostamento medio (pro-capite e per unità di PIL) tanto dei passeggeri quanto delle merci, la ripartizione dei trasporti fra le diverse modalità, il clima.

Attraverso una analisi dettagliata delle principali componenti che influenzano l'andamento della domanda energetica si evidenzia in modo significativo l'esistenza in Italia di ampi margini di intervento per l'implementazione di misure per l'efficienza energetica. L'analisi usa il cosiddetto "approccio della scomposizione"<sup>14</sup> per separare l'influenza specifica sulla variazione dei consumi energetici di tre tipologie di fattori:

- l'effetto attività, inteso come le variazioni della produzione industriale o i metri quadrati riscaldati nelle abitazioni;
- l'effetto struttura, come le variazioni nella composizione della produzione industriale o nelle modalità di trasporto;
- l'effetto intensità, inteso come le variazioni dell'utilizzo di energia per unità di attività.

Quest'ultima componente appare di particolare interesse quale indicatore di efficienza energetica in quanto l'impatto dei cambiamenti dell'intensità energetica sotto-settoriale (una variabile più vicina alla vera e propria "efficienza energetica" rispetto all'intensità energetica dell'intera economia), risulta separato dall'impatto dei cambiamenti della struttura economica e di altri fattori che influenzano la domanda di servizi energetici.

Figura 5.2 – Scomposizione in fattori dei consumi energetici industriali, Italia 1990-2000 e 2001-2007 (valori percentuali)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT

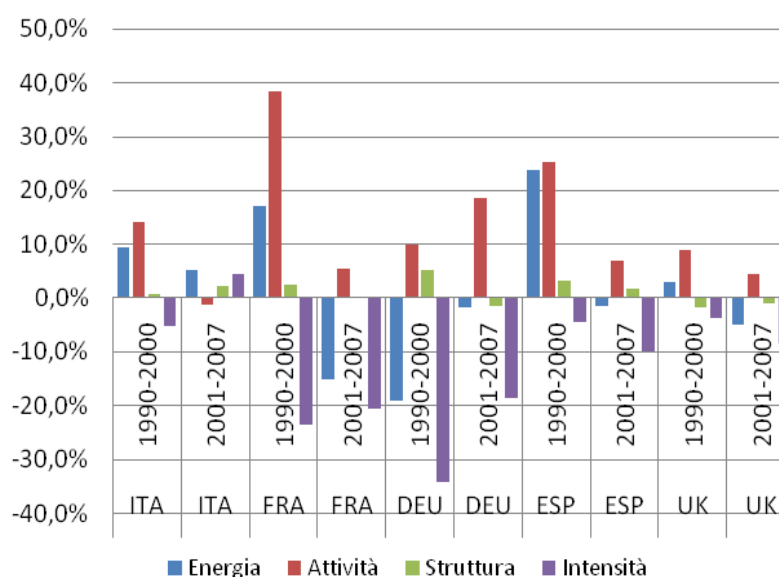
La figura 5.2 mostra la dinamica energetica nazionale del comparto manifatturiero in due periodi distinti, allo scopo di dare conto delle opposte tendenze di settore dispiegate a partire dall'anno base<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> La metodologia cui si fa riferimento è descritta nei seguenti rapporti: IEA, *30 years of energy use in IEA countries*, 2004; IEA, *Energy use in the new millennium*, 2007.

<sup>15</sup> La base dati utilizzata è stata acquisita dalle serie dei dati strutturali demografici, economici, energetici e dei trasporti di Eurostat e disponibili on-line sul sito web ufficiale dell'Istituto. Per quanto concerne l'industria, la misurazione dei livelli di attività ha fatto uso di valori espressi mediante indici concatenati base 2000, in milioni di euro.

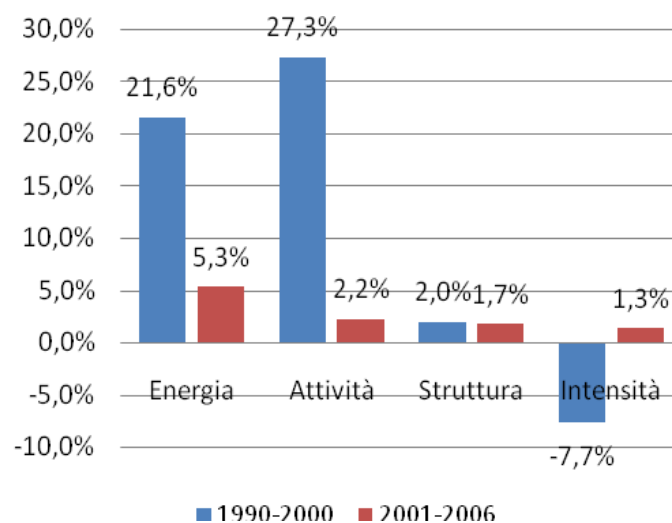
Ad una prima fase, nel decennio 1990-2000, caratterizzata da una cospicua riduzione dell'intensità energetica, si contrappone il ribaltamento di quadro del periodo successivo. Nel periodo 2001-2006 la riduzione dei consumi energetici può essere imputata principalmente alla componente attività, cioè al declino del valore aggiunto settoriale mentre l'intensità energetica nei vari comparti dell'industria manifatturiera cresce in misura rilevante. L'andamento della componente intensità, in controtendenza nel periodo 2000-2006 con quanto avviene negli altri paesi europei nel periodo in esame (Figura 5.3), evidenzia in modo significativo ampi margini di intervento per l'implementazione di misure per l'efficienza energetica nel contesto nazionale.

*Figura 5.3 – Cambiamento percentuale nei consumi energetici e nel livello di attività nel periodo 1990-2000 e 2001-2007 in cinque Paesi UE*



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati EUROSTAT

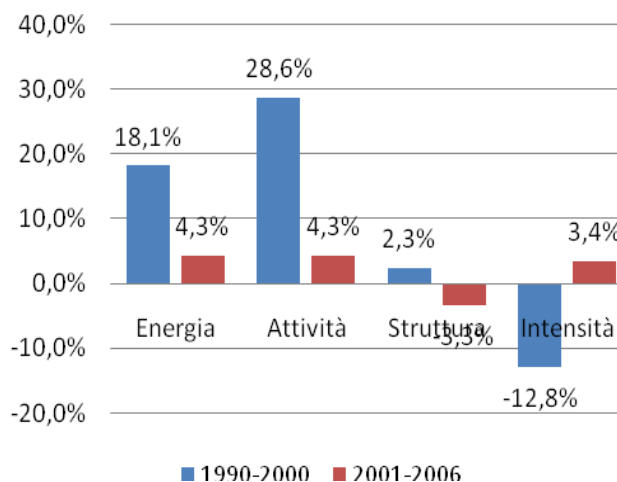
*Figura 5.4 – Scomposizione in fattori dei consumi energetici del trasporto passeggeri Italia 1990-2000 e 2001-2006 (valori percentuali)*



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati del Ministero dei Trasporti

Le Figure 5.4 e 5.5 replicano l'analisi già condotta a livello industriale per i comparti passeggeri e merci del settore trasporti confermando le interpretazioni dei risultati del settore manifatturiero.

*Figura 5.5 – Scomposizione in fattori dei consumi energetici del trasporto merci, Italia 1990-2000 e 2001-2006 (valori percentuali)*



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati del Ministero dei Trasporti

### 5.2.3 Una proposta per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico

Secondo gli scenari ENEA al 2020 gli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica negli usi finali dell'energia possono dare un contributo alla mitigazione dei gas serra di oltre il 45%, superiore a quanto previsto con il ricorso alle tecnologie per l'uso delle fonti rinnovabili (22,4%), e alle tecnologie di generazione a bassa emissione di carbonio, in Italia ancora lontane dal mercato, che contribuiscono complessivamente per meno del 10% sul totale. Le altre misure di mitigazione di gas serra riguardano ancora l'efficienza, in questo caso dei sistemi di generazione elettrica, in grado di determinare una riduzione per oltre il 10%, e il risparmio energetico (effetto di un uso più razionale dell'energia) che determina una riduzione di emissioni dell'11,6%.

L'ENEA ha proposto, con il supporto di ANCE, ABI, Consip e Unioncamere, un intervento di riqualificazione energetica del patrimonio edilizio pubblico che, oltre a produrre effetti positivi in termini di efficienza energetica, possa rappresentare uno stimolo all'economia del Paese. L'analisi, che si fonda su dati del patrimonio pubblico elaborati dall'ENEA su un primo database fornito dal CRESME, prende in esame un campione costituito da scuole e uffici, per circa 15.000 unità immobiliari selezionate tra quelle con le maggiori potenzialità di risparmio e tra quelle che necessitano di interventi di tipo strutturale. In relazione a questo campione sono stati ipotizzati interventi che riguardano l'involucro edilizio (isolamento pareti e sostituzione infissi, installazione di elementi schermanti), gli impianti di produzione di calore e di condizionamento (sostituzione con impianti di ultima generazione), il ricorso a fonti rinnovabili (attraverso dispositivi sia attivi che passivi), dispositivi per una gestione efficiente dei servizi di climatizzazione e illuminazione modulabili in funzione della domanda.

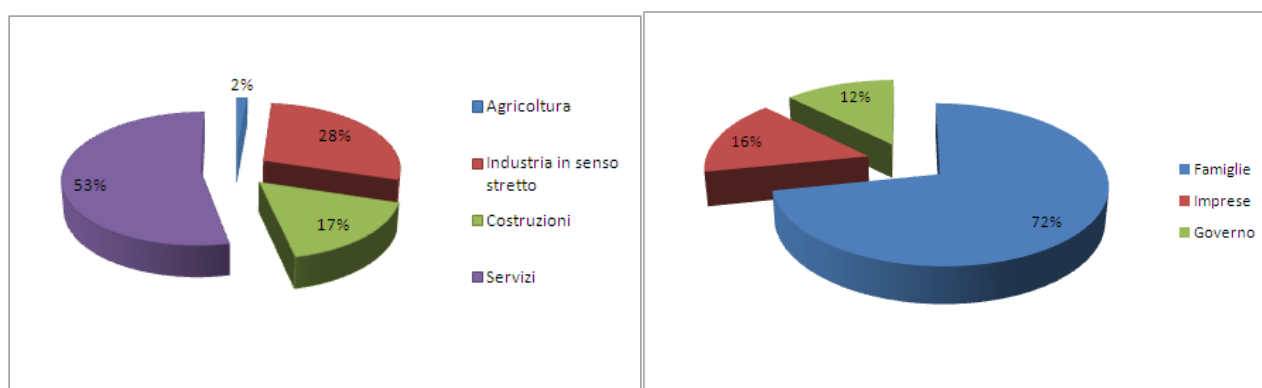
Il costo complessivo di tali interventi è stato stimato in 8,2 miliardi di euro. Dal punto di vista dell'efficienza energetica, gli interventi previsti sono in grado di determinare una riduzione del fabbisogno energetico dell'insieme degli edifici censiti pari al 18% in termini di energia termica e al 23% in termini di energia elettrica (complessivamente del 20% in termini di Energia Primaria). Il costo complessivo della bolletta energetica annua per i servizi di climatizzazione e illuminazione si riduce, così, per il totale degli edifici, da 1,79 Miliardi a 1,37 miliardi di €, determinando quindi un risparmio di 419 Milioni di €/anno pari al 23% della bolletta attuale.

### *Gli effetti sul sistema economico*

Nel seguito vengono forniti i dati relativi alla stima dell'impatto sull'economia degli interventi previsti; tale stima è stata effettuata utilizzando una Matrice di Contabilità Sociale per la cui descrizione si rimanda al paragrafo successivo. Nella fase di realizzazione dell'investimento, a fronte di una spesa di 8,2 miliardi di €, si stima una crescita della produzione attivata di 19 miliardi di €, la creazione di valore aggiunto per 14 miliardi di € ed un incremento complessivo del PIL nell'ordine di 0,6 punti percentuali per anno. I maggiori consumi e la crescita della produzione sarebbero inoltre in grado di attivare un incremento della domanda di lavoro pari a circa 150.000 unità.

I grafici di figura 5.6 mostrano l'insieme degli impatti attesi dall'intervento sui principali aggregati istituzionali e produttivi.

*Figura 5.12 - Effetti di distribuzione di reddito (%)*



Fonte: Elaborazioni ENEA

A regime l'intervento porterà alla creazione di ulteriori effetti indotti in diversi comparti dell'economia. Questi possono essere stimati ancora una volta attraverso la costruzione di un vettore di spesa che tiene conto del valore attuale dei costi e dei benefici creati in fase di funzionamento degli edifici.

I benefici creati dall'intervento sono riconducibili principalmente al risparmio nel consumo energetico. Questi sono stati stimati, pari a 337 milioni di € per le scuole e 91 milioni di € per gli uffici, per un totale di 428 milioni di € all'anno. Considerando una durata di 20 anni ed un tasso di sconto del 6%, il valore atteso dei benefici attesi complessivi, in termini di risparmio energetico è pari a 4,6 miliardi di €. Non sono stati quantificati ulteriori benefici come il miglioramento della produttività del lavoro, il miglioramento della qualità ambientale del posto di lavoro, la maggiore sicurezza degli edifici, perché di difficile quantificazione.

Per quanto riguarda i costi di gestione, a parte il risparmio energetico, si è ipotizzato che questi restassero gli stessi dopo l'intervento. Tenuto conto di queste ipotesi, l'analisi finanziaria dell'intervento porta a risultati negativi (con un VAN pari a -3,4 miliardi di €) poiché il beneficio creato dall'intervento non riesce a coprire il costo iniziale dell'investimento e i costi di gestione del progetto.

Consideriamo adesso il problema della stima degli effetti indiretti del risparmio energetico.

Anzitutto il risparmio energetico provocherà una diminuzione delle importazioni di fattori energetici primari, questo porterà ad un'espansione delle esportazioni nette e un effetto reddito sugli altri settori economici (compreso probabilmente quello energetico), che a sua volta determinerà un effetto finale sulla bilancia dei pagamenti. Per simulare l'effetto indotto sui settori economici abbiamo assunto che il risparmio energetico si traduca in una diminuzione delle importazioni di energia primaria del settore energetico e quindi imputato tale risparmio, come shock, al settore stesso.

A fronte di un aumento delle esportazioni nette di 4,6 miliardi di €, l'impatto nei settori produttivi ammonta a 23 miliardi di €, e un valore aggiunto pari a 17 miliardi di €. L'impatto

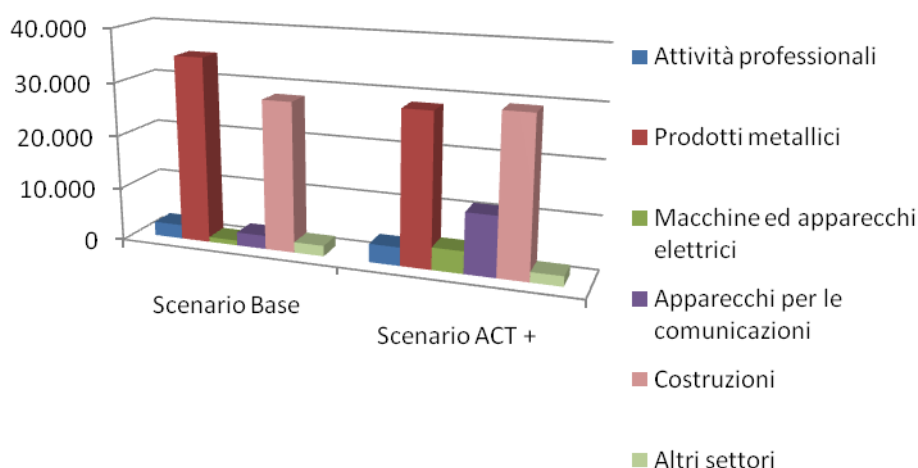
complessivo dell'intervento è dunque pari al valore attuale netto dell'intervento (pari a -3,4 miliardi di €) più il valore netto dagli effetti moltiplicativi dell'intervento nel periodo di cantiere (pari a 14,3 miliardi di €), più il valore attuale netto degli effetti moltiplicativi dell'intervento nel periodo di regime (pari a 17 miliardi di €), con un effetto netto dunque pari a 27,9 miliardi di €.

#### 5.2.4 L'impatto sull'economia degli interventi di accelerazione tecnologica

La valutazione di impatto sui settori dell'economia degli scenari energetici è stata effettuata attraverso una Matrice di Contabilità Sociale<sup>16</sup>, che consente di esaminare quantitativamente i rapporti di scambio e di interdipendenza che si stabiliscono tra tutti gli agenti di un sistema economico e di valutare come determinati cambiamenti nel settore energetico possano incidere su alcune importanti variabili economiche, quali la produzione, l'occupazione e il valore aggiunto. La determinazione degli effetti degli investimenti previsti dagli scenari energetici ha comportato, preliminarmente la definizione della composizione del portafoglio di investimenti considerato: per ciascun investimento previsto negli scenari generati dal modello Markal-Italia, sono stati individuati i settori produttivi, ossia i settori che si stima possano generare spese dirette nella fase di realizzazione degli interventi. L'introduzione nel modello dei dati relativi al costo degli interventi ha quindi consentito di quantificare i relativi impatti sui diversi settori economici<sup>17</sup>.

Gli investimenti considerati nella analisi prevedono interventi diretti sia nella struttura dell'offerta di energia, sia nella struttura della domanda energetica. Gli investimenti previsti dal lato offerta prevedono interventi per la costruzione e/o l'ampliamento nella struttura produttiva del settore geotermico, eolico, idroelettrico, fotovoltaico, solare e delle biomasse. Gli investimenti dal lato domanda, invece, prevedono spese dirette nel settore residenziale (condizionatori, frigoriferi, caldaie, etc.), nel settore terziario (illuminazione, frigoriferi, condizionatori, etc.), nell'industria (forni, motori elettrici, etc.) e nel settore dei trasporti (navi, aerei, infrastrutture, etc.). Tenendo conto di questi investimenti, le figure 5.13 e 5.14 mostrano, per lo scenario base e per lo scenario ACT+, la composizione della spesa finale introdotta come shock esogeno nel modello.

Figura 5.7 - Composizione Vettore di Spesa-Offerta (valori in M€)

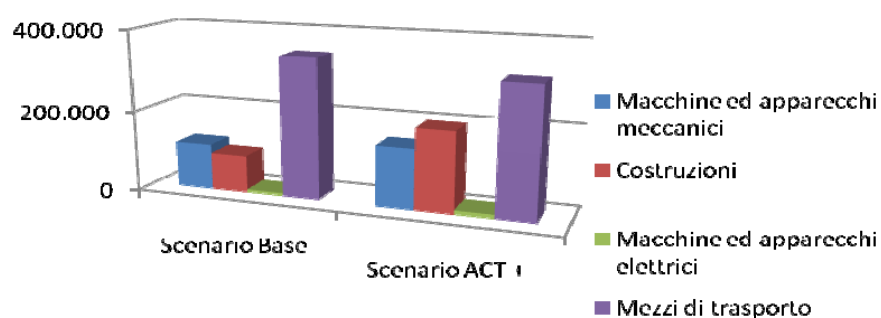


Fonte: Elaborazioni ENEA

<sup>16</sup> La matrice utilizzata per la valutazione di impatto economico degli scenari è stata realizzata a partire dalla Social Account Matrix (SAM) stimata su base 2006 con metodi econometrici dal team della facoltà di Economia di "Tor Vergata" per conto dell'IPI, Istituto per la Promozione Industriale.

<sup>17</sup> L'attribuzione ai diversi settori produttori del costo degli interventi è stata effettuata stimando la composizione del vettore di spesa che esprime le relazioni, in termini monetari, dei diversi settori di attività della matrice.

Figura 5.8 - Composizione Vettore Di Spesa-Domanda (valori in M€)



Fonte: Elaborazioni ENEA

Confrontando gli scenari suddetti, gli effetti sulle principali variabili macroeconomiche mostrano come lo scenario di intervento produca una positiva performance in fase di cantiere (tabella 5.3).

Tabella 5.3 - Stima impatto economico fase di cantiere

|                               | Impatto netto dello Scenario ACT+ rispetto al Base |
|-------------------------------|--|
| Periodo di riferimento        | 2008-2020  |
| Valore aggiunto (M€)          | 416.079  |
| Produzione (M€)               | 526.587  |
| Famiglie (M€)                 | 299.416  |
| Imprese (M€)                  | 65.867   |
| Governo (€*000)               | 50.796   |
| Crescita del PIL per anno (%) | 2%   |

Fonte: Elaborazioni Enea

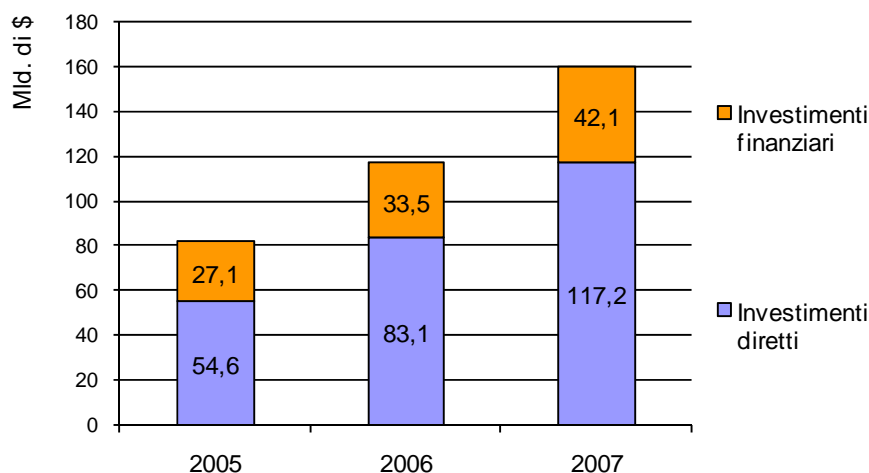
A fronte di una spesa rispettivamente pari a 624.410 M€ per lo scenario base e di 746.913 M€ per lo scenario ACT+, si stima infatti una crescita della produzione attivata netta pari a 526.587 M€, la creazione di valore aggiunto per 416.079 M€ ed un incremento complessivo del PIL nell'ordine del 2%. Va sottolineato che tali risultati sono ancora in fase di elaborazione e il superamento di alcune esemplificazioni adottate potrebbe ridimensionare i valori di impatto. In ogni caso, il messaggio che emerge da questi primi dati è che l'accelerazione tecnologica descritta nello scenario energetico ACT+ può avere un impatto di rilievo sull'economia italiana.

Si vede, infine, come a fronte di una spesa dell'intervento molto simile tra i due scenari, lo scenario ACT+ provochi un impatto economico rilevante rispetto allo scenario base. Lo scenario ACT+, che si basa su una politica di intervento più aggressiva in efficienza energetica ed energia rinnovabile, mostra effetti indiretti molto penetranti sulla struttura delle attività economiche. Lo stimolo delle attività di consumo e di investimento attraverso la catena dei settori fornitori di input produttivi, provocati dall'attuazione di questo scenario, potrebbe quindi essere in grado di stimolare una ripresa economica, almeno nel breve periodo.

### 5.3 Fonti rinnovabili: diffusione sul territorio e sviluppo di una filiera industriale

A livello globale, il mercato delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili (FER) rappresenta un comparto in forte ascesa (Figura 5.9) con un volume di investimenti che ha superato i 160 miliardi di dollari nel 2008.

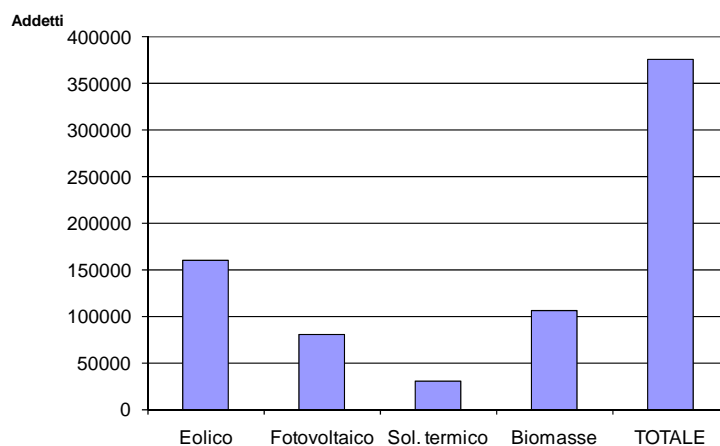
Figura 5.9 - Investimenti in energie rinnovabili nel mondo (miliardi di \$)



Fonte: Lazard

Nel settore delle energie rinnovabili si stima che siano attualmente occupati oltre 2 milioni di addetti in tutto il mondo<sup>18</sup> e circa 400.000 nell'Unione Europea (Figura 5.10). Oltre la metà degli addetti in Europa si concentra nei settori eolico e fotovoltaico.

Figura 5.10 - Unione Europea: occupati nel settore delle energie rinnovabili (2007)

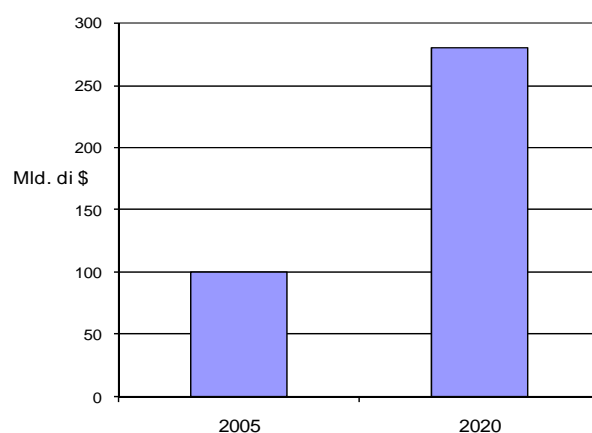


Fonte: WWF

Nei prossimi anni la crescita del comparto potrebbe portare a un fatturato complessivo di 280 miliardi di dollari al 2020, sostenuta dagli obiettivi di politica energetica fissati dall'Unione Europea e dall'amministrazione Obama negli Stati Uniti.

<sup>18</sup> Stime UNEC/ILO WorldWatch Institute.

Figura 5.11 - Mercato mondiale delle tecnologie per le fonti rinnovabili. 2005-2020



Fonte: Green Inc., Kate Galbraith, "In Europe, Wind and Solar Feel Financial Crisis"

L'espansione del settore costituisce quindi una opportunità di sviluppo industriale basato sulla crescita di attività e prodotti innovativi, a forte intensità di capitale e con un rilevante impatto occupazionale. Alcune di queste attività (assemblaggio, installazione e montaggio), sono strettamente legate al territorio in cui si realizzano gli investimenti, mentre le attività a maggior contenuto tecnologico (in generale la realizzazione dei componenti degli impianti) possono essere delocalizzate e divenire oggetto di interscambio commerciale. Lo sviluppo di competenze nella parte più qualificata di questa filiera produttiva, diviene quindi un fattore decisivo di competitività del sistema industriale.

Un esempio di crescita occupazionale trainata dall'espansione del settore delle rinnovabili è costituito dalla Germania. Il fatturato delle rinnovabili nel 2007 è stato pari a 11 miliardi di euro per la costruzione degli impianti (il 43% nel fotovoltaico) e a 14 miliardi di euro per la vendita di energia (25% circa dall'eolico e 12% circa dal fotovoltaico) con un impatto occupazionale di oltre 250.000 nuovi posti di lavoro.

In Italia si è assistito negli ultimi anni a una forte crescita della capacità produttiva degli impianti da fonti rinnovabili, soprattutto per quanto concerne le tecnologie eolica e fotovoltaica (Tabella 5.4).

Tabella 5.4 - Potenza efficiente lorda degli impianti da fonte rinnovabile in Italia (GW)

|                | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | Incremento medio annuo (%) |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------------------------|
| Idrica         | 17056 | 17356 | 17412 | 17458 | 17623 | 1%                         |
| Eolica         | 1131  | 1639  | 1908  | 2714  | 3537  | 33%                        |
| Fotovoltaica   | 7     | 7     | 7     | 87    | 431   | 385%                       |
| Geotermica     | 681   | 711   | 711   | 711   | 711   | 1%                         |
| Biomassa e RSU | 1347  | 1195  | 1256  | 1337  | 1555  | 4%                         |
| Totale         | 20222 | 20908 | 21294 | 22307 | 23857 | 4%                         |

Fonte: Terna

Dal lato dello sviluppo dell'offerta, tuttavia, la competitività del sistema produttivo nazionale presenta alcuni fattori di criticità e arretratezza. Nel settore delle tecnologie eoliche, l'industria nazionale è relegata alla produzione di componenti meccaniche o nel settore di nicchia delle turbine di piccola taglia. Il settore fotovoltaico, che secondo una ricerca IEFE-Bocconi<sup>19</sup> ha fatto registrare un fatturato di 1.150 milioni di Euro nel 2008 con un incremento del 150% rispetto all'anno precedente, presenta un elevato livello di frammentazione (600 imprese).

<sup>19</sup> Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica



Gran parte dell'industria nazionale si concentra nelle attività di assemblaggio; in tale segmento sono presenti anche alcune filiali di grandi gruppi internazionali. Solamente l'1,5% dei soggetti nazionali si concentra nel segmento della produzione di wafer e della lavorazione del silicio. Tale attività copre circa il 52% del volume delle vendite settoriali e si basa in gran parte su prodotti importati. Migliore è il posizionamento dell'industria nazionale nel segmento di produzione degli inverter e delle apparecchiature elettroniche dove alcuni soggetti hanno raggiunto un buon livello di competitività sui mercati internazionali.

In generale, l'industria italiana delle FER mostra un elevato grado di dipendenza tecnologica importando circa il 70% dei componenti per gli impianti di generazione da FER. Le competenze già acquisite in altri comparti industriali (meccanica, automazione, elettrotecnica ed elettronica), la presenza di alcuni punti di forza nell'ambito delle tecnologie energetiche (solare a concentrazione), la flessibilità organizzativa propria dei distretti industriali nazionali e alcune misure di politica industriale potrebbero però agevolare la crescita di questo comparto anche in Italia, permettendogli di coprire una quota maggiore del mercato domestico e internazionale.

Un attendibile scenario dello IEFE-Bocconi evidenzia le potenzialità di sviluppo del settore al 2020: se l'industria nazionale riuscirà a coprire almeno il 70% della quota di mercato domestico, potrà creare 175.000 nuovi posti di lavoro, realizzando un fatturato di 70 milioni di euro (5,6 milioni di euro all'anno nel periodo 2008-2020). Tali potenzialità potranno però emergere se le politiche nazionali riusciranno svolgere un appropriato ruolo di indirizzo e stimolo.

In primo luogo vanno sottolineate alcune criticità legate al sistema di sostegno alla domanda, elemento cruciale ma non sufficiente alla creazione di una filiera industriale nel comparto delle rinnovabili:

- la crescita del mercato necessita soprattutto di regole stabili per ridurre l'incertezza legata alla redditività degli investimenti;
- il sistema degli incentivi, pur dovendo garantire redditività sufficiente, non deve generare situazioni di rendita tali da frenare lo sviluppo tecnologico del settore; in questo senso il meccanismo andrebbe rivisto come fa rilevare la stessa Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nella sua ultima Relazione Annuale;
- schemi di incentivazione per l'energia termica da fonti rinnovabili, trasparenti e di immediata comprensione per l'utente potrebbero agevolare la crescita di una filiera dalle grandi potenzialità.

Le politiche fiscali potrebbero svolgere un importante ruolo di attrazione di capitali privati attraverso alcune misure a favore del *venture capital* e del *private equity* e attraverso forme di detassazione per gli utili reinvestiti o gli investimenti in ricerca. Il sostegno alla ricerca appare come una linea di intervento cruciale per sfruttare completamente tutti i margini di progresso tecnico che caratterizzano gran parte delle tecnologie rinnovabili. Oltre al necessario sostegno a specifici programmi di ricerca pubblica, va sottolineato come il legame tra università e impresa sia stato uno dei fattori di successo del modello tedesco.

Infine, vale la pena notare che lo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili incida profondamente sulla struttura industriale dell'intero settore elettrico. L'incremento della taglia degli impianti alimentati da fonti fossili, che in passato si era rivelato come il principale fattore di incremento di efficienza del sistema, non appare più perseguibile a causa dei vincoli ambientali e dei processi di liberalizzazione (che penalizzano chi immobilizza ingenti somme di denaro). Le utilities elettriche hanno quindi prestato una crescente attenzione agli impianti di piccola taglia alimentati da FER. Questa evoluzione ha, in alcuni casi, favorito la creazione di utilities specializzate nella produzione da fonti rinnovabili. Appare quindi evidente come le utilities elettriche siano i soggetti industriali in grado di pilotare (assieme ai soggetti pubblici che erogano gli incentivi) lo sviluppo dell'industria delle FER attraverso grandi contratti di acquisto di energia da rinnovabili, attraverso grandi commesse per la fornitura di componenti, mediante l'acquisizione e l'integrazione verticale con le utilities specializzate.

#### 5.4 Lo sviluppo della rete elettrica verso un modello di generazione distribuita

La Generazione Distribuita (GD) consiste di sistemi di generazione elettrica di piccola taglia, modulari e localizzati vicino ai consumatori (impianti industriali o edifici per attività commerciali o residenziale), per soddisfare specifiche necessità energetiche o di affidabilità.

I sistemi possono essere a fonte rinnovabile o meno (generalmente in assetto cogenerativo), con taglie di potenza medio-piccola. Una definizione generale di GD è difficilmente individuabile, poiché questa è legata alle caratteristiche territoriali e allo specifico sistema elettrico.

Nell'ambito dei progetti UE del V Programma Quadro SUSTELNET e DISPOWER, è stato per esempio effettuato il tentativo di dividere le categorie della cogenerazione e delle fonti rinnovabili in generazione di grande scala e generazione distribuita (Tabella 5.5).

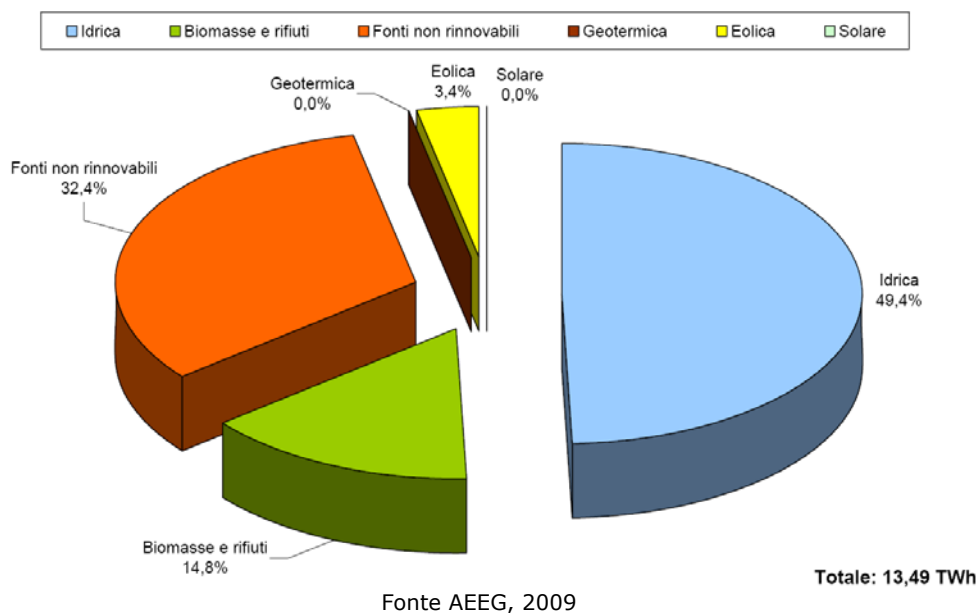
Tabella 5.5 - Suddivisione fra generazione di grande scala e Generazione Distribuita.

|                                     | Cogenerazione  | Fonti rinnovabili   |
|-------------------------------------|--|---|
| <b>Generazione di grande scala</b>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Teleriscaldamento di grandi dimensioni (&gt; 50MWe)</li><li>• Grande cogenerazione industriale (&gt; 50MWe)</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Grande idroelettrico (&gt; 10MWe)</li><li>• Eolico <i>Off-Shore</i></li><li>• Combustione di biomasse in grandi impianti a carbone</li><li>• Geotermia</li></ul>    |
| <b>Generazione Distribuita (GD)</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Teleriscaldamento di medie dimensioni</li><li>• Media cogenerazione industriale</li><li>• Cogenerazione settore commerciale</li><li>• Microcogenerazione</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Medio e piccolo idroelettrico</li><li>• Eolico <i>On-Shore</i></li><li>• Energia maremotrice</li><li>• Combustione di biomasse e rifiuti</li><li>• Solare</li></ul> |

Fonte: Progetti SUSTELNET e DISPOWER del V Programma Quadro UE

Le fonti impiegate negli ambiti della GD sono quella idrica, eolica, fotovoltaica, le biomasse e rifiuti, la geotermica e le fonti non rinnovabili. La figura 5.12 descrive la ripartizione della produzione lorda di energia elettrica fra le diverse fonti relativamente all'anno 2006.

Figura 5.12 - Ripartizione fra le fonti della produzione lorda di energia elettrica nell'ambito della GD (2006)



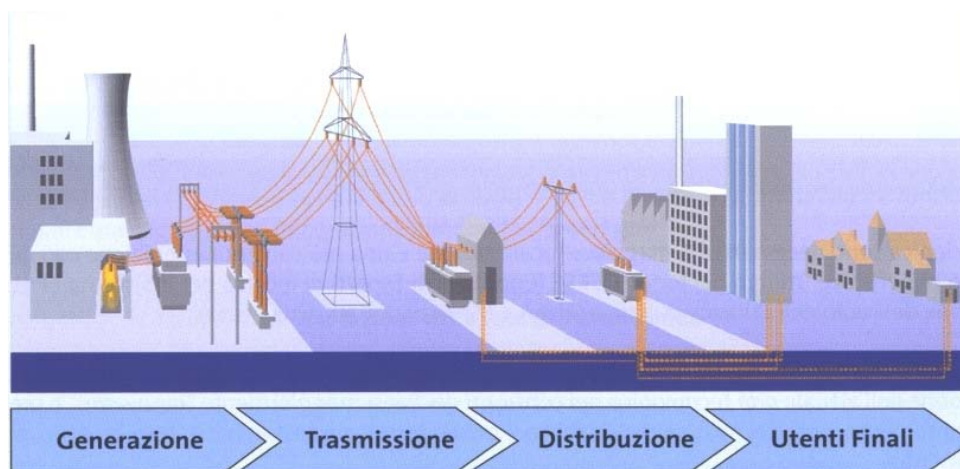
Le fonti rinnovabili svolgono un ruolo predominante, fornendo buona parte dell'energia che viene quasi totalmente immessa in rete, mentre la restante energia prodotta con fonti non rinnovabili è solitamente consumata in loco. Ciò evidenzia le diverse motivazioni e criteri che hanno portato alla diffusione della GD in Italia. Gli impianti termoelettrici nascono spesso per la produzione combinata di energia e calore, per soddisfare richieste locali di energia; al contrario, gli impianti a fonti rinnovabili nascono per sfruttare le risorse energetiche locali, vincolate cioè alle caratteristiche del territorio.

Il Terzo Rapporto sull'evoluzione della generazione distribuita, realizzato dall'Autorità per l'Energia e il Gas, attraverso il monitoraggio degli impianti di generazione distribuita e di piccola generazione, ha censito in Italia più di 2.600 centrali di piccole dimensioni con una potenza installata totale di oltre 4.000 MW e una produzione annua di entità non trascurabile, pari al 4,3% dell'intera produzione lorda nazionale di energia elettrica.

La penetrazione della GD nel sistema elettrico nazionale è quindi 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 disponibilità della fonte, la validità tecnico-economica della tecnologia e le problematiche connesse con il collegamento alla rete.

Le attuali reti di distribuzione di media (20 kV) e bassa tensione (380 V) sono state progettate per fornire agli utenti finali l'energia elettrica prodotta in grandi impianti centralizzati connessi alle reti di alta e altissima tensione e trasportata per lunghe distanze attraverso il sistema di trasmissione. Le reti di distribuzione sono quindi concepite per un esercizio di tipo "passivo" e sono caratterizzate da una topologia generalmente radiale e da flussi di potenza unidirezionali diretti verso il cliente finale allo scopo di soddisfare la domanda elettrica nel rispetto dei vincoli tecnici (sulle tensioni e sulle correnti) e dei vincoli imposti sulla qualità e continuità del servizio elettrico.

*Figura 5.13 - Evoluzione delle reti elettriche di distribuzione*



Fonte: Libro bianco energia (ANIE, 2006)

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).

Per sua natura la rete elettrica di distribuzione non è quindi predisposta ad accogliere quantità significative di generazione. Una notevole diffusione di impianti di GD non controllata su reti concepite per essere puramente passive induce problematiche di esercizio in termini di profili di tensione, sistema di protezione, affidabilità e qualità dell'alimentazione. Il superamento di

tali problemi 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.

Una massiccia penetrazione di generazione distribuita, come nello scenario previsto per il 2030 da parte del Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti, potrebbe comportare evoluzioni delle reti di distribuzione verso strutture e gestioni particolarmente complesse ed innovative e richiedere pertanto anche investimenti molto consistenti sulle reti.

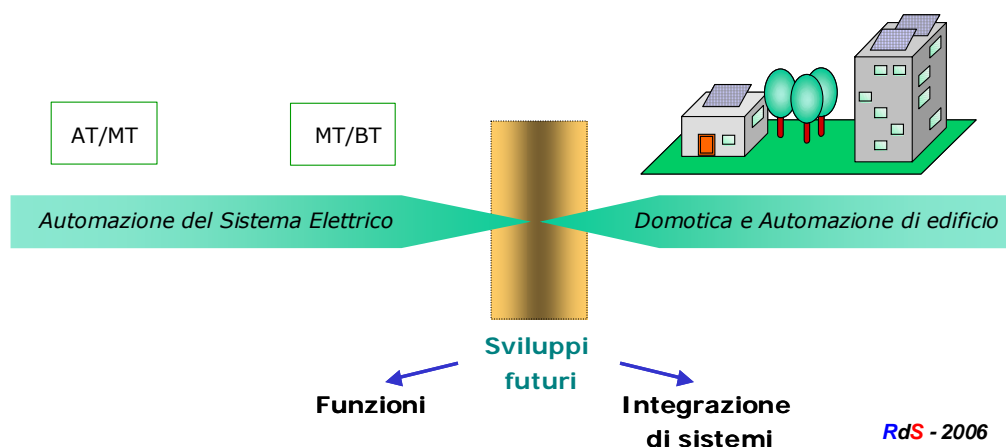
Queste dovranno essere ripensate non soltanto in termini di adeguamento dei sistemi di controllo ma anche in termini di impiego di nuovi componenti di rete, come cavi superconduttori ad alta temperatura, componenti elettronici per la gestione dei flussi di energia sulle reti e accumuli energetici.

L'esercizio della rete cambierà in modo radicale: al fine di garantirne 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.

Le tecnologie ICT hanno permesso l'evoluzione delle reti energetiche e del mercato elettrico, rendendo possibile per gli utenti finali un ruolo più attivo: attualmente tutti i clienti possono scegliere il fornitore di energia e il profilo tariffario più adatto alle proprie necessità. In aggiunta, questi cambiamenti offrono ai consumatori la possibilità di partecipare alla creazione di nuove soluzioni per incrementare la sicurezza e la flessibilità del sistema elettrico nel suo complesso.

Con la diffusione della generazione distribuita questa visione, ove l'utenza finale rappresenta un "nodo intelligente" della rete, diviene ancora più incalzante, in quanto il nodo non rimane un semplice utilizzatore, ma, se dotato di sistemi di generazione, è in grado di immettere in rete un flusso di potenza. È quindi auspicabile lo scambio informativo tra l'automazione del sistema elettrico, la domotica e l'automazione di edificio (Figura 5.14). Per ottenere tale scambio informativo è necessario sviluppare nuove funzioni e promuovere l'integrazione tra le reti di distribuzione e i sistemi.

*Figura 5.14 - Evoluzione dell'automazione nelle reti e nei sistemi d'utenza*



Fonte: ERSE (Ricerca di Sistema 2006)

## 5.5 L'opzione nucleare in Italia

### *Il Disegno di legge "sviluppo"*

L'approvazione, il 9 luglio 2009 del Disegno di Legge "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" (DdL 1195-B) segna ufficialmente il ritorno in Italia dell'opzione nucleare per la produzione di energia elettrica sul territorio nazionale e introduce altre novità importanti per il settore energetico.

L'art. 25 della Legge stabilisce che, entro 6 mesi dalla sua entrata in vigore, l'Esecutivo, attraverso uno o più decreti legislativi, regolerà le modalità di localizzazione nel territorio nazionale degli impianti di produzione elettronucleare e degli impianti di fabbricazione del combustibile, i sistemi di stoccaggio dei rifiuti radioattivi e del materiale nucleare, le misure compensative da riconoscere alle popolazioni e alle imprese interessate, le procedure autorizzative e i requisiti per lo svolgimento delle attività di costruzione, di esercizio e di disattivazione degli impianti.

L'art. 26 stabilisce che con delibera del CIPE, da adottare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della legge, saranno definite le tipologie degli impianti per la produzione di energia elettrica nucleare che possono essere realizzati nel territorio nazionale. Sempre con delibera CIPE, saranno individuati le misure e i criteri in grado di favorire la costituzione di consorzi per la costruzione e l'esercizio di tali impianti

Su tutto il settore vigilerà la costituenda Agenzia per la sicurezza nucleare (art. 29) che svolgerà funzioni e compiti di Autorità nazionale per la regolamentazione tecnica, il controllo e l'autorizzazione ai fini della sicurezza delle attività concernenti gli impieghi pacifici dell'energia nucleare, la gestione e la sistemazione dei rifiuti radioattivi e dei materiali nucleari provenienti sia da impianti di produzione di elettricità, sia da attività mediche ed industriali, la radioprotezione, nonché le funzioni e i compiti di vigilanza sulla costruzione, l'esercizio e la salvaguardia degli impianti e dei materiali nucleari, comprese le loro infrastrutture e la logistica.

Questo Organismo costituito dalle competenze professionali presenti nell'ENEA e nell'ISPRA sarà dotato di risorse tecniche in grado di garantire il più rigoroso rispetto delle esigenze di sicurezza, di tutela della salute dei cittadini e lavoratori, di protezione dell'ambiente. Ad essa dovranno rivolgersi i vari costruttori per richiedere la certificazione per le tecnologie di cui sono licenziatari. L'Agenzia presenterà ogni anno al Parlamento una relazione sulla sicurezza nucleare.

Con l'entrata in vigore della legge interverrà il commissariamento della SOGIN i cui compiti e funzioni verranno ridefiniti dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

Inoltre, al fine di promuovere la ricerca e la sperimentazione nel settore energetico e, in particolare, anche lo sviluppo del nucleare di nuova generazione, l'art. 38 della Legge, (*"Promozione dell'innovazione nel settore energetico"*) stabilisce che, tramite un'apposita convenzione stipulata tra l'Agenzia per l'attrazione degli investimenti e lo sviluppo d'impresa Spa, il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell'Ambiente verranno individuate le risorse della stessa Agenzia disponibili, per la realizzazione di un piano operativo, approvato dal CIPE. Tale piano prevede, anche al fine di ricostituire le competenze e le capacità di ricerca e di sviluppo, la partecipazione attiva ai programmi internazionali sul nucleare denominati «*Generation IV International Forum*» (GIF), «*Global Nuclear Energy Partnership*» (GNEP), «*International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles*» (INPRO), «*Accordo bilaterale Italia-USA di cooperazione energetica*», «*International Thermonuclear Experimental Reactor*» (ITER) e le attività di «*Broader Approach*» per la realizzazione di impianti complementari ad ITER, ad accordi bilaterali, internazionali di cooperazione energetica e nucleare, anche finalizzati alla realizzazione sia di apparati dimostrativi sia di futuri reattori di potenza, nonché alla partecipazione attiva ai programmi di ricerca, con particolare attenzione a quelli comunitari, nel settore del trattamento e dello stoccaggio del combustibile esaurito.

La Legge prosegue, quindi, da un punto di vista legislativo e normativo, il cammino intrapreso per il ritorno del nucleare in Italia iniziato il 24 febbraio 2009 con il Protocollo di Intesa governativo italo-francese per la cooperazione energetica.

### *Gli accordi internazionali e l'Accordo di programma ENEA - Ministero dello Sviluppo Economico*

Nell'ambito del Protocollo di Intesa governativo italo-francese, ENEL e EDF siglarono due Protocolli di Intesa che ponevano le premesse per un programma di sviluppo congiunto per lo studio di fattibilità di almeno 4 unità di terza generazione avanzata del tipo EPR da costruire nel nostro Paese e per estendere la partecipazione di ENEL al programma nucleare in Francia.

Quindi un processo di avanzamento in una *road map* che, tra l'altro, dovrà prevedere soluzioni condivise a livello istituzionale, in primo luogo con le Regioni, e un adeguamento e un potenziamento della Rete elettrica di trasmissione nazionale.

In questa ottica di avanzamento si inserisce la firma, il 22 luglio 2009, dell'accordo di cooperazione tra l'ENEA e il CEA francese (Commissariat à l'Energie Atomique) per la ricerca sull'energia nucleare e sulle energie rinnovabili. L'accordo tra le due istituzioni di ricerca focalizza gli ambiti di collaborazione tecnico-scientifica previsti del già citato memorandum del 24 febbraio tra i Governi di Francia e Italia, contribuendo a sviluppare sinergie nei settori della ricerca sul nucleare e sulle rinnovabili per rispondere alle sfide energetiche dei prossimi decenni.

In sinergia con le grandi iniziative internazionali e comunitarie, l'ENEA sta attuando un programma di ricerca nazionale, mediante un Accordo di Programma triennale con il Ministero dello Sviluppo Economico, basato su linee programmatiche riguardanti: gli studi di inquadramento del nuovo nucleare, gli scenari, il ciclo del combustibile e la minimizzazione dei rifiuti radioattivi, la resistenza alla proliferazione, i reattori evolutivi INTD (*International Near Term Deployment*) con particolare attenzione al progetto IRIS (*International Reactor Innovative and Secure*), i reattori innovativi di quarta generazione, le attività a supporto della individuazione e scelta di un sito e per la successiva realizzazione di un deposito definitivo dei rifiuti radioattivi di II categoria e temporaneo dei rifiuti di III categoria, il supporto all'autorità istituzionale di sicurezza per l'iter autorizzativo, la formazione scientifica funzionale alla ripresa dell'opzione nucleare in Italia.

In tale ambito è stata anche affrontata la problematica della definizione, selezione e qualificazione di un sito per l'installazione di centrali nucleari di potenza, nonché di depositi ed impianti per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi, attraverso un processo multidisciplinare che coinvolge numerose competenze tecnico-scientifiche ed entità istituzionali.

L'ENEA, in questo settore, rende disponibili le competenze e le infrastrutture dei sistemi informativi territoriali, di geologia e sismologia (terremoti e fagliazione superficiale), di analisi di sicurezza ed impatto ambientale da incidente severo, di studio dei fattori ambientali, di modellistica e supercalcolo.

Le scelte programmatiche e progettuali dell'Ente, peraltro concordate con il Ministero dello Sviluppo Economico, hanno ricevuto il plauso degli stakeholder accademici, istituzionali ed industriali italiani, che le ritengono funzionali al programma di governo per il rientro nella filiera nucleare produttiva. In particolare, le grandi *facilities* sperimentali e i laboratori dell'ENEA e delle sue partecipate SIET, ERSE e NUCLECO, rendono disponibili buone capacità e competenze di sviluppo metodi, progettazione e analisi nei settori nevralgici per lo sviluppo e il *licensing* degli impianti nucleari quali: i dati nucleari, la fisica del reattore nucleare, la termoidraulica di nocciolo, la termoidraulica di impianto, le analisi di sistema e di sicurezza, il combustibile nucleare, il ciclo del combustibile, i materiali strutturali, la strumentazione di controllo. Così pure fondamentali sono i reattori nucleari di ricerca TRIGA e TAPIRO del Centro Ricerche ENEA della Casaccia, nonché il reattore TRIGA di Pavia e AGN di Palermo, che costituiscono delle infrastrutture indispensabili per le prove sperimentali di supporto alla ripresa nucleare in Italia, ma soprattutto per il training e la formazione del personale.

### *Ruolo dell'ENEA nel processo di qualificazione di componenti nucleari*

La qualificazione, accoppiata con la normativa, rappresenta un fattore chiave per consentire la penetrazione di componenti nel settore nucleare. Come conseguenza del rientro del paese nel nucleare si sta attivando una ricognizione, condotta dalla sottocommissione 3 (Impianti nucleari) di UNICEN su incarico del Ministero per lo Sviluppo Economico, relativa alla disponibilità di impianti e laboratori dotati di attrezzature e competenze utilizzabili per il

processo di qualificazione di materiali e componenti. Da una prima ricognizione risulta che l'ENEA rappresenta tuttora l'entità di riferimento per il Paese, avendo mantenuto in efficienza la notevole dotazione di apparecchiature necessarie alla qualificazione, e disponendo ancora delle competenze necessarie. Infatti le dotazioni relative a controlli non distruttivi, prove meccaniche, analisi microstrutturali sono tuttora in buona efficienza e sono stati ulteriormente implementati in questi ultimi anni.

Le dotazioni ed i laboratori ENEA costituiscono una rete dislocata fra i vari centri dell'ente (Casaccia, Brasimone, Trisaia fra gli altri) ed estesa anche ad alcune partecipate (ad esempio SIET, CALEF). Di particolare rilevanza risultano alcune apparecchiature ed impianti (tavole vibranti, compatibilità elettromagnetica, irraggiamento gamma, potenzialità ad ospitare prove di LOCA, in Casaccia e SIET, controlli non distruttivi e dispositivi di invecchiamento in Trisaia e test di materiali al Brasimone) che hanno caratteristiche di unicità a livello nazionale. I laboratori sono generalmente funzionanti, in un ragionevole stato di manutenzione e rappresentano un insieme organico e gestibile. In particolare l'edificio F65 del Centro Ricerche ENEA della Casaccia rappresenta una ulteriore caratteristica di rilevanza del sistema ENEA, in quanto, essendo stato progettato e realizzato appositamente per questo scopo, consente di raggruppare la maggior parte delle prove, soprattutto quelle particolarmente impegnative logisticamente, in un unico sito attrezzato. Pertanto, con alcune sistemazioni organizzative e logistiche, fra cui riveste un ruolo particolarmente importante il recepimento dei dettati della normativa (ad es. Garanzia di Qualità), l'ENEA può ricoprire un ruolo centrale nel processo di caratterizzazione e di validazione di componenti per le Centrali Nucleari da installare nel paese, contribuendo in maniera significativa alla qualificazione di produttori nazionali.

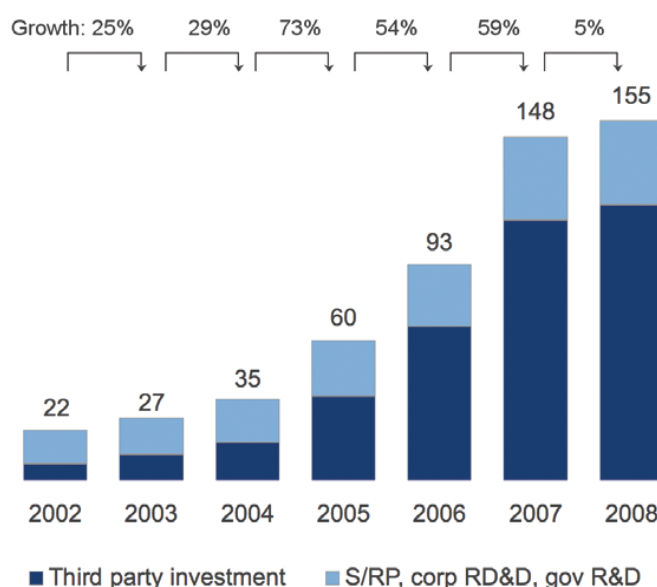
L'entità e la rilevanza delle competenze e delle infrastrutture tecniche dell'ENEA consentono all'Ente di candidarsi a coordinatore a livello nazionale di iniziative in questo settore, prima fra tutte il completamento della azione di ricognizione e la individuazione di collegamenti funzionali e operativi fra i vari soggetti coinvolti.

## 6. GLI INVESTIMENTI NELLE CLEAN ENERGY TECHNOLOGIES: UN'OCCASIONE PER L'INDUSTRIA ITALIANA?

### 6.1 Le tendenze internazionali

La brusca frenata e la successiva flessione che, nel corso dell'ultimo anno, hanno segnato l'andamento degli investimenti mondiali nelle *clean energy technologies* si profilano, apparentemente, solo come una delle inevitabili conseguenze indotte dalla crisi economica internazionale. Un'analisi più accurata della straordinaria dinamica di espansione che ha interessato tali investimenti negli ultimi anni, in accelerazione a partire dal 2002 e con un totale stimato di spesa nel 2008 di 155 miliardi di dollari (pari a quasi quattro volte quello del 2004), consente infatti di rilevarne aspetti del tutto particolari (Figura 6.1). L'espansione degli investimenti nelle *clean energy technologies* è scaturito, infatti, non solo dai problemi che le questioni della sicurezza energetica e del cambiamento climatico hanno sollevato con sempre maggiore urgenza, ma anche dal contestuale delinearsi di nuove opportunità tecnologiche da sfruttare in ambiti non ancora adeguatamente esplorati. All'incremento del volume di investimenti nel settore, hanno infatti contribuito in misura crescente le spese collegate alle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, che nel 2008 sono arrivate a rappresentare più dei  $\frac{3}{4}$  degli investimenti totali sorpassando, per la prima volta, le spese di investimento in tecnologie per l'uso di fonti fossili (140 vs. 110 miliardi di dollari).

Figura 6.1 - Investimenti nel settore delle *clean energy technologies* (2002-2008, miliardi di dollari)



Fonte: *New Energy Finance*, UNEP: *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009*

L'ampiezza della crisi economica internazionale deve essere dunque confrontata con un fenomeno, quale è quello del decollo dei mercati delle *clean energy technologies*, di intensità non meno importante e, per giunta, recentemente sostenuto da politiche di carattere straordinario, volte a contrastare i fattori maggiormente responsabili del cambiamento climatico e a garantire la sicurezza energetica. In effetti, i segnali attualmente rilevati per questi mercati mostrano una flessione particolarmente pronunciata nell'arco del primo trimestre del 2009 (nel confronto con il trimestre corrispondente dell'anno precedente), mentre qualche avvisaglia di ripresa sembra già essersi profilata nel corso del secondo trimestre 2009, anche se non appare ancora plausibile immaginare livelli degli investimenti come quelli conseguiti finora (Figura 6.2).



Figura 6.2 - Investimenti nel settore delle clean energy technologies, andamento trimestrale (Q12002-Q12009, miliardi di dollari).



Fonte: New Energy Finance, UNEP: *Global Trends in Sustainable Energy Investment 2009*

Numerosi appaiono, tuttavia, gli elementi su cui può essere basata l'attesa di sostanziali recuperi degli investimenti nonché, fatto più importante, l'aspettativa che la presente crisi, ancorché drammatica, non ne inverta la rotta. Nel 2008, della nuova capacità energetica installata a livello mondiale, gli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili sono arrivati a costituire il 25% (il 40% se si include il grande idroelettrico) e ciò si è realizzato soprattutto in conseguenza dei massicci interventi operati dalle politiche pubbliche. Allo stesso tempo si è potuto notare come, alle flessioni registrate dagli investimenti totali mondiali nelle *clean energy technologies*, abbia contribuito in maniera sostanziale anche una momentanea fase di stallo delle politiche pubbliche di sostegno, che ha portato a un più che dimezzamento dei finanziamenti tra il 2007 e il 2008 (da 23,4 a 11,4 miliardi di dollari stimati). A ciò va aggiunto il recente mutamento delle posizioni del governo statunitense con l'avvento dell'Amministrazione Obama a favore delle politiche climatiche e il profilarsi con esse di un contesto mondiale relativamente più favorevole allo sviluppo di processi di "riconversione verde" dei sistemi produttivi, e l'annuncio, da parte dei governi dei maggiori paesi (G20), di una nuova significativa ripresa delle azioni di intervento pubblico mirate a tale riconversione.

## 6.2 La "doppia" crisi e il trade off delle politiche pubbliche

La criticità che il sostegno pubblico assume nella spinta all'innovazione nel settore energetico<sup>20</sup> si intreccia, inevitabilmente, con l'urgenza delle azioni che possono sortire efficacia immediata sull'uscita dalla crisi. Allo stesso tempo è stato chiarito che le condizioni di una crescita duratura e sostenibile dipenderanno dall'incisività delle azioni che fin da ora saranno intraprese per la lotta ai cambiamenti climatici<sup>21</sup>. Non a caso l'AIE (Agenzia Internazionale per l'Energia) ha così individuato nell'attuazione di interventi con ricadute "a breve" sulla crescita del reddito e dell'occupazione, ma con effetti di natura "permanente" sulla riconversione energetica e climatica, come quelli concentrati sull'efficienza energetica per gli usi finali, la soluzione con miglior rapporto costi/benefici della "scelta pubblica" nell'attuale fase economica. Tale soluzione non è, tuttavia, intesa come sostitutiva di quelle azioni che debbono supportare il processo di sviluppo delle tecnologie per la produzione energetica da fonti rinnovabili e, in particolare, di quelle cosiddette di "seconda generazione" (essenzialmente eolico, solare fotovoltaico e solare termico).

Già selezionate tra gli obiettivi strategici di sviluppo tecnologico in campo energetico nel Set-Plan europeo della fine del 2007, le tecnologie di "seconda generazione" per la produzione

<sup>20</sup>Stern N. (2006), *The Economics of Climate Change*, Cambridge University Press.

<sup>21</sup>Stern N. (2009), *A Blueprint for a Safer Planet – How to Manage Climate Change and Create a New Era of Progress and Prosperity*, The Bodley Head Ltd; Edenhofer O., Stern N. (2009), *Towards a Global Green Recovery – Recommendations for Immediate G20 Action*, Report submitted to the G20 London Summit, 2 April 2009;.

energetica da fonti rinnovabili stanno ormai emergendo come parte di una nuova base di "offerta produttiva tecnologicamente avanzata" in molti dei maggiori paesi industrializzati (Tabella 6.1), Queste indicazioni sono particolarmente rilevanti anche per comprendere la portata dei recenti orientamenti dell'intervento pubblico dei maggiori paesi industriali in materia energetica-ambientale.

Tabella 6.1 - Occupati nel settore delle Fonti Energetiche Rinnovabili (2007/2008)

| Fonte Energetica Rinnovabile  | Paese         |        |
|-------------------------------|---------------|--------|
| Eolico<br>160.000             | Germania      | 85.100 |
|                               | Spagna        | 40.000 |
|                               | Danimarca*    | 23.500 |
|                               | Francia*      | 7.000  |
|                               | Gran Bretagna | 4.000  |
| Solare Fotovoltaico<br>80.000 | Germania      | 42.000 |
|                               | Spagna        | 26.800 |
|                               | Francia       | 3.500  |
|                               | Italia        | 1.700  |
| Solare Termico<br>30.000      | Germania      | 17.400 |
|                               | Spagna*       | 9.142  |
|                               | Italia        | 3.000  |

\* Solo lavoro diretto.

Fonte: WWF 2009 (*Low carbon Jobs for Europe, Current Opportunities and Future Prospects*)

Nel più generale contesto delle manovre di bilancio preventivate per affrontare la crisi (*fiscal stimulus*), le quote definite come *green stimulus* risultano per lo più consistenti, e non raramente anche in quei paesi che già hanno avviato importanti processi di investimento e di sviluppo della produzione nell'ambito delle tecnologie di "seconda generazione" per le fonti energetiche rinnovabili. L'approssimazione delle stime che caratterizza la dimensione totale del *fiscal stimulus* e quella, non minore, relativa alla dimensione e alla "qualificazione" del *green stimulus* (vale a dire la distinzione tra interventi mirati a obiettivi di tipo "infrastrutturale", come le reti e l'efficienza energetica in genere, oppure a precisi investimenti in specifiche *clean energy technologies*) non consentono certamente di trarre conclusioni sulla qualità e sull'efficacia degli interventi che si vanno delineando.

Tuttavia non sembra fuor di luogo osservare la forte differenziazione esistente tra paesi relativamente al *fiscal stimulus* in percentuale del PIL (a fronte di una media del 3,3% per il G20, si segnalano le quote, ad essa superiori, del 9,4% dell'Arabia Saudita, del 5,9% degli Stati Uniti, del 4,8% della Cina e del 3,4% della Germania) e l'ulteriore differenziazione (Tabella 6.2) che emerge per il *green stimulus* in rapporto al *fiscal stimulus*, con le quote particolarmente rilevanti della Corea del Sud (80,5%, pari al 3,2% del PIL), della Cina (34,8%, pari al 4,8% del PIL).

Buona è la posizione degli Stati Uniti (11,5%, pari allo 0,8% del PIL), mentre in Europa, in presenza di un assai basso stimolo fiscale in campo ambientale (58,7% la quota di questo sul *fiscal stimulus*, ma solo lo 0,1% in percentuale del PIL) preminenti sono le posizioni di Germania e Francia (13,2% e 21,2% rispettivamente, corrispondenti allo 0,4% e 0,2% del PIL) che distaccano quella della Gran Bretagna (6,9%, pari allo 0,1% del PIL) e, quella dell'Italia, pari all'1,3% (ancora, lo 0,1% del PIL). Il pregio di queste prime cifre è, evidentemente, quello di confermare il forte impegno assunto dalle politiche pubbliche nel momento in cui è subentrata la decisione di dare corso a vasti piani di ristrutturazione del sistema energetico attraverso lo sviluppo delle *clean energy technologies*.

Tabella 6.2 - Misure di 'Green Stimulus' nei paesi G20 (2008)

|                | TOTAL FUND   |       | GREEN FUND TOTAL |      | FUND AS SHARE OF 2008 GDP |      | GREEN SHARE IN TOTAL STIMULUS |      | GREEN STIMULUS AS AS SHARE OF 2008 GDP |       | RENEWABLE POWER |      | CCS/OTHER |   | BUILDINGEE | LO CVEHICLES | RAIL | GRID | WATER/WASTE | PERIOD (YEARS) |
|----------------|--------------|-------|------------------|------|---------------------------|------|-------------------------------|------|--|-------|-----------------|------|-----------|---|------------|--------------|------|------|-------------|----------------|
|                | 2008 US\$ bn |       | %                |      | %                         |      | %                             |      | %                                      |       | 2008 US\$ bn    |      |           |   |            |              |      |      |             |                |
| ARGENTINA      | 3.7          | 0.0   | 1.1              | 0.0  | 0.0                       | -    | -                             | -    | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009           |
| AUSTRALIA      | 26.7         | 2.5   | 2.5              | 9.3  | 0.2                       | -    | -                             | 2.5  | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2012    |
| CANADA         | 31.8         | 2.6   | 2.0              | 8.3  | 0.2                       | -    | 1.1                           | 0.2  | -                                      | 0.4   | 0.8             | 0.1  | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2013    |
| CHINA          | 586.1        | 200.8 | 13.9             | 34.3 | 4.8                       | -    | -                             | -    | 1.5                                    | 98.7  | 70.0            | 30.7 | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2010    |
| FRANCE         | 33.7         | 7.1   | 1.1              | 21.2 | 0.2                       | 0.9  | -                             | 0.8  | -                                      | 1.3   | 4.1             | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2010    |
| GERMANY        | 104.8        | 13.8  | 2.7              | 13.2 | 0.4                       | -    | -                             | 10.4 | 0.7                                    | 2.8   | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2010    |
| INDIA          | 13.7         | 0.0   | 1.1              | 0.0  | 0.0                       | -    | -                             | -    | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009           |
| INDONESIA      | 5.9          | 0.1   | 1.2              | 1.6  | 0.0                       | 0.1  | -                             | -    | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009           |
| ITALY          | 103.5        | 1.3   | 4.3              | 1.3  | 0.1                       | -    | -                             | -    | -                                      | 1.3   | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 onwards   |
| JAPAN          | 485.9        | 12.4  | 10.0             | 2.6  | 0.3                       | -    | -                             | 12.4 | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 onwards   |
| MEXICO         | 7.7          | 0.8   | 0.7              | 9.7  | 0.1                       | -    | -                             | 0.8  | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009           |
| SAUDI-ARABIA   | 126.8        | 9.5   | 24.0             | 7.5  | 1.8                       | -    | -                             | -    | -                                      | -     | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | 9.5  | -           | 2009           |
| SOUTH KOREA    | 38.1         | 30.7  | 4.0              | 80.5 | 3.2                       | 1.8  | -                             | 6.2  | 1.8                                    | 7.0   | -               | 13.9 | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2012    |
| UNITED KINGDOM | 30.4         | 2.1   | 1.1              | 6.9  | 0.1                       | -    | -                             | 0.3  | 1.4                                    | 0.4   | -               | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2012    |
| UNITED STATES  | 972.0        | 112.2 | 6.8              | 11.5 | 0.8                       | 32.8 | 6.6                           | 30.7 | 4.8                                    | 9.9   | 11.9            | 15.6 | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 10 Years       |
| EUROPEAN UNION | 38.8         | 22.8  | 0.2              | 58.7 | 0.1                       | 0.6  | 12.5                          | 2.8  | 1.9                                    | -     | 4.9             | -    | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           | 2009 - 2010    |
| G20 (EXCL. EU) | 2.609.6      | 396.0 | 5.5              | 15.2 | 0.8                       | 35.5 | 7.6                           | 64.3 | 10.1                                   | 121.8 | 86.8            | 69.8 | -         | - | -          | -            | -    | -    | -           |                |

Dati relativi a tutti i paesi membri G20, eccetto Brasile, Russia, Sud Africa e Turchia.

Fonte: O. Edenhofer, N. Stern, Towards a Global Green Recovery - Recommendations for Immediate G20 Action - Report submitted to the G20 London Summit, 2 April 2009

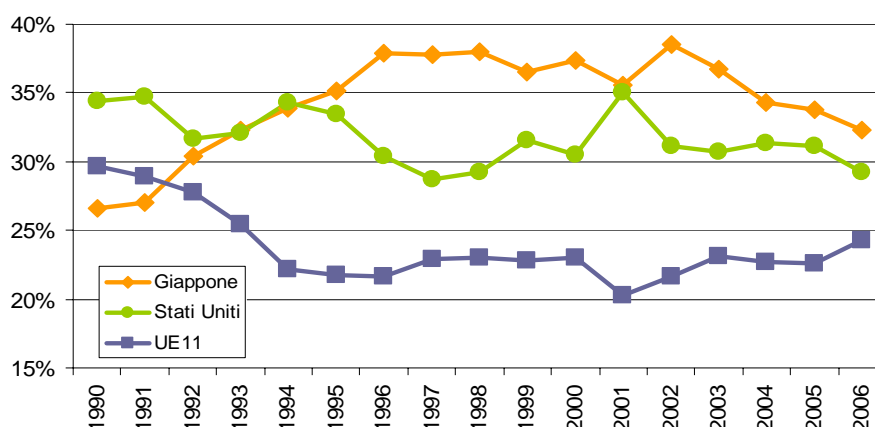
Si tratta di una tendenza ormai "globale" che, pur con significative specificità, si è andata affermando in tutte le principali aree industrializzate. La diversa dimensione che, ad oggi, si rileva nei singoli paesi per l'impegno pubblico "preventivato" nelle tecnologie energetiche del futuro appare d'altra parte riconducibile anche ai tempi diversi che in essi hanno segnato l'avvio del processo di riconversione energetica. In questo senso i casi maggiormente eclatanti, rappresentati dalla Cina e dalla Corea del Sud, valgono a rappresentare l'accelerazione del processo in questione nell'area asiatica, in tempi precedenti circoscritta essenzialmente alle posizioni del Giappone. Parimenti deve essere apprezzata la nuova collocazione degli Stati Uniti, fino a non molto tempo fa ancora assai distanti dal sostenere politiche a favore dell'ambiente. Mentre in Europa deve essere colta la generale elevata "propensione" a consentire lo sviluppo e la diffusione di *clean energy technologies*, con la Germania che, pur essendo ormai da qualche anno il maggiore paese dell'area impegnato sul fronte in questione, continua a mobilitare notevoli quantità di risorse pubbliche.

La valutazione della spesa pubblica in Ricerca energetica e della sua articolazione nelle diverse tecnologie nei maggiori paesi industriali, rappresenta indubbiamente una importante base di partenza per valutare il calibro delle nuove direzioni dell'intervento pubblico in campo energetico. Le particolari difficoltà che, come ricordato, il settore privato incontra nel dirigere gli sforzi di investimento nello sviluppo competitivo di tecnologie energetiche, anche attraverso un'autonoma capacità di ricerca, assegnano infatti un ruolo propulsore all'intervento pubblico nella ricerca energetica e un primo esame critico dei recenti avanzamenti conseguiti nelle *clean energy technologies* dai maggiori paesi industriali non può prescindere dall'esame di questa decisiva variabile in gioco.

### 6.3 Clean Energy Technologies: ricerca pubblica e nuove opportunità di mercato

Come spesso richiamato, la dinamica di lungo periodo della spesa pubblica in Ricerca e Sviluppo energetica nei maggiori paesi industriali è stata contrassegnata da una fase di forte incremento delle risorse finanziarie, in corrispondenza degli *shock* petroliferi, e, a partire dagli anni Ottanta e per buona parte degli anni Novanta, da una loro consistente contrazione. La ripresa dell'intervento pubblico nella Ricerca energetica si ascrive solo agli anni più recenti ed appare caratterizzata dal crescente rilievo che, al suo interno, hanno acquisito le spese dedicate alle tecnologie FER, attualmente circa il 15% della spesa governativa in Ricerca energetica nei paesi dell'AIE. Questa tendenza è risultata poi particolarmente pronunciata per l'Europa, che ha aperto una nuova stagione della propria politica energetica, mirando ad una maggiore focalizzazione della spesa in Ricerca per l'energia sulla base di obiettivi di sviluppo tecnologico, sempre meglio definiti e scadenziati, come dimostrano ampiamente le posizioni espresse nel SET-Plan del 2007, e tesi a recuperare il ritardo tecnologico accumulato nei confronti di Stati Uniti e Giappone.

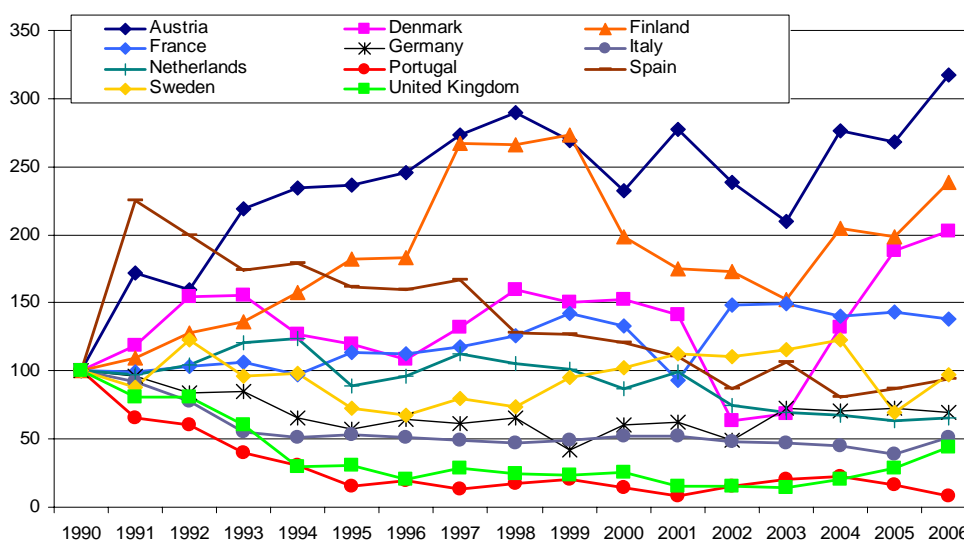
Figura 6.3 - Quota della spesa pubblica in R&S energetica di Giappone, Stati Uniti e UE-11 sul totale AIE



UE11 comprende i seguenti Paesi: Austria, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

Figura 6.4 - Dinamica della quota della spesa pubblica in R&S energetica sul totale AIE nei paesi europei (1990=100)



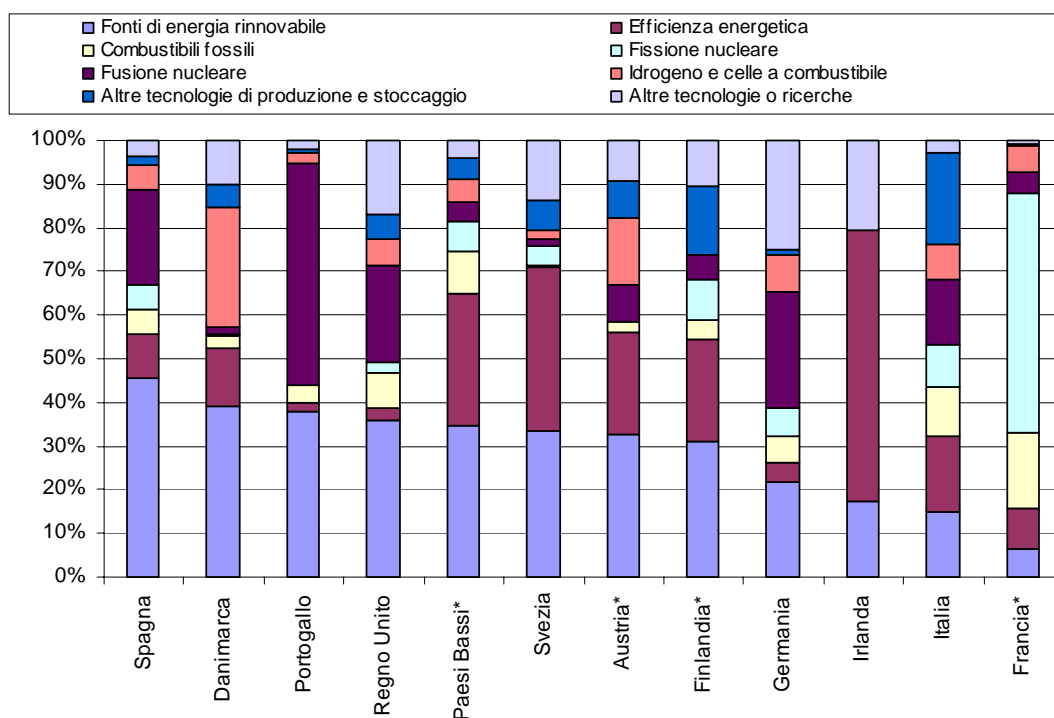
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

Significative sono, a questo riguardo, tanto la contrazione che, a partire dal 2001, interessa le quote degli Stati Uniti e del Giappone sul totale delle spese in Ricerca energetica dei paesi AIE, quanto la forte dinamica di crescita che tali quote hanno registrato in Europa, grazie soprattutto all'aumento della spesa nelle tecnologie rinnovabili (in Europa l'incidenza della spesa per queste tecnologie sulla spesa pubblica totale in Ricerca energetica è attualmente pari al 20%, contro poco più dell'11% degli Stati Uniti e poco più del 5% per il Giappone) e ai contributi di Germania, Regno Unito, paesi scandinavi (Svezia, Danimarca, Finlandia) Spagna ed Austria (Figure 6.4-6.6). È importante, inoltre, considerare le forti differenziazioni che si sono andate delineando tra i paesi europei nella spesa in Ricerca destinata alle rinnovabili, anche tra quelli che nel settore manifestano una più elevata propensione (Figura 6.5).

In un insieme alquanto numeroso di paesi nord europei (che vanno dai paesi scandinavi, con Svezia, Danimarca e Finlandia, ai Paesi Bassi, Regno Unito e Austria) la quota di spesa pubblica destinata alle rinnovabili ha superato, talora anche largamente, il 30%, mentre singolare è il caso della Spagna, con il 45% di quota; più contenuta, anche se superiore ai valori medi europei è, infine la quota relativa della Germania (22%). Parimenti, è importante notare come gli attuali elevati valori della quota della spesa pubblica in Ricerca energetica riscontrati per i citati paesi europei, siano il risultato di una forte intensificazione degli sforzi nel settore (Figura 6.6).

Particolarmente significativi sono, a questo riguardo, i casi della Spagna (presente già nel 2001 con una quota superiore al 30% e passata a più del 45% nel 2007) e della Finlandia nella quale proprio tra il 2005 e il 2006 si è riscontrato il "salto" più importante che l'ha portata a oltrepassare la quota del 30%. Tra i casi di maggior interesse che riguardano l'evoluzione della composizione della spesa pubblica in Ricerca in tecnologie FER (Figura 6.7), deve essere inoltre menzionato quello della Danimarca che, mantenendo sostanzialmente stabile la sua (già elevata) quota di spesa in Ricerca dedicata alle tecnologie FER, ha recentemente operato una maggiore diversificazione dello sforzo finanziario concedendo spazi significativi al fotovoltaico ed alle tecnologie per le biomasse.

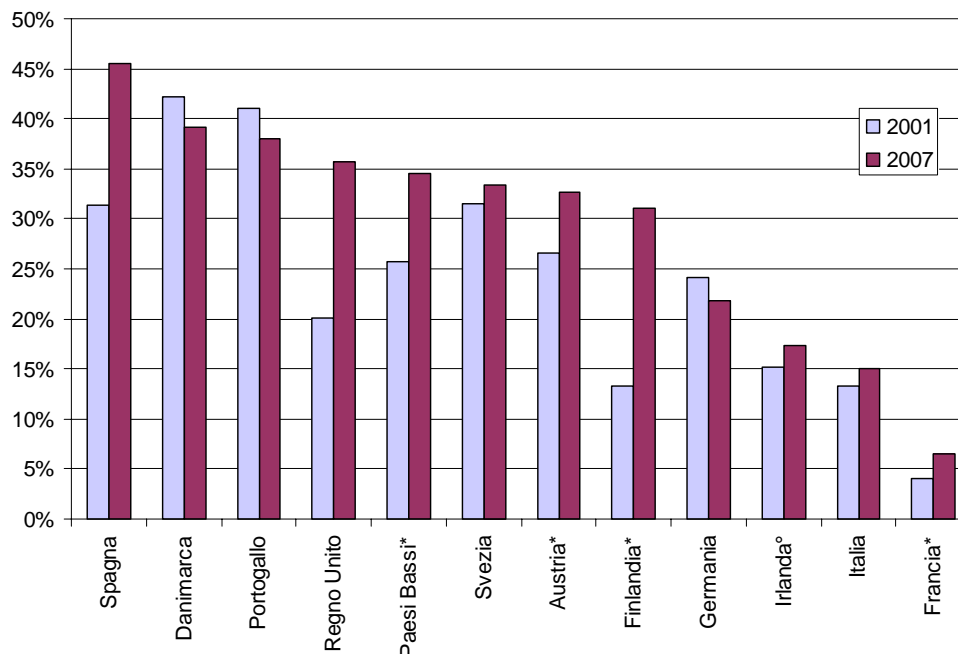
Figura 6.5 - Composizione della spesa pubblica in R&S nei settori energetici (2007)



\* 2006 ultimo anno disponibile

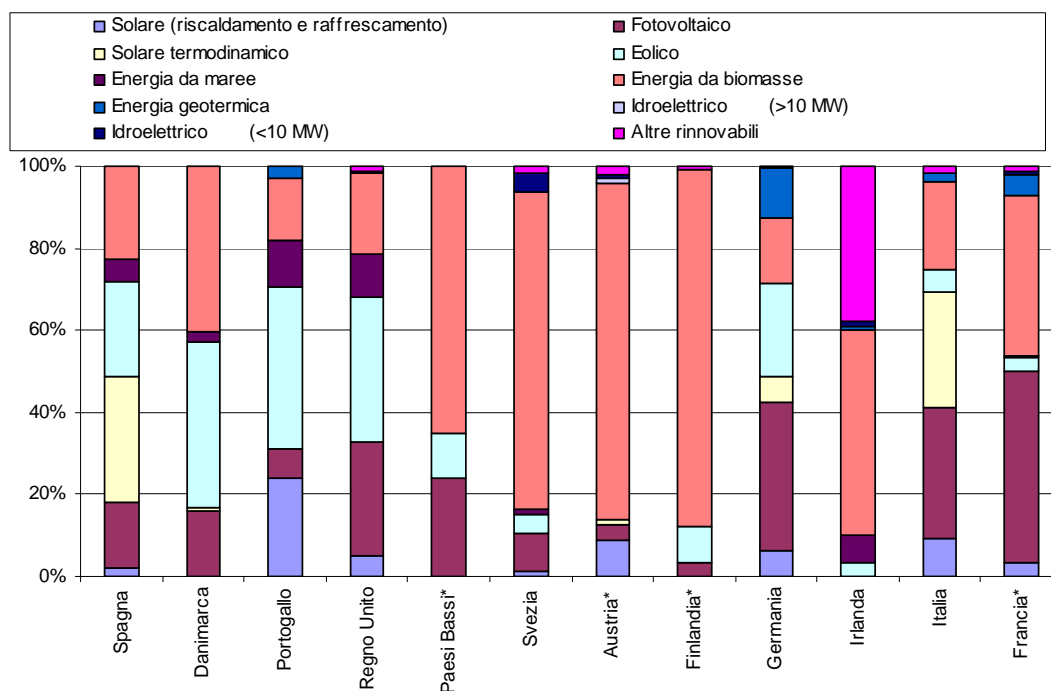
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

Figura 6.6 - Evoluzione della spesa pubblica in R&S nelle Rinnovabili in percentuale della spesa pubblica in R&S energetica



\*2001-2006; °2002-2007  
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

Figura 6.7 - Composizione della spesa pubblica in R&S nelle Rinnovabili (2007)



\* 2006 ultimo anno disponibile  
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

L'analisi della dinamica della spesa pubblica in Ricerca energetica per i paesi europei negli ultimi anni, mette, dunque, indiscutibilmente in rilievo che l'impostazione della nuova politica energetica europea, nel contesto di una visione "globale" che assegna alla tecnologia e al cambiamento tecnologico un ruolo centrale ai fini della realizzazione di uno sviluppo duraturo e sostenibile, si sta costruendo sull'impegno crescente e (laddove già significativo) costante dell'attività dei governi. È un obiettivo ambizioso intorno al quale si è diffusa una crescente

consapevolezza e che, naturalmente, deve prevedere un sempre più ampio coinvolgimento di tutti gli attori del sistema economico. La straordinaria crescita degli investimenti nel settore nelle tecnologie FER di "seconda generazione" realizzatasi fino alla fine del 2008 (con anche il coinvolgimento di nuovi e più diversificati strumenti di tipo finanziario) sta a dimostrare questo, mentre la rilevazione di segnali che preludono ad una ripresa relativamente più rapida in questi mercati, non fanno che confermare come, il processo che si è avviato, stia effettivamente progredendo nella direzione di operare cambiamenti strutturali nel funzionamento dei sistemi produttivi.

#### 6.4 Il ruolo degli investimenti pubblici in R&S: un'analisi basata sulle curve a S

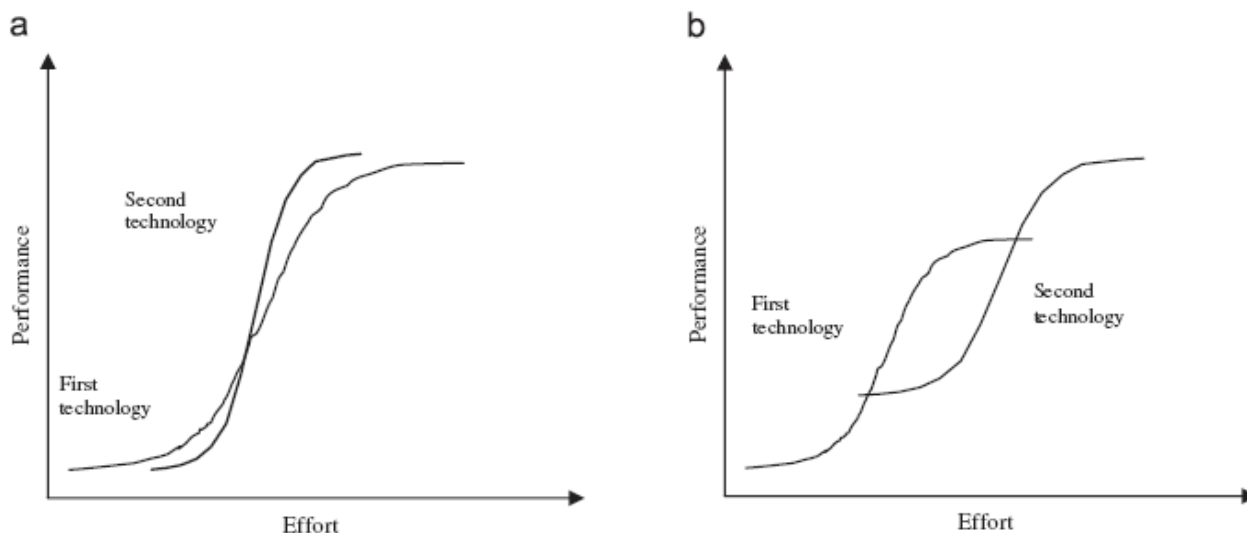
Alla luce di quanto detto sinora, esiste ed è concreto il problema di valutare la coerenza degli investimenti pubblici e privati in ricerca e sviluppo (R&S) con gli obiettivi di natura ambientale ed economica posti dal recente dibattito politico.

##### **Box – L'approccio delle curve a S di performance tecnologica**

L'approccio delle curve a S per l'analisi dello sviluppo tecnologico si basa sulla constatazione che se si mette in relazione la performance di una tecnologia (in termini di velocità, capacità, potenza ecc.) con l'ammontare di risorse (denaro, impegno, sforzo) investito in essa, spesso si ottiene graficamente proprio una curva ad S. Questo andamento riflette l'iniziale lentezza con cui la performance migliora, a causa della scarsa conoscenza della nuova tecnologia, la successiva fase di accelerazione e l'inevitabile riduzione delle opportunità di miglioramento marginale con l'avvicinarsi della tecnologia ai propri limiti intrinseci. È altresì vero che una tecnologia potrebbe non raggiungere il proprio limite. Infatti, l'introduzione di una nuova tecnologia può rendere obsoleta e soppiantare la tecnologia esistente. Una simile tecnologia *discontinua* o *dirompente* soddisfa bisogni di mercato simili, ma lo fa fondandosi su una base di conoscenze completamente nuova. In particolare, come si può vedere dalla Figura A, se la nuova tecnologia presenta una curva a S più ripida (a) o raggiunge un limite di performance più elevato (b) rispetto alla tecnologia già presente sul mercato, i rendimenti dall'investimento nella prima potrebbero eccedere quelli dall'investimento nella seconda. Nel lungo periodo, diminuiranno i tentativi da parte dei produttori di estendere il ciclo di vita della tecnologia in uso, la quale sarà rimpiazzata dalla tecnologia dirompente. L'approccio delle curve a S mira infatti a evidenziare la *ciclicità del cambiamento tecnologico* e riflette l'idea di Schumpeter secondo cui un processo di "distruzione creativa" (rappresentato qui dall'emergere di una nuova discontinuità tecnologica) sarebbe il motore principale del progresso nelle società capitaliste.

##### *Introduzione di una tecnologia dirompente*

- (a) La nuova tecnologia presenta una curva a S più ripida
- (b) La nuova tecnologia raggiunge un limite più elevato



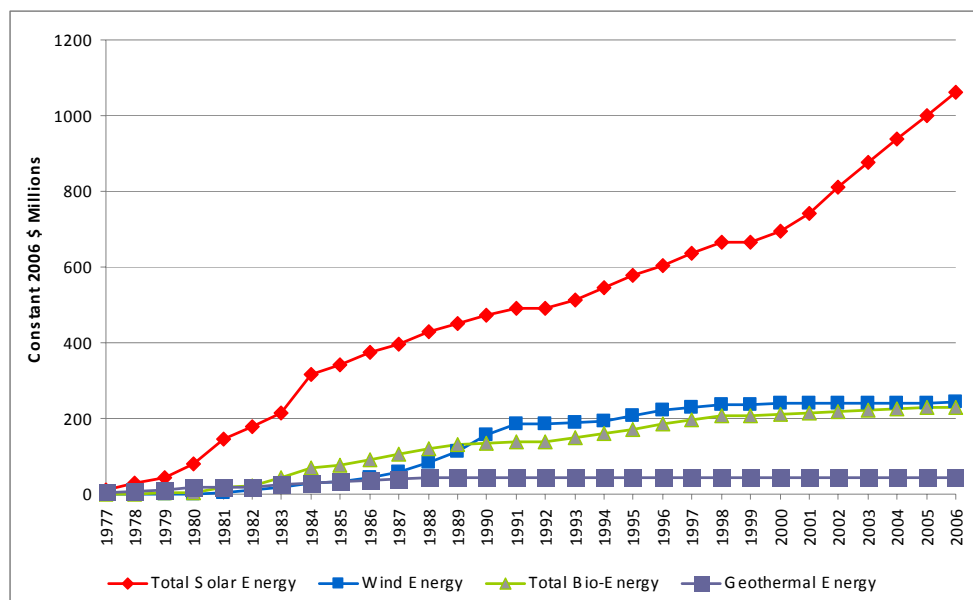
Fonte: Schilling and Esmundo, 2009

È quindi importante sottolineare come il processo di sviluppo di una tecnologia possa non seguire necessariamente l'intero percorso descritto dalla curva a S. Ciononostante, l'approccio delle curve a S può servire come punto di partenza per individuare gli elementi che possono rivelarsi più importanti di volta in volta al fine di analizzare l'evoluzione delle varie tecnologie.

Il ruolo e le potenzialità degli investimenti pubblici in R&S nel settore energetico sono stati recentemente discussi<sup>22</sup> sulla base dell' "approccio delle curve ad S" (vedi box precedente) per confrontare il ritorno di tali investimenti in termini di miglioramento della performance di tecnologie alternative per produrre energia. In particolare l'analisi ha messo in luce che la maggior parte delle tecnologie energetiche che utilizzano fonti rinnovabili presenta rendimenti molto maggiori (in termini di miglioramento della performance per dollaro investito in R&S) rispetto a quelli delle tecnologie che sfruttano combustibili fossili, nonostante che questi ultimi siano ancora mediamente meno costosi rispetto a tutte le principali alternative rinnovabili. Peraltro, nei settori eolico e geotermico, pur in presenza di minori investimenti rispetto al solare (fotovoltaico e a concentrazione), sono stati conseguiti miglioramenti tecnici significativi che hanno avvicinato la loro efficienza di costo a quella delle tecnologie che sfruttano fonti fossili.

Nel caso dell'Italia, è possibile condurre alcune prime valutazioni sul rapporto che negli ultimi anni si è andato delineando nel nostro Paese tra l'investimento pubblico in ricerca energetica e la dinamica di sviluppo delle nuove tecnologie energetiche<sup>23</sup>. In linea generale, occorre ricordare che l'Italia si colloca su posizioni non troppo distanti da quelle dei maggiori paesi europei per quanto riguarda la consistenza della spesa pubblica in ricerca energetica sul totale della spesa pubblica in ricerca, anche se negli ultimi anni si è determinata una contrazione di questa quota di spesa in aperta contro tendenza con quanto osservato per i paesi maggiormente impegnati nello sviluppo delle *clean energy technologies*<sup>24</sup>. Inoltre è importante osservare come, negli anni più recenti (2005-2006), si sia registrato un rilevante aumento nelle spese pubbliche in ricerca energetica per le tecnologie basate sui combustibili fossili (prevalentemente nei processi di combustione e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, al fine di migliorare le *performance* in termini di emissioni) e nel settore delle tecnologie per l'efficienza energetica (che nel 2006 è stato il maggior beneficiario di finanziamenti pubblici).

Figura 6.8 – Investimenti pubblici cumulati in R&S per le fonti rinnovabili (Italia, 1977-2006)



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

<sup>22</sup> Schilling M. A., Esmundo M., (2009), "Technology S-Curves in Renewable Energy Alternatives: Analysis and Implications for Industry and Government". *Energy Policy* 37 1767–1781.

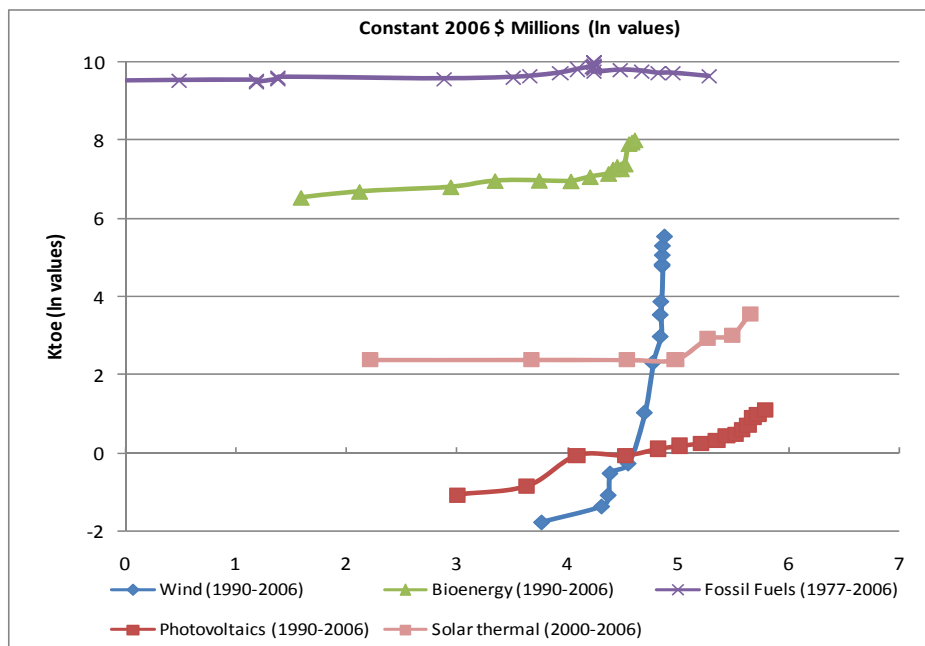
<sup>23</sup> Nell'analisi condotta per l'Italia la relazione indagata è tra produzione domestica di energia primaria da diverse fonti (espressa in ktep) e investimenti pubblici in R&S per le corrispondenti tecnologie energetiche. A livello nazionale, l'emergere di un divario tra queste due variabili può essere infatti pensato come indizio di una dipendenza tecnologica dall'estero per il conseguimento degli obiettivi ambientali posti dalle politiche a livello internazionale. Ad esempio, elevati livelli di produzione associati a modesti investimenti pubblici in R&S per una determinata tecnologia energetica potrebbero indicare come la forte domanda del settore industriale per quella tecnologia sia soddisfatta principalmente ricorrendo a importazioni dall'estero.

<sup>24</sup> ENEA 2008, *Analisi e Scenari 2007*.



Nel caso degli investimenti destinati alle fonti rinnovabili si è, invece, registrata una flessione, anche se la composizione di tale spesa rispecchia la tendenza (Figura 6.8), affermatasi nello scenario internazionale, alla concentrazione nel settore dell'energia solare (fotovoltaico in prevalenza, ma con un aumento considerevole della spesa nel solare termodinamico tra il 2000 e il 2006 collegato soprattutto all'attività di ricerca dell'ENEA).

Figura 6.9 – Produzione vs. investimenti pubblici cumulati in R&S per le tecnologie energetiche in Italia



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati AIE

D'altro canto, è possibile osservare come gli sforzi di R&S per determinate tecnologie non trovino riscontri comparabili nell'evoluzione della produzione di energia (Figura 6.9). Ciò è particolarmente evidente nel caso dell'eolico, settore nel quale si registra una forte divergenza tra il tasso di crescita della produzione di energia e quello degli investimenti pubblici cumulati in R&S. Considerato l'ammontare relativamente limitato di investimenti in R&S nel settore, è ipotizzabile che questo marcato aumento della produzione sia avvenuto principalmente grazie all'importazione di tecnologie dall'estero, segnalando un ritardo del tessuto industriale italiano nella capacità di innovare in questo comparto. Al contrario, nel caso dell'energia solare e della bioenergia, esiste un allineamento tra le due variabili, che indica come gli sforzi dell'Italia vadano nella direzione suggerita dall'analisi basata sulle curve a S, ossia sfruttare le buone potenzialità di miglioramento della performance di queste tecnologie investendo in esse.

Infine, anche nel caso dei combustibili fossili, sembra esservi un allineamento tra scelte di produzione dell'industria energetica e politiche di R&S. Da un lato, la diminuzione della produzione da fonti fossili che si osserva negli anni più recenti è legata all'incremento della domanda di tecnologie pulite da parte dell'industria energetica, che sta rispondendo alle politiche ambientali implementate a livello nazionale ed europeo. D'altra parte, gli investimenti pubblici in R&S nel settore sono mirati a migliorare l'impatto ambientale di queste tecnologie, ovvero a ridurre le emissioni generate dall'impiego di combustibili fossili. In effetti, maggiori investimenti in R&S sono stati effettuati tra il 2005 e il 2006 nei processi di combustione e di stoccaggio della CO<sub>2</sub>. Da questo punto di vista, lo sviluppo su larga scala di nuove tecnologie, come il CCS, potrebbe consentire lo spostamento delle tecnologie che utilizzano combustibili fossili su una nuova curva a S.

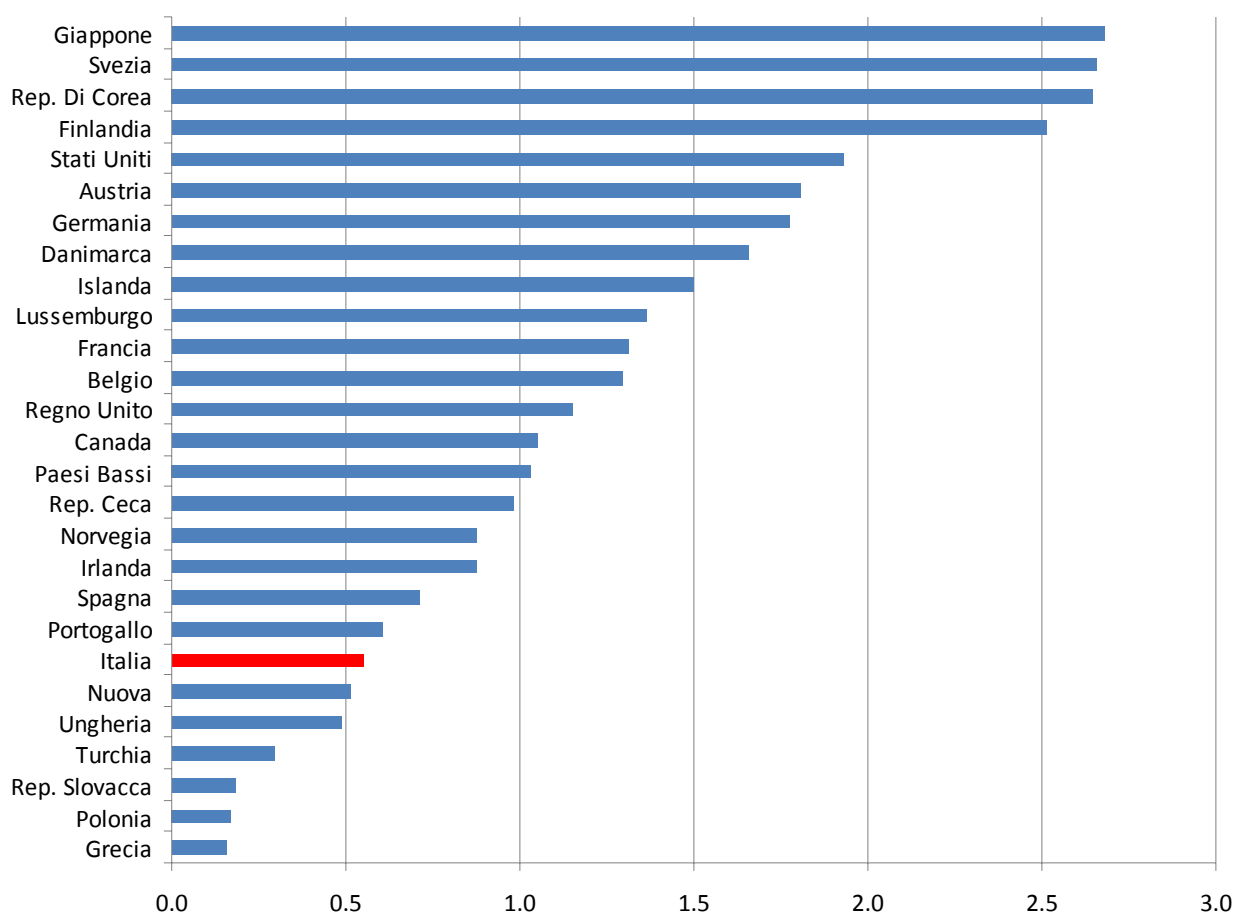
Nel complesso, il rapporto tra spesa pubblica in ricerca energetica e produzione di energia sembra sottendere legami generalmente ancora molto deboli tra la sfera pubblica e la capacità del mercato di soddisfare la domanda energetica sulla base di un adeguato sviluppo delle

diverse tecnologie. Questo non deve, naturalmente, portare a negare la necessità che sempre maggiori sforzi nella ricerca energetica pubblica siano concentrati nelle *clean energy technologies* e, sempre più intensamente, nelle tecnologie di "seconda generazione" per le fonti rinnovabili. Anche volendo prescindere da confronti con gli attuali indirizzi dei paesi europei che hanno impresso un impulso maggiore a questi settori della spesa pubblica energetica, è infatti ormai assai diffuso il consenso sul fatto che gli accordi internazionali sulla riduzione programmata dei gas serra, non saranno in grado, attraverso le diverse "misure di costo" applicate alle emissioni di CO<sub>2</sub>, di stimolare quella "rivoluzione tecnologica" necessaria alla transizione verso sistemi produttivi "low carbon"<sup>25</sup>. Allo stesso tempo è però importante sottolineare la complementarietà degli investimenti pubblici con quelli privati, indispensabili nelle fasi di dimostrazione e diffusione delle nuove tecnologie energetiche, e la necessità che nel sistema produttivo si prefigurino opportune condizioni perché l'investimento pubblico manifesti una reale *capacità di leva*.

### 6.5 Mercato e innovazione: un'analisi basata sui brevetti

Recenti stime della Commissione Europea in supporto alle attività del SET – Plan<sup>26</sup>, mostrano che l'incidenza sul totale delle spese in ricerca e sviluppo delle imprese (BERD, *Business Expenditure in Research and Development*) dei settori collegati in senso ampio all'energia (definita perciò BERD *energy related*) per l'Europa nel suo complesso è attualmente pari al 4%. Il confronto con la quota di spesa in ricerca pubblica energetica e la spesa pubblica totale in ricerca porta dunque a rilevare l'attuale maggiore preminenza dello sforzo pubblico nel settore.

Figura 6.10 – Spesa in R&S delle imprese in percentuale del PIL



Fonte: OCSE

<sup>25</sup> Barret S. (2008), *Rethinking Global Climate Change Governance*, Paper presented at a Symposium on "Global Governance – Proposals for Reform", Kiel, Germany, June 18, 2008

<sup>26</sup> EC-JRC (2009), *R&D Investment in the Priority Technologies of the European Strategic Energy Technology Plan*

Ulteriori considerazioni nel merito dovrebbero naturalmente poggiare su valori più specifici per settori, per paesi e comprendere un confronto intertemporale. Tuttavia non sembra irrilevante considerare lo sforzo differenziato che può essere desunto dall'entità complessiva della BERD a livello di paese e, ai nostri scopi, per l'Italia. La valutazione della BERD *energy related* per il nostro paese mostra infatti valori sostanzialmente in linea con quelli stimati per la media europea, mentre il quadro delle spese in ricerca effettuate dalle imprese (Figura 6.10) denota una cronica insufficienza (poco più dello 0,5% del PIL, mentre nei maggiori paesi industriali l'incidenza è mediamente superiore di tre volte, ed arriva ad oltrepassare le cinque se il confronto si pone con i casi di massima intensità della spesa).

In questo senso sembra allora possibile affermare che la capacità di innovazione in campo energetico espressa dalle spese in ricerca delle imprese italiane è *innanzitutto commisurata* alle caratteristiche del sistema produttivo in cui esse operano, dove piccole dimensioni e presenza diffusa di settori "tradizionali" sono le caratteristiche prevalenti, e che una qualunque considerazione della capacità di leva che può avere l'investimento pubblico in ricerca deve tenerne conto. Nei paesi europei che stanno investendo nelle *clean energy technologies*, e in special modo nelle tecnologie di "seconda generazione" per le fonti rinnovabili, tale capacità di leva, ancorché non rilevabile dalla misura della spesa in ricerca energetica delle imprese, appare, in effetti, assai più significativa.

Alla favorevole dinamica della spesa pubblica in Ricerca che ha caratterizzato negli ultimi anni le tecnologie per le fonti rinnovabili, si è affiancata infatti in questi paesi la crescita progressiva della produzione di brevetti, che testimonia un rafforzamento dell'innovazione generata nell'ambito di questo particolare settore. Questa evoluzione appare naturalmente coerente con l'esistenza di sistemi nazionali di innovazione maggiormente ricettivi rispetto agli stimoli che le politiche pubbliche per la ricerca sono in grado di attivare.

Contrariamente all'Italia gli sforzi che il sistema delle imprese di questi paesi è in grado di mettere in campo sul fronte della ricerca sono di gran lunga superiori ed è importante ricordare come l'elevata quota di spese in ricerca e sviluppo delle imprese sul PIL sia prevalentemente il risultato di sistemi produttivi orientati a settori a medio-alta intensità tecnologica. Tuttavia è anche rilevante prendere in considerazione le specifiche dinamiche che hanno contrassegnato la crescita della capacità d'innovazione nelle tecnologie energetiche "emergenti" e che possono essere adeguatamente apprezzate attraverso una puntuale analisi dell'output dell'attività innovativa misurato attraverso la produzione di brevetti.

L'analisi dell'innovazione in campo energetico basata sulle statistiche dei brevetti si è intensificata assai di recente e a questo hanno senz'altro contribuito i limiti che, come visto, caratterizzano la capacità di misura delle statistiche sulla spesa in ricerca e sviluppo svolta dalle imprese. Ancorché non priva di approssimazioni (l'assenza di un legame "codificato" tra produzione di innovazioni e brevetti, il diverso valore commerciale che caratterizza i singoli brevetti ecc.) la registrazione delle dinamiche dell'innovazione del sistema produttivo attraverso le statistiche sui brevetti, possiede l'indiscusso pregio di garantire una selezione accurata delle tecnologie oggetto di studio<sup>27</sup>. Ciò spiega, in particolare, l'interesse che l'affermazione dirompente delle tecnologie per le rinnovabili di "seconda generazione" ha richiamato intorno a questo tipo di analisi, dando luogo ad una serie di prime valutazioni che possono utilmente integrare quelle finora desunte dall'analisi delle spese in ricerca.

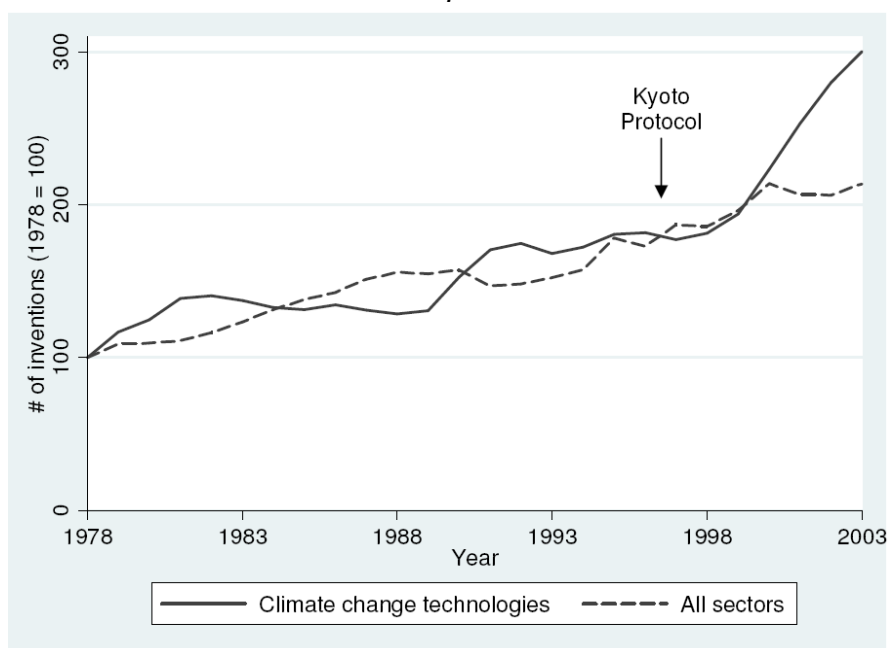
Fin verso la metà degli anni '90 l'innovazione relativa alle *clean energy technologies* è proseguita agli stessi tassi conseguiti dal complesso di tutte le tecnologie. Questa situazione si è andata modificando negli anni successivi alla sigla del Protocollo di Kyoto, con un'accelerazione della crescita delle innovazioni in *clean energy technologies* che, tra il 1998 e 2003, ha raggiunto un tasso medio annuo di incremento pari al 9% (Figura 6.11). Rispetto a quest'evoluzione, il caso delle tecnologie per l'uso di fonti rinnovabili appare, in prima battuta, del tutto specifico. Gli incrementi del tasso di innovazione che si sono registrati nel periodo più recente, sono infatti assai simili a quelli verificatisi negli anni '70 nel corso della crisi petrolifera, e mostrano una correlazione positiva con l'andamento dei prezzi petroliferi.

---

<sup>27</sup> Popp D. (2005), "Lessons from Patents: Using Patents to Measure Technological Change in Environmental Models", *Ecological Economics*, 54, pp. 2009-226.

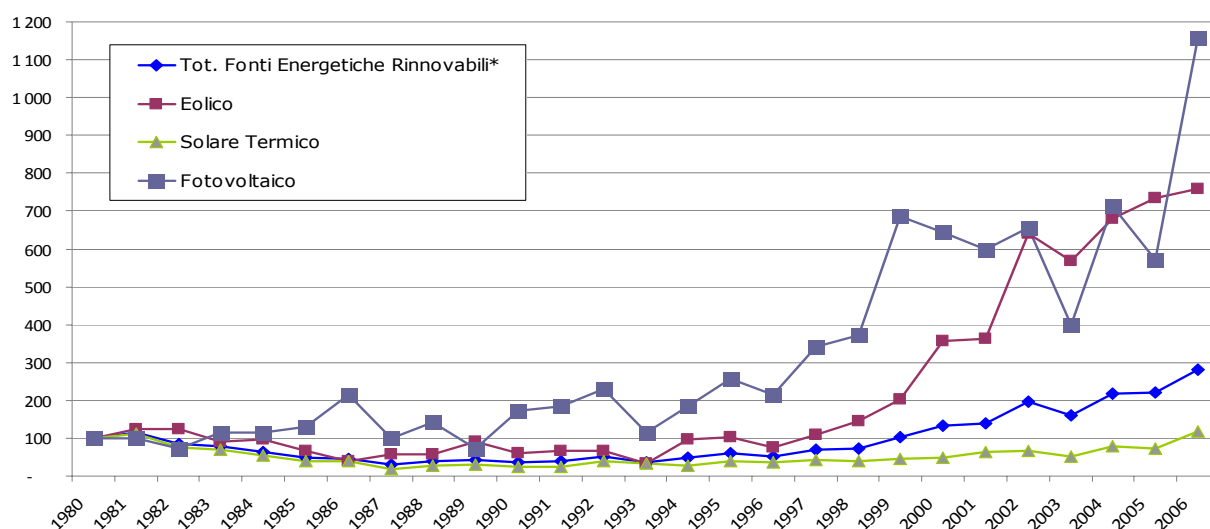
Ampi e crescenti, allo stesso tempo, risultano i differenziali tra tassi di incremento delle innovazioni relativi alle singole tecnologie di cui l'aggregato si compone con punte particolarmente significative per quanto riguarda le tecnologie di "seconda generazione" ed in particolare il fotovoltaico e l'eolico (Figura 6.12). Queste tendenze rappresentano pertanto una forte indicazione dell'impulso che la stagione di "lotta al cambiamento climatico", inaugurata dal protocollo di Kyoto, ha esercitato sullo sviluppo di *particolari tecnologie* e del fatto che l'andamento dei prezzi petroliferi, rimane un importante fattore di incentivazione per la loro adozione, ma non del tutto dirimente.

Figura 6.11 - Andamento dell'innovazione nelle clean energy technologies e in tutte le classi tecnologiche



Fonte: CERNA, Invention and Transfer of Climate Change Mitigation Technologies on a Global Scale: A Study Drawing on Patent Data, novembre 2008

Figura 6.12 - Dinamica mondiale dei brevetti (1980=100) per le tecnologie FER di "seconda generazione"



\*Tot. Fonti Energetiche Rinnovabili di "seconda generazione" (eolico, fotovoltaico, solare termico e a concentrazione).

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati EPO Worldwide Patent Statistical Database, aprile 2009

Agli andamenti descritti, ha contribuito per la quasi totalità (in media più del 90% dei brevetti prodotti) la Triade di Stati Uniti, Giappone e UE(15), in linea con l'elevata concentrazione che caratterizza la produzione di brevetti in tutte le tecnologie, ma il periodo più recente, in cui maggiore è stato il tasso di crescita delle innovazioni, si è caratterizzato per una presenza sempre più significativa delle economie emergenti (prevalentemente Cina e Sud Est asiatico). A livello di paesi ed aree tali andamenti hanno manifestato, in effetti, profonde evoluzioni. Dopo il 1997 l'UE(15) ha registrato un aumento continuo della quota di brevetti nelle tecnologie FER di "seconda generazione", attestandosi su livelli prossimi al 60%, mentre gli Stati Uniti hanno subito una leggera flessione fino al 2003-2005, detenendo una quota dei brevetti di poco inferiore al 13%, e recuperato nell'ultimo periodo (2006-2007) conseguendo una quota pari al 20%. È invece nel Giappone che si rinviene la flessione più forte (con una perdita di più 5 punti percentuali, il paese arriva detenere nel periodo 2006-2007 poco meno del 10% dei brevetti mondiali) che si accompagna, tuttavia, ad una crescita progressiva nell'area asiatica della quota dei Nics asiatici<sup>28</sup> (circa il 2% nel 2006-2007, dovuto soprattutto a Corea del Sud e a Taiwan) e della Cina (1,2% nel 2006-2007).

L'esame nel dettaglio delle quote mondiali dei brevetti per l'eolico, il fotovoltaico e il solare termico porta alla luce significative e ben distinte specializzazioni tecnologiche rappresentate dalle posizioni del Giappone, nel fotovoltaico (nel periodo 2006-2007 la sua quota sui brevetti mondiali è pari al 46%), e dell'UE(15), nell'eolico (nel periodo 2006-2007 con una quota di brevetti sul totale mondiale pari al 70%) e nel solare termico (nel periodo 2006-2007 la quota di brevetti sul totale mondiale supera il 70%). Ancorché non trascurabili, le quote dei brevetti degli Stati Uniti (nell'ultimo periodo i valori sul totale dei brevetti mondiali sono 21,6%, 23%, 13% rispettivamente per fotovoltaico, eolico e solare termico) non superano mai, invece, la quota che il paese detiene su tutte le tecnologie (poco più del 25% nello stesso periodo), con ciò dando conferma del maggiore impulso che la sigla del protocollo di Kyoto ha prodotto sull'innovazione tecnologica energetica e ambientale dei paesi sottoscrittori.

È importante inoltre osservare come la straordinaria intensità innovativa che ha caratterizzato negli ultimi anni il fotovoltaico trovi riscontro nello spazio crescente che stanno conquistando Cina e Corea del Sud, preludendo ad un rafforzamento dell'area asiatica in questo campo (Figure 6.13 e 6.14).

La valutazione della situazione europea, deve passare, invece, per i suoi paesi membri e, nel caso specifico, per la posizione (singolare) della Germania, che con la crescita della sua quota dei brevetti nel fotovoltaico, non solo si segnala per l'emergere di una discreta specializzazione tecnologica, ma contribuisce significativamente a correggere la despecializzazione in questa tecnologia dell'UE(15) nel suo insieme. Diversamente, nell'eolico e nel solare termico, numerosi sono i paesi europei, che si segnalano per un incremento delle quote dei brevetti sul totale mondiale, e della specializzazione tecnologica. Tuttavia è importante tenere distinte le due situazioni. Nel solare termico emergono infatti, oltre a significative specializzazioni tra i paesi europei con una già congrua dimensione della brevettazione in tutte le tecnologie (Austria, Belgio, Danimarca, Germania, Spagna e Italia), anche specializzazioni di "nicchia", come quelle di Grecia e Portogallo. Nell'eolico la diffusione dell'attività innovativa è, d'altro canto, molto più contenuta, e la specializzazione tecnologica, laddove presente, assai più accentuata e localizzata in paesi in cui la quota dei brevetti in tutte le tecnologie è già significativa (Danimarca, Germania, Spagna e Svezia, anche se quest'ultima in misura più limitata).

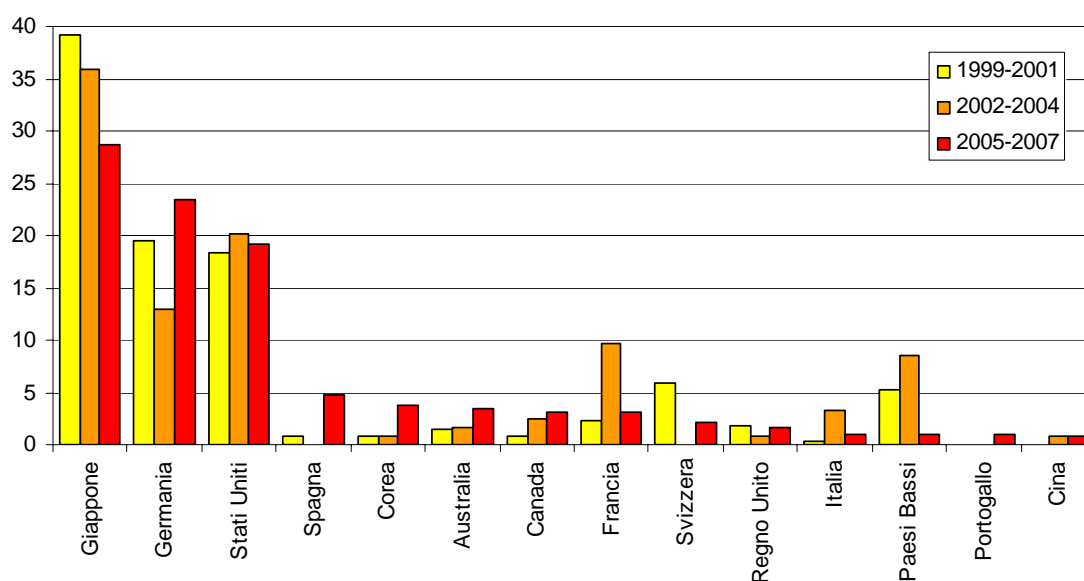
A livello europeo i forti incrementi dell'attività innovativa nelle tecnologie FER di "seconda generazione" sono stati dunque l'esito di una crescita diffusa dei contributi dei diversi paesi. I limiti di questa diffusione appaiono tuttavia diversamente circoscritti in relazione alle specifiche tecnologie, con il fotovoltaico che manifesta la sua massima concentrazione (in Germania), l'eolico che, pur mantenendo un discreto grado di concentrazione, si articola sui tre capisaldi di Germania, Spagna e Danimarca, e il solare termico con la maggiore dispersione. Si tratta di un dato di indubbio rilievo anche perché i paesi maggiormente consolidati nelle specifiche tecnologie hanno iniziato anche a conseguire risultati sul piano della competitività commerciale, guadagnando quote sulle esportazioni mondiali<sup>29</sup>. Ciò è inoltre importante anche

<sup>28</sup> I Nics (Newly Industrialized Countries) asiatici comprendono: Corea del Sud, Hong Kong, Singapore, Taiwan.

<sup>29</sup> ENEA (2007), Rapporto Energia e Ambiente – L'Analisi.

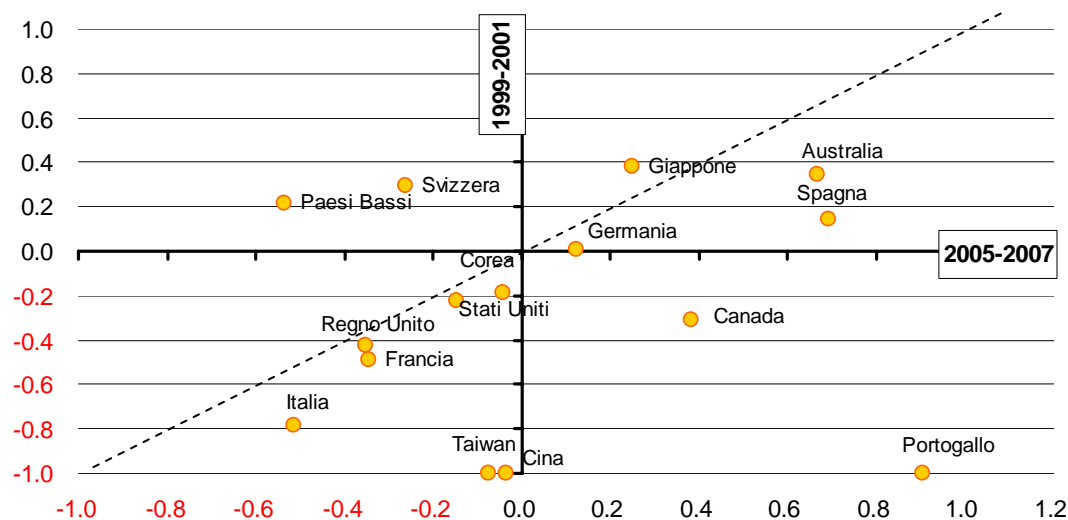
ai fini di un'analisi più circostanziata dei risultati conseguiti dall'Italia. Infatti, è solo nel periodo 2003-2005 che il paese mostra in queste tecnologie quote relativamente più elevate e confrontabili con la quota dei brevetti in tutte le tecnologie (3,3%), soprattutto, e con dinamiche crescenti, per quanto riguarda il solare termico (7,7% è la quota relativa al periodo 2006-2007), mentre sul piano della competitività commerciale gli esiti sono ancora insoddisfacenti<sup>30</sup>. Assai elevata è, in particolare, la despecializzazione delle esportazioni in queste tecnologie mentre la dinamica delle importazioni è in accelerazione e testimonia di una domanda in espansione con tassi di sviluppo confrontabili, se non superiori, a quelli registrati nei maggiori paesi europei<sup>31</sup>.

Figura 6.13 - Graduatoria dei principali paesi per quota di brevetti nel Fotovoltaico nel periodo 2005-2007 e dinamica della quota dal 1999-2001.



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati EPO Worldwide Patent Statistical Database, aprile 2009

Figura 6.14 - Dinamica della specializzazione\* brevettuale fra il periodo 1999-2001 e il periodo 2005-2007 dei principali paesi per quota di brevetti nel fotovoltaico



Fonte: Elaborazioni ENEA su dati EPO Worldwide Patent Statistical Database, aprile 2009

<sup>30</sup> ENEA (2007), Rapporto Energia e Ambiente – L'Analisi.

<sup>31</sup> EurObserver, Rapporto 2008, luglio 2009.

#### **Box – Indice di specializzazione**

L'indice di specializzazione (*Isp*) utilizzato nella figura è definito dal rapporto fra la quota di brevetti di un paese nel settore considerato e la sua quota di brevetti totali in tutti i settori:

$$Isp = \frac{x_{ij}}{x_i}$$

(dove  $x$  è la quota,  $i$  indica il paese e  $j$  il settore)

Un valore dell'indice superiore a 1 indica una specializzazione relativa del paese nel settore considerato. È possibile standardizzare questo indice (*Isp\**) in modo tale che esso assuma valori compresi fra -1 e +1, dove valori negativi segnalano una despecializzazione, mentre valori positivi indicano una specializzazione.

$$Isp^* = \frac{Isp - 1}{Isp + 1}$$

Sull'asse delle ordinate è riportato l'*Isp\** del periodo 1999-2001, su quello delle ascisse l'*Isp\** del periodo 2005-2007.

I paesi che si trovano nel primo quadrante in alto a destra vantano una specializzazione nei brevetti settoriali in entrambi i periodi considerati, e quindi avevano e mantengono una posizione di leadership brevettuale. Fra questi, i paesi che si trovano alla destra di un'ideale bisettrice del primo quadrante hanno migliorato la loro specializzazione nella brevettazione settoriale. I paesi che si trovano nel terzo quadrante (in basso a sinistra) si caratterizzano per una despecializzazione nei brevetti settoriali in entrambi i periodi considerati, anche se quelli che si trovano alla destra della bisettrice del quadrante hanno ridotto la loro despecializzazione brevettuale nel settore. I paesi del secondo quadrante sono passati da una despecializzazione nel primo periodo ad una specializzazione in quello più recente, mentre i paesi del quarto quadrante sono passati da una specializzazione nel primo periodo ad una despecializzazione nel periodo più recente.

Nel leggere questi dati va considerato che l'indice di specializzazione è un rapporto fra due quote e che soprattutto per i paesi di più recente sviluppo economico il denominatore costituito dalla quota sul totale dei brevetti registrati può essere aumentata in modo significativo. Inoltre, il dato dei paesi pionieri è condizionato dal progressivo ingresso nel settore di nuovi attori.

## **6.6 La situazione dell'Italia tra rischi e opportunità**

Le dinamiche dell'innovazione per i maggiori paesi industriali mostrano come gli sforzi pubblici nella ricerca energetica debbano considerarsi condizione *necessaria* ma *non sufficiente* perché vi sia una reale integrazione delle *clean energy technologies* nei sistemi produttivi e con esse il passaggio ad una *green economy* realmente competitiva. È infatti fuor di dubbio che l'intervento pubblico, e in special modo quello nella Ricerca, sia l'unico in grado di garantire un adeguato processo di sviluppo delle nuove tecnologie che le imprese non sarebbero *strutturalmente* in grado di attivare, anche in presenza di consistenti variazioni dei prezzi delle fonti fossili o dei costi applicati alle emissioni in base a fiscalità o sistemi di regolamentazione internazionale. Ma è altrettanto fuor di dubbio che il sistema industriale, che è cruciale nella fase di sviluppo e diffusione delle tecnologie, debba possedere una adeguata capacità di recepire il sostegno all'innovazione che proviene dall'intervento pubblico.

I paesi europei, che hanno anche delineato una "strategia tecnologica" per lo sviluppo sostenibile, hanno mostrato negli ultimi anni un forte dinamismo nella spesa pubblica in Ricerca energetica assegnando spazi sempre maggiori alle risorse destinate allo sviluppo di tecnologie FER, e molti di essi hanno innescato proficui circuiti d'innovazione in questo campo, non raramente con positivi riscontri in termini di competitività sui mercati internazionali.

Nel caso dell'Italia i tratti salienti di questa trasformazione dell'Europa verso una *green economy*, praticamente già avviata, appaiono, invece, piuttosto deboli; va però segnalato il Programma Industria 2015 che ha riscosso un notevole interesse da parte delle imprese e che ha determinato significative opportunità di collaborazione con centri di ricerca. D'altro canto l'Italia mostra un progressivo allineamento con la domanda europea per le nuove tecnologie delle rinnovabili che, in presenza di un'offerta nazionale debole, determina una propensione all'importazione che tende ad aggravare i deficit negli scambi di beni tecnologici.

Con simili tendenze il paese corre quindi il rischio di sostituire la "quota parte" di dipendenza dalle fonti fossili con una "quota parte" più consistente di dipendenza da tecnologie per le fonti rinnovabili: i conti con l'estero dell'Italia sono infatti fortemente influenzati dalla componente manifatturiera degli scambi ed ulteriori perdite di competitività in quest'ambito inciderebbero negativamente su di essi. Ma se si guarda alle specifiche opportunità che l'Italia, con il suo assetto produttivo, può trarre da efficaci politiche di sviluppo delle tecnologie per le rinnovabili, i risultati appaiono, per converso, assai promettenti.

In Germania, dove, come in Italia, il manifatturiero contribuisce in misura significativa a determinare la struttura dell'offerta produttiva e la competitività degli scambi con l'estero, questo percorso si preannuncia già quasi come una realtà.

L'emergere di una "domanda" di nuova e profonda trasformazione di sistemi produttivi industriali, quale è quella determinata dalle questioni del clima e dell'energia, impone, al paese, una volta di più, l'attuazione di politiche per l'innovazione del suo sistema produttivo. L'esperienza dei paesi europei che già hanno iniziato a maturare benefici dallo sviluppo delle tecnologie FER, e da quelle di "seconda generazione" in particolare, dimostra infatti che sono decisivi entità e coordinamento di due fattori essenziali: quello della ricerca pubblica ma anche, e talora in misura anche più consistente, quello della ricerca privata, espressione di un sistema produttivo specializzato in settori avanzati e capace di dar luogo ad innovazioni di elevato valore commerciale.

L'Italia, non presentando queste caratteristiche, deve dunque impegnarsi innanzitutto a correggere, con politiche industriali più ampie, la distorsione che caratterizza la specializzazione del proprio sistema produttivo. Azioni mirate esclusivamente alle *clean energy technologies*, ma non inserite in questa più ampia prospettiva, rischierebbero altrimenti di vanificare gli sforzi di qualunque intervento pubblico o, nel migliore dei casi, far sì che si perpetui la storia di un paese che "consuma" innovazione (come tutti gli altri paesi industrializzati del suo pari) ma che non la produce, mettendo così a repentaglio le possibilità di crescita dell'intero sistema economico.



Edito dall'ENEA  
Unità Comunicazione  
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma  
*[www.enea.it](http://www.enea.it)*

Copertina: Bruno Giovannetti  
Stampato presso il Laboratorio Tecnografico ENEA - Frascati

Finito di stampare nel mese di luglio 2009