

**ENEA**

# Rapporto Energia e Ambiente

■  
L'analisi  
2009 - 2010



RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2009-2010

**L'Analisi**

*A cura dell'Unità Centrale Studi e Strategie*

2012 ENEA

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

Lungotevere Thaon di Revel, 76

00196 Roma

ISBN 978-88-8286-266-4



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

# RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2009-2010

## L'Analisi

A cura dell'ENEA,  
Unità Centrale Studi e Strategie

## **RICONOSCIMENTI<sup>1</sup>**

Il Rapporto è stato curato dall'Unità Centrale Studi e Strategie dell'ENEA

Responsabile del coordinamento scientifico Maria Rosa Virdis

Coordinamento editoriale a cura di Paola Molinas e Andrea Fidanza

### **Capitolo 1 – IL SISTEMA ENERGETICO INTERNAZIONALE**

*a cura di* Cristina Tommasino

*hanno collaborato:* Chiara Martini (Univ. Roma III), Maria Rosa Virdis

### **Capitolo 2 – IL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE**

*a cura di* Laura Gaetana Giuffrida

### **Capitolo 3 – CAMBIAMENTI CLIMATICI**

*a cura di* Andrea Colosimo

*hanno collaborato:* Cecilia Camporeale, Sergio La Motta, Marco Stefanoni

### **Capitolo 4 – EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE**

*a cura di* Bruno Baldissara e Maria Gaeta

### **Capitolo 5 – L'ITALIA E LA GREEN ECONOMY**

*a cura di* Oscar Amerighi e Daniela Palma

*hanno collaborato:* Gaetano Coletta, Pierluigi De Felice (assegnista di ricerca Università di Cassino), Roberto Del Ciello, Bruna Felici, Andrea Fidanza, Andrea Forni, Andrea Lazzari, Valeria Mazzagatti (Comitato delle Regioni, Segretariato delle Commissioni NAT-ENVE), Ivano Olivetti, Sante Orsini (ISTAT), Maria Cristina Tommasino

### **Capitolo 6 – TECNOLOGIE PER LA SOSTENIBILITA'**

*a cura di* Walter Perna

### **Appendice 1 – ENERGIA E AMBIENTE: PRINCIPALI EVENTI DEL 2011**

*a cura di* Fernando Scaduto

### **Appendice 2 – GLOSSARIO**

*a cura di* Marco Rao

---

<sup>1</sup> Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato.

## SOMMARIO

<b>1 IL SISTEMA ENERGETICO INTERNAZIONALE .....</b>	<b>9</b>
1.1 Situazione Economica Internazionale .....	9
1.2 Situazione economica nazionale .....	10
1.3 Analisi della domanda di energia primaria .....	10
1.3.1 Prezzi dei combustibili fossili.....	12
1.4 Proiezioni della domanda energetica negli scenari IEA .....	14
1.5 Tematiche di interesse .....	16
1.5.1 L'età dell'oro del gas.....	16
1.5.2 Sicurezza nucleare .....	18
1.5.3 Sussidi ai combustibili fossili.....	19
1.6 Politiche europee dell'energia .....	21
1.6.1 Diversificazione delle fonti e riduzione della dipendenza energetica .....	21
<i>Il ricorso alle fonti rinnovabili .....</i>	<i>21</i>
<i>Il ricorso al carbone e alla CCS.....</i>	<i>22</i>
1.6.2 Contenimento del fabbisogno energetico.....	23
1.6.3 Completamento del mercato interno .....	23
1.6.4 Integrazione, sviluppo e sicurezza delle reti di trasporto e distribuzione.....	24
1.6.5 Sviluppo di nuove tecnologie .....	25
1.6.6 Obiettivi a lungo termine.....	26
<i>Roadmap 2050.....</i>	<i>26</i>
<i>Energy Roadmap 2050.....</i>	<i>27</i>
<b>2 IL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE.....</b>	<b>29</b>
2.1 Quadro energetico ed economico .....	29
2.1.1 La domanda complessiva.....	29
2.1.2 Approvvigionamento e dipendenza energetica .....	30
2.1.3 Gli impieghi finali di energia .....	32
2.1.4 Gli indicatori di intensità energetica .....	33
2.2 Pianificazione e normativa in materia energetica.....	35
2.2.1 Il ruolo delle regioni.....	36
2.2.2 Riforma del mercato energetico: quadro normativo .....	37
<i>Settore elettrico .....</i>	<i>37</i>
<i>Settore gas.....</i>	<i>38</i>
2.2.3 Piano nazionale d'azione sulle fonti rinnovabili .....	40
2.2.4 Piani nazionali d'azione di efficienza energetica.....	41
2.3 Le fonti fossili.....	43
2.3.1 Petrolio .....	44
2.3.2 Gas naturale.....	47
2.3.3 Carbone .....	51
2.4 Energia elettrica .....	53

2.5 Fonti rinnovabili .....	54
2.6 I prezzi dell'energia .....	55
2.7 Struttura dei mercati energetici.....	57
2.8 Domanda di energia .....	59
2.8.1 Consumi e intensità energetiche a livello di utilizzatori finali .....	59
<i>Settore industria</i> .....	59
<i>Settore civile</i> .....	61
<i>Settore residenziale</i> .....	62
<i>Settore servizi</i> .....	62
<i>Settore trasporti</i> .....	63
2.8.2 Efficienza energetica: potenzialità per settore.....	64
<b>3 CAMBIAMENTI CLIMATICI .....</b>	<b>66</b>
3.1 Recenti evidenze scientifiche .....	66
3.1.1 Temperature.....	66
3.1.2 Emissioni globali .....	66
3.2 I negoziati internazionali sul clima verso un accordo post-Kyoto.....	68
3.2.1 La Conferenza di Copenhagen.....	69
3.2.2 La Conferenza di Cancun .....	70
3.2.3 La Conferenza di Durban .....	71
3.3 Politiche europee: l'Emission Trading Scheme (ETS) .....	73
3.3.1 Caratteristiche .....	74
3.3.2 Evoluzione dell'andamento dei prezzi e dell'allocazione dei diritti .....	74
<i>Il trend dei prezzi</i> .....	74
<i>Evoluzione allocativa dei diritti di emissione (EUA)</i> .....	75
<i>Ragioni ed aspetti salienti dei trend</i> .....	77
<i>Relazioni fra prezzi dei combustibili e prezzi EUA</i> .....	78
<i>Relazioni fra prezzi delle EUA e prezzi delle CER</i> .....	79
<i>Relazione fra prezzi EUA ed efficienza energetica</i> .....	79
3.3.3 Principali criticità emerse nella Seconda Fase e correttivi per la Terza Fase .....	80
3.3.4 Il caso del settore aereo .....	83
3.3.5 Gli altri principali emendamenti alla Direttiva CE/2009/29 .....	83
3.4 L'evoluzione della situazione italiana.....	84
3.4.1 Distanza dall'obiettivo del Protocollo di Kyoto .....	84
3.4.2 Distanza dall'obiettivo europeo al 2020.....	85
<i>Efficienza energetica</i> .....	85
<i>Fonti rinnovabili</i> .....	87
3.5 I costi dei cambiamenti climatici .....	89
3.5.1 Il tasso di sconto: parametri e stime empiriche .....	89
3.5.2 La "Carbon Bubble" .....	91

<b>4 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE .....</b>	<b>92</b>
4.1 Sistemi energetici ed analisi di scenario .....	92
4.2 Scenari energetici nazionali: ipotesi di base .....	93
4.3 Scenario di Riferimento .....	95
4.3.1 Mix delle fonti di energia primaria .....	95
4.3.2 Generazione elettrica .....	96
4.3.3 Consumi energetici finali .....	97
4.3.4 Emissioni di CO <sub>2</sub> .....	98
4.4 Scenari di Policy .....	99
4.4.1 Riduzione del fabbisogno di energia primaria .....	99
4.4.2 Trasformazione del settore elettrico .....	102
4.4.3 Contenimento dei consumi energetici nei settori di impiego finale .....	106
4.4.4 Ruolo dell'efficienza energetica nella riduzione delle emissioni .....	108
4.4.5 Mitigazione delle emissioni di gas serra .....	111
<b>5 L'ITALIA E LA GREEN ECONOMY .....</b>	<b>115</b>
5.1 <i>Green economy e low-carbon society</i> nel percorso dello sviluppo sostenibile .....	115
5.2 Misurare la crescita verde: l'Italia e le principali economie europee .....	118
5.2.1 Intensità carbonica, energetica e materiale .....	119
5.2.2 Industria e residenziale .....	122
5.2.3 Fonti energetiche rinnovabili .....	123
5.2.4 Trasporti .....	125
5.2.5 Rifiuti .....	127
5.3 Innovazione tecnologica e competitività internazionale .....	130
5.3.1 Crisi internazionale e transizione alla green economy: tendenze mondiali e questioni di fondo .....	130
5.3.2 Verso una nuova divisione internazionale del lavoro .....	132
5.3.3 Europa e Italia .....	140
5.3.4 Conclusioni .....	149
<i>BOX 5.1 - Le politiche di promozione dell'offerta tecnologica per le fonti di energia rinnovabile: Italia e Germania a confronto .....</i>	<i>151</i>
5.4 Ricadute occupazionali e bisogni formativi .....	152
5.4.1 Il potenziale occupazionale della <i>green economy</i> .....	152
5.4.2 La situazione italiana nella formazione professionale e nell'alta formazione .....	155
5.5 Green economy: energia e territorio .....	158
5.5.1 Piani energetici locali e <i>green economy</i> .....	158
5.5.2 Potenzialità territoriale della produzione di energia da fonti rinnovabili .....	160
<i>BOX 5.2 - Strumenti per la valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei programmi di politica regionale .....</i>	<i>163</i>
5.5.3 La "risposta verde" delle regioni italiane .....	165
<i>Efficienza energetica .....</i>	<i>165</i>
<i>BOX 5.3 - Le famiglie e gli interventi di risparmio energetico proposti dalle aziende fornitrici di servizi energetici .....</i>	<i>167</i>
<i>Fonti rinnovabili .....</i>	<i>168</i>

<b>6 TECNOLOGIE PER LA SOSTENIBILITÀ .....</b>	<b>171</b>
6.1 Carbon Capture and Storage (CCS) .....	172
6.2 Geotermia.....	174
6.3 Eolico .....	178
6.4 Fotovoltaico.....	181
6.5 Generazione elettrica .....	182
6.6 Sistemi di accumulo elettrici .....	182
6.7 Solare termico .....	184
6.8 Biomasse .....	186
6.9 Biogas .....	187
6.10 Solare termodinamico.....	189
6.11 Biocarburanti.....	190
<b>APPENDICE 1 – ENERGIA E AMBIENTE: PRINCIPALI EVENTI DEL 2011.....</b>	<b>193</b>
<b>APPENDICE 2 – GLOSSARIO .....</b>	<b>199</b>

## 1 IL SISTEMA ENERGETICO INTERNAZIONALE

### 1.1 Situazione Economica Internazionale

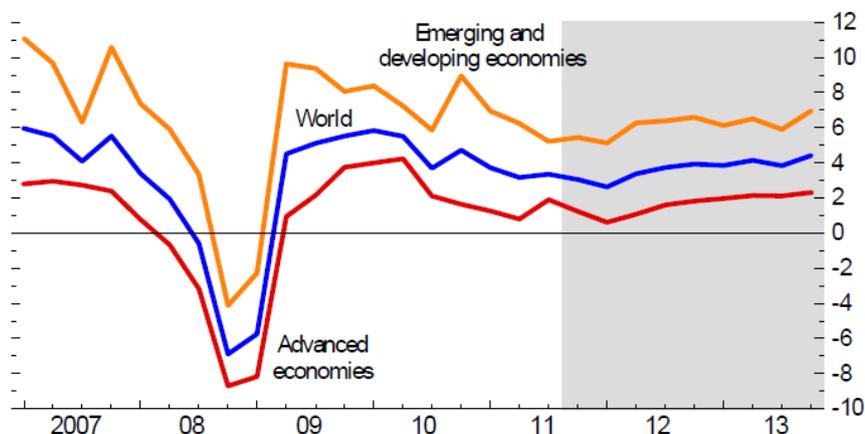
A fronte di una parziale ripresa economica nel corso del 2010, con un Prodotto Interno Lordo (PIL) mondiale cresciuto del 5% rispetto al 2009, grazie soprattutto al contributo delle economie emergenti e quelle in via di sviluppo, le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale<sup>2</sup> sull'andamento dell'economia globale evidenziano un allargamento della crisi nel corso del 2011 caratterizzato da un tasso di crescita più basso, del 3,8% circa.

Le economie emergenti, con una crescita del 6,2% anche per il 2011, sono state le principali trainanti della crescita mondiale; tra queste la Cina con un tasso di crescita del 9,2% e l'India con una crescita del 7,4%. Più modesta risulta la ripresa in Russia (4,1%) e molto critica permane la situazione del Giappone (-0,9%) la cui economia risente del collasso energetico legato all'incidente nucleare di Fukushima.

Negli Stati Uniti, nonostante le politiche monetarie espansive mantenute dalla Riserva Federale, le resistenze da parte del Congresso ad aumentare ulteriormente il già colossale debito pubblico stanno limitando fortemente le politiche di supporto alla crescita e l'attività economica (soprattutto la ripresa dell'occupazione) si indebolisce, facendo registrare per il 2011 un incremento pari all'1,8%, valore confermato dal FMI come previsione anche per il 2012.

Nell'area dell'euro l'attività economica resta ben al di sotto dei livelli pre-crisi, caratterizzata da un tasso di crescita pari all'1,6% nel corso del 2011. Le tensioni sul debito sovrano si sono accentuate ed estese, assumendo rilevanza sistemica in molti paesi dell'eurozona.

Figura 1.1 – Crescita percentuale del GDP globale. Anni 2007-2013



Fonte: stime FMI World Economic Outlook

La persistenza di forti criticità economiche e finanziarie nel corso del 2011 ha portato ad aggiornare la stima del tasso di crescita globale per il 2012 previsto pari al 3,3%, con una leggera ripresa per il 2013 (3,9%).

Nel complesso l'attività a livello mondiale dovrebbe decelerare, ma non cadere nettamente. Secondo le stime del FMI la revisione al ribasso si deve infatti principalmente alla crisi dell'area dell'euro, che nel 2012 potrebbe nel complesso affrontare una "leggera recessione". Nell'area euro, le spinte recessive comprimeranno l'attività economica (-0,5%) per il 2012, prevista tornare su sentieri di crescita soltanto nel 2013 (0,8%).

<sup>2</sup> FMI World Economic Outlook Aggiornamento Gennaio 2012.

Per le economie avanzate si attende per il 2012 un tasso di crescita di poco superiore all'1%, e per il 2013 pari all'1,9%. I paesi emergenti, e in particolare l'Asia, continuano a pesare sempre di più nell'economia mondiale e contribuiranno nel complesso anche alla crescita globale del prossimo anno: la Cina, in particolare, si avvia a contare per circa un terzo della crescita dell'economia nel mondo entro il 2013.

### 1.2 Situazione economica nazionale

Dopo la crisi economica globale nel 2008-09, che ha sottratto oltre cinque punti percentuali al prodotto interno lordo, nel 2010 il PIL in Italia ha registrato un andamento positivo (+1,3%).

Nel corso del 2011 però, la sfiducia dei mercati sui titoli del debito pubblico di alcuni paesi dell'euro (Grecia, Portogallo, Spagna) si è estesa anche a quelli del debito italiano (che ha toccato 1.912 miliardi di euro) minacciando la stabilità della stessa area dell'euro. Ciò ha costretto il Governo Italiano a settembre 2011 a varare una manovra finanziaria di 54 miliardi di euro che dovrebbe consentire un pareggio del deficit entro il 2013. L'aumento della pressione fiscale e i tagli ulteriori alla spesa pubblica previsti dalla manovra sono però destinati ad avere un impatto negativo sulla crescita del paese nei prossimi due-tre anni: è prevedibile un abbassamento della traiettoria di crescita, quand'anche l'effetto non fosse nettamente recessivo.

In particolare, secondo le ultime stime del Fondo Monetario Internazionale (FMI) la contrazione dell'attività economica già registrata in Italia nel corso del 2011 (0,4%) è destinata a peggiorare: il PIL subirà un calo del 2,2% nel 2012 e dello 0,6% nel 2013. Si tratta di un taglio di 2,5 punti percentuali per il 2012 e di 1,1 punti per il 2013 rispetto alle precedenti previsioni del FMI di settembre 2011.

### 1.3 Analisi della domanda di energia primaria

Le preoccupazioni di natura economica e finanziaria, ma anche avvenimenti quali l'incidente nucleare di Fukushima e i disordini in alcune parti del Medio Oriente e nell'Africa del Nord (MENA) sembrano aver allontanato l'attenzione dei governi dalle politiche energetiche e ridotto i loro strumenti di intervento, segnale tutt'altro che incoraggiante per il conseguimento degli obiettivi climatici concordati a livello globale.

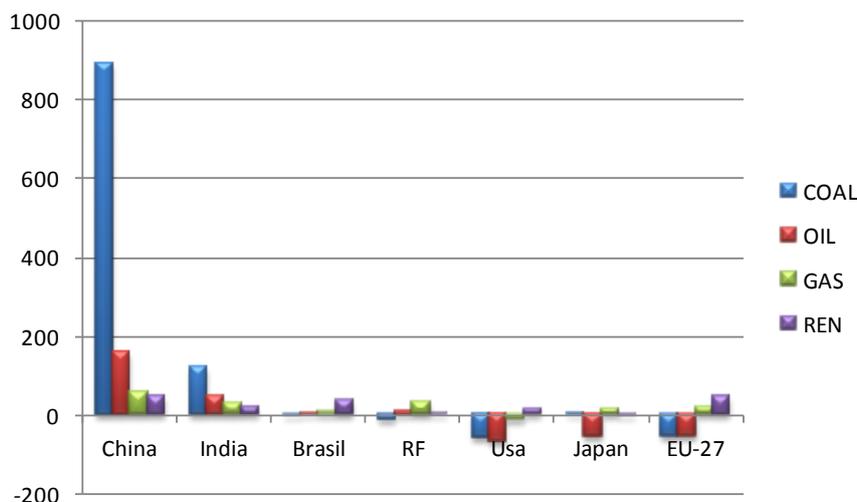
Il World Energy Outlook 2011 (WEO 11) dell'International Energy Agency (IEA), evidenziando le implicazioni ambientali dei trend in atto e la prospettiva di non centrare gli obiettivi di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> condivise a livello internazionale, sottolinea le criticità dei governi nella definizione di obiettivi e nell'implementazione delle politiche necessarie al loro conseguimento.

La domanda di energia primaria nel corso del 2010 è stata maggiore del 5% rispetto all'anno precedente e di conseguenza anche le emissioni di gas ad effetto serra hanno registrato un nuovo picco (33 Mt CO<sub>2</sub>), con una crescita del 5,8% rispetto ai valori 2009<sup>3</sup>. Inoltre, nonostante molti paesi abbiano adottato misure di miglioramento dell'efficienza energetica, l'intensità energetica mondiale è peggiorata per il secondo anno consecutivo.

---

<sup>3</sup> Long-term trend in global CO<sub>2</sub> emissions, 2011 Report – Background studies, Netherland Environmental Assessment Agency (PBL) e European Commission's Joint Research Centre (JRC).

**Figura 1.2 – Incremento dei consumi di energia primaria per paese e combustibile fossile. Anni 2000-2009 (in Mtep)**



Fonte: elaborazioni ENEA su dati IEA Energy Balances

L'incremento dei consumi di energia primaria tra il 2000 e il 2009 mostra la forte concentrazione della domanda aggiuntiva in alcuni paesi, prima di tutto in Cina, seguita dall'India, e principalmente determinata dal consumo di carbone. Anche il Brasile evidenzia un aumento della domanda soddisfatta con una crescita della disponibilità di biomassa e l'Unione Europea mostra un incremento nel consumo primario di energia da fonti rinnovabili.

Il petrolio continua ad essere la fonte maggiormente utilizzata: nel 2009 ha costituito il 33% della domanda finale, che è stata pari a 12.132 Mtep (milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), seguito dal carbone (27,1%) e dal gas naturale (20,93%). Le fonti rinnovabili soddisfano invece il 13% e il nucleare il 6% della domanda (WEO 2011).

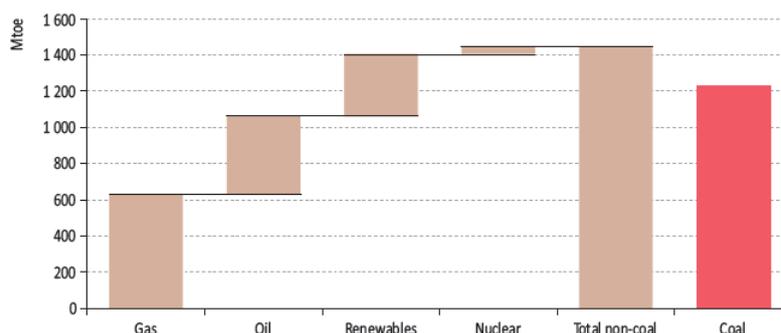
La domanda mondiale di petrolio, dopo i rallentamenti registrati nel periodo 2008-2009 (85,6 milioni di barili al giorno nel 2009), è apparsa in graduale aumento durante tutto il 2010 raggiungendo gli 88,3 Mb/d e gli 89,1 Mb/d nel 2011<sup>4</sup>. Le previsioni per il 2012 si attestano però sugli 89,9 Mb/d, con una crescita di appena 0,8 milioni di barili rispetto allo scorso anno, principalmente a causa dei crescenti rischi di recessione a livello globale. La domanda aumenterà soprattutto nei paesi emergenti (+2,8%), ma diminuirà (-0,8%) nelle economie avanzate dell'OECD (OCSE - Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico).

La persistenza del petrolio specialmente nel settore dei trasporti, che ha ancora un grande potenziale di crescita nei paesi in via di sviluppo, gli consente di mantenere un ruolo di rilievo anche nel prossimo futuro. A tale sostanziale rigidità della domanda corrisponderà inoltre un ruolo sempre centrale dei paesi produttori di petrolio appartenenti all'OPEC nell'offerta (WEO 2011).

Sebbene il petrolio rimanga il combustibile predominante, il carbone ha rappresentato quasi il 50% dell'incremento della domanda globale di energia per fonte dal 2000 al 2010, a causa soprattutto del consumo della Cina che rappresenta quasi la metà della domanda di mondiale di carbone.

<sup>4</sup> IEA: *Oil Market Report*. Febbraio 2012

Figura 1.3 – Incremento della domanda mondiale di energia primaria per fonte. Anni 2000-2010



Fonte: World Energy Outlook 2011

La domanda mondiale di gas naturale (IEA, *Medium-term Oil and Gas Markets*, 2011) ha raggiunto i 3.284 Gm<sup>3</sup> nel 2010, con un incremento del 7,4% rispetto al 2009, uno dei più elevati tassi di crescita registrati negli ultimi 40 anni in parte determinato da condizioni climatiche eccezionali (un inverno molto rigido in Europa e un'estate calda nelle regioni del pacifico). Le previsioni di una forte crescita della domanda di gas del WEO 2011 confermano quanto già previsto nel Rapporto Speciale sul gas del WEO 2011 (IEA, *Are we entering a golden age of gas? Special Report* 2011).

La Cina in particolare, la cui domanda di gas è aumentata del 19% nel 2010, rappresenta il Paese le cui scelte determineranno una forte espansione del consumo di questa fonte. L'ambizioso piano quinquennale 2011-2015 approvato di recente si impegna infatti verso una crescita più sostenibile, concentrandosi su obiettivi di efficienza energetica e puntando a un maggiore uso di gas naturale, fonti rinnovabili e nucleare.

I principali produttori sono la Russia, che nel 2010 si conferma anche il più grande esportatore di gas naturale (oltre che il primo produttore di petrolio), e gli Stati Uniti grazie alle grandi riserve di gas non convenzionale di cui dispone. Seguono poi il Canada, l'Iran, il Qatar e la Norvegia. Il gas non convenzionale<sup>5</sup> rappresenta attualmente il 50% della quantità stimata delle risorse globali di gas ed è geograficamente molto più diffuso rispetto a quello convenzionale, implicando perciò ricadute positive anche in termini di sicurezza energetica (WEO 2011).

Le fonti energetiche rinnovabili, infine, percorrono un sentiero di rapido sviluppo, con una crescita media annua dell'1,8% (*Renewables Energy Information* 2011) dal 1990, ma rappresentano ancora una piccola frazione dell'offerta primaria di energia (13%), essenzialmente attraverso la biomassa solida (9,9%). Il contributo delle rinnovabili nella produzione elettrica mondiale nel 2009 corrisponde invece al 19,3% del totale di cui la maggior parte proviene dall'idroelettrico (16,3%).

### 1.3.1 Prezzi dei combustibili fossili

Negli ultimi anni il prezzo del petrolio ha mostrato un'elevata variabilità: in costante crescita dal 2003, ha raggiunto il suo massimo storico di 147 dollari al barile nel luglio 2008, per poi crollare sotto quota 40 \$ per effetto della crisi finanziaria.

Tra fine 2009 e primo trimestre 2010 il prezzo del greggio è risalito verso quota 80 \$ al barile, dove si è attestato per tutto il 2010. Nel corso del 2011, trainato dalla domanda dei paesi emergenti e per effetto della crisi libica, il Brent registra un prezzo medio di circa 110 \$/barile (85 \$ per il WTI).

<sup>5</sup> Il gas non convenzionale comprende tre principali tipologie: lo *shale gas*, che deriva da rocce scistose, per lo più argille; il *coal bed methane*, ossia metano da strati carboniferi; il *tight gas*, da formazioni arenacee.

**Figura 1.4 – Andamento prezzo del petrolio. Anni 2007-2012**



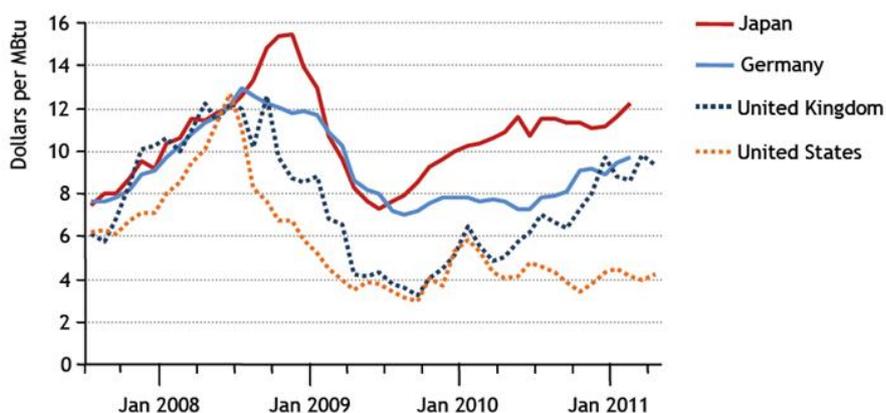
Source: EIA-DOE, *Short Term Energy Outlook*, marzo 2012

Secondo le ultime stime dell’*Oil Market Report* dell’IEA (maggio 2012), il prezzo del barile per il 2012 dovrebbe attestarsi in media sui 112 \$, in base ad aspettative diffuse di un rallentamento della crescita economica mondiale, ma anche all’eventualità di tensioni dal lato dell’offerta petrolifera nell’arco dell’anno.

I prezzi internazionali del gas seguono andamenti differenziati per aree geografiche in funzione del diverso meccanismo di determinazione del prezzo. In Europa circa i due terzi del gas è scambiato mediante contratti a lungo termine il cui prezzo è indicizzato al prezzo del petrolio (contratti di tipo *Take or pay*). Anche in Asia i prezzi sono legati a contratti a lungo termine e indicizzati al prezzo del petrolio e del carbone. I prezzi del gas vengono invece definiti liberamente in base al meccanismo di mercato che tiene conto dell’equilibrio domanda e offerta e sostituibilità tra i combustibili fossili (approccio *gas to gas competition*) in Nord America, Regno Unito, Australia e in un numero crescente di paesi nell’Europa continentale.

I prezzi europei del gas si sono aggirati tra gli 8 \$/MBtu<sup>6</sup> e i 10 \$/MBtu a inizio 2011, al di sotto dei prezzi legati al petrolio dei mercati asiatici (pari a 12 \$/MBtu), ma molto al di sotto dei prezzi Henry Hub (HH) del mercato americano (pari a 5 \$/MBtu)<sup>7</sup>. I prezzi del gas dell’HH si sono mantenuti bassi grazie all’abbondanza di offerta di *shale gas* negli Stati Uniti che negli ultimi anni ha trasformato il paese da importatore a potenziale esportatore netto di gas. I prezzi medi europei si mantengono a livelli doppi rispetto a quelli prevalenti del mercato americano e sussiste l’esigenza in Europa di svincolare il prezzo del gas dal prezzo del petrolio, come si evince dal numero di contratti a lungo termine in stato di rinegoziazione.

**Figura 1.5 – Prezzi del gas naturale nei maggiori mercati. Luglio 2007-aprile 2011**



Fonte: IEA Special Report “*Are we entering a golden age of gas*” 2011

<sup>6</sup> Million British Thermal Unit.

<sup>7</sup> IEA, *Medium-term Oil and Gas Markets*, 2011.

Il prezzo internazionale del carbone, infine, è storicamente legato al prezzo del petrolio e del gas riflettendo le dinamiche di sostituibilità tra i combustibili fossili e l'incidenza dei costi di estrazione e trasporto. Sebbene i prezzi siano fortemente diminuiti agli inizi del 2009 a causa degli effetti della crisi economica globale, da allora i prezzi hanno continuato ad aumentare (IEA, *Medium-Term Coal Market Report 2011*). Il forte incremento delle importazioni di carbone dalla Cina negli anni recenti e l'aumento del prezzo del petrolio sono state le principali determinanti di tale crescita benché i prezzi del carbone diretto ai mercati del Nord Europa si siano mantenuti inferiori rispetto a quelli del mercato asiatico.

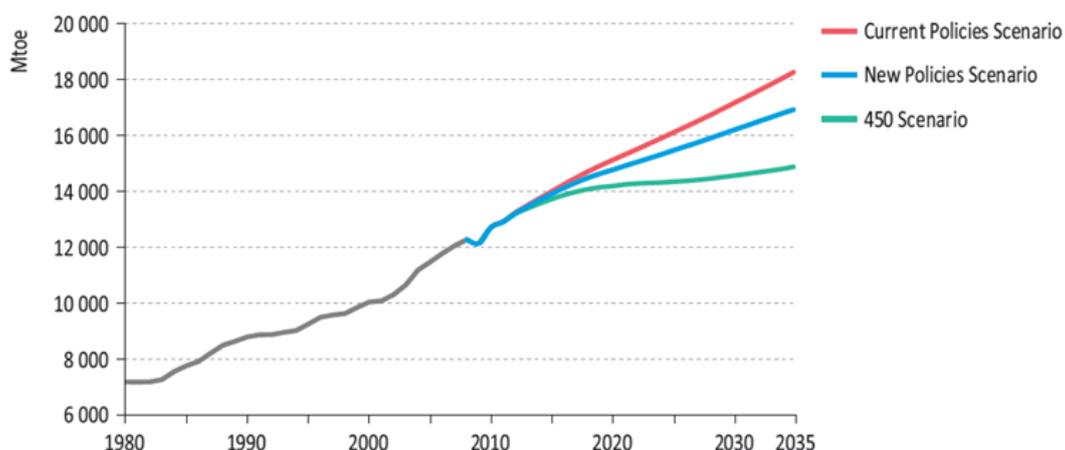
#### 1.4 Proiezioni della domanda energetica negli scenari IEA

Coerentemente con le precedenti edizioni del WEO dell'IEA, attraverso l'elaborazione di tre diversi scenari, che condividono le assunzioni di base in merito a variabili macroeconomiche e alla crescita della popolazione, nel WEO 2011 si valutano gli impatti sui mercati energetici globali, in termini di prezzo dell'energia e sviluppo tecnologico al 2035 di alternative ipotesi di politiche energetiche e ambientali.

Lo scenario centrale del WEO 2011, lo **Scenario Nuove Politiche**, ipotizza che gli impegni assunti da governi e le relative politiche vengano implementati solo moderatamente. Lo **Scenario Politiche Correnti** o scenario di riferimento prende in considerazione esclusivamente le politiche già in vigore a metà 2011. Lo **Scenario 450** infine delinea un percorso coerente con una probabilità del 50% di raggiungere l'obiettivo di limitare l'innalzamento della temperatura globale a 2 °C.

In tutti gli scenari è previsto un aumento della domanda globale di energia primaria e un contributo prevalente dei combustibili fossili seppure con una diversa ripartizione percentuale tra fonti. Nello Scenario Nuove Politiche la crescita in termini assoluti della domanda di gas naturale è predominante sugli altri combustibili raggiungendo quasi la domanda di carbone al 2035. Nello Scenario Politiche Correnti invece è la domanda di carbone che cresce più degli altri combustibili in termini assoluti superando la domanda di petrolio e raggiungendo la maggiore percentuale del mix energetico prima del 2035 (carbone 29,6%, davanti al petrolio 27,3% e del gas naturale 23%).

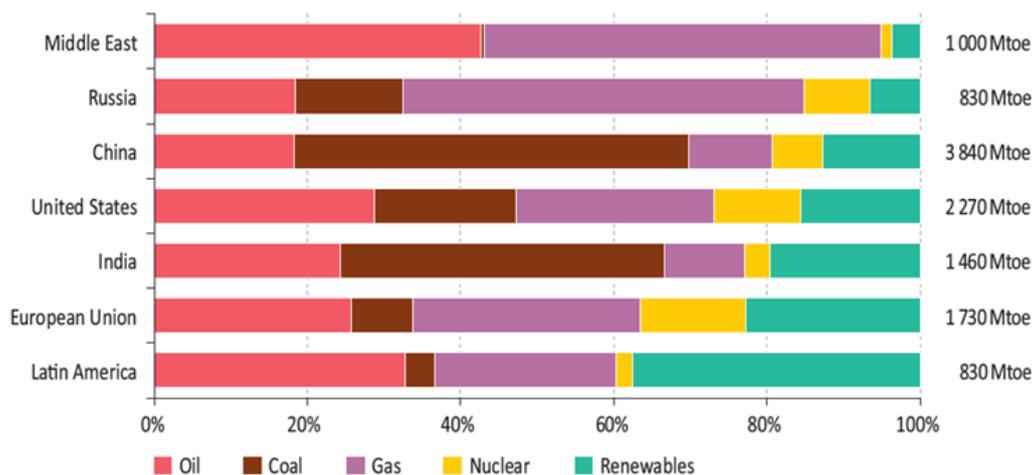
Figura 1.6 – Proiezioni della domanda di energia primaria nei tre scenari WEO 2011



Fonte: World Energy Outlook 2011

Secondo lo **Scenario Nuove Politiche**, scenario centrale nelle simulazioni del WEO 2011, la domanda di energia primaria dovrebbe crescere del 40% tra il 2009 e il 2035 determinata principalmente (al 90%) dalla crescita dei paesi non-OECD. La Cina continuerà ad essere il primo consumatore mondiale di energia: nel 2035 la sua domanda supererà del 70% quella degli Stati Uniti. India, Indonesia, Brasile e Medio Oriente sperimenteranno tassi di crescita della domanda di energia ancora più sostenuti di quelli della Cina.

**Figura 1.7 – Ripartizione per combustibili e paesi nello Scenario Nuove Politiche. Anno 2035**



Fonte: World Energy Outlook 2011

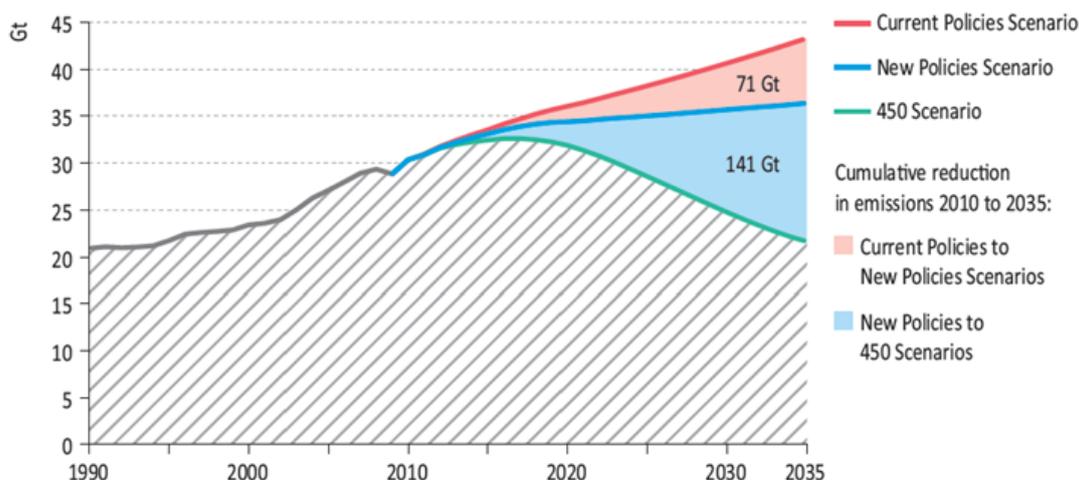
Il consumo dei combustibili fossili nello Scenario Nuove Politiche è previsto in diminuzione dall'attuale 81% della domanda finale di energia primaria al 75% nel 2035. In particolare, la domanda di petrolio continuerà a crescere (+15%) trainata principalmente dal settore dei trasporti nelle economie emergenti. Dal lato dell'offerta i paesi OPEC si confermeranno dominanti fornendo più della metà della produzione mondiale al 2035. Il prezzo del petrolio continuerà a salire avvicinandosi ai 120 dollari al barile (dollari 2010).

Il gas naturale è l'unica fonte che aumenta il suo contributo nel mix energetico globale al 2035 in tutti e tre gli scenari. Nello Scenario Nuove politiche la domanda futura di gas proviene prevalentemente dai paesi non-OECD, con un ruolo predominante della Cina grazie al contributo delle politiche volte alla diversificazione energetica. Dal lato dell'offerta, nel 2035 la Russia si confermerà il principale produttore di gas, seguita da Cina, Qatar, Stati Uniti e Australia. La domanda di carbone è prevista in crescita nel prossimo decennio e si stabilizzerà al 2035 ad un livello superiore del 25% rispetto al 2009. In particolare, l'India raddoppia il suo consumo di carbone e nel decennio 2020-2030 supera gli Stati Uniti come maggiore consumatore dopo la Cina e primo importatore mondiale.

Il contributo delle energie rinnovabili passerà invece dal 13% attuale al 18% principalmente grazie a politiche di sostegno che passeranno dai 64 miliardi di dollari nel 2010 ai 250 miliardi del 2035. Contemporaneamente scenderanno i sussidi ai combustibili fossili che nel 2010 hanno sfiorato i 450 miliardi di dollari. Infine, gli investimenti richiesti nelle infrastrutture per l'offerta di energia sono stimati pari a 38.000 miliardi di dollari (dollari 2010) durante il periodo dal 2010 al 2035.

Riguardo all'impatto sulle emissioni dei trend energetici previsti, nello Scenario Nuove Politiche le emissioni di CO<sub>2</sub> globali correlate all'energia cresceranno del 20%, seguendo una traiettoria che determinerà un incremento della temperatura globale a 3,5 °C. In assenza di queste nuove politiche, come nel Current Policies scenario, l'incremento atteso delle temperature sarebbe di 6 °C.

Figura 1.8 – Andamento delle emissioni negli scenari IEA



Fonte: World Energy Outlook 2011

La grande diversità dei risultati degli scenari e delle emissioni ad essi associate confermano il ruolo centrale che hanno i governi nel delineare il futuro energetico, tramite la definizione di obiettivi e loro implementazione.

## 1.5 Tematiche di interesse

### 1.5.1 L'età dell'oro del gas

In un contesto di crescente preoccupazione in termini di sicurezza energetica e impatto ambientale, le condizioni attuali della domanda e dell'offerta del gas naturale sembrano confermare il possibile ruolo rilevante del gas in futuro.

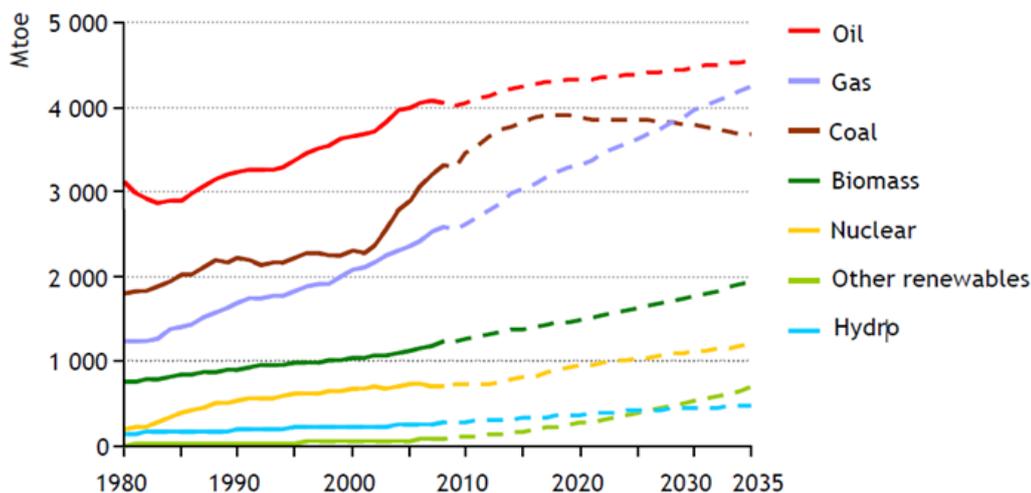
Lo *Special Report* dell'IEA "Are we entering a golden age of gas?" del WEO 2011 delinea in prospettiva un ruolo predominante per il gas naturale nel soddisfacimento di una domanda energetica in costante aumento, nonché le relative implicazioni in termini di mix energetico, sicurezza energetica e impatto ambientale.

Lo scenario centrale del rapporto denominato "Global Age of Gas Scenario" (Scenario GAS) esamina infatti le principali tendenze in atto nel settore e ne prospetta l'evoluzione. Vengono individuati diversi fattori determinanti per l'espansione futura del gas naturale come di seguito elencati.

- *La crescente domanda cinese.* La Cina rappresenta il paese le cui scelte più di ogni altro possono influenzare la domanda mondiale di energia nei prossimi anni. Il piano quinquennale 2011-2015 adottato prevede infatti un incremento dell'uso del gas naturale (dagli 85 miliardi di metri cubi annui ai 260 nel 2015) e una contestuale riduzione dell'uso del carbone (da 66% a 63% di consumi di energia primaria).
- *La contrazione nell'uso del nucleare.* Dopo l'incidente di Fukushima in Giappone, molti governi hanno riesaminato gli standard di sicurezza e rivisto i progetti per il futuro. È perciò prevedibile una riduzione dell'uso della fonte nucleare per la generazione di energia elettrica.
- *La crescente disponibilità del gas non convenzionale.* Le recenti scoperte di gas non convenzionale, che hanno ridotto in media i prezzi del gas, potrebbero essere fondamentali per una vera e propria età dell'oro del gas naturale. Nell'ultimo decennio a partire dagli Stati Uniti scoperte importanti di gas non convenzionale sono state fatte anche in Australia e in Cina.

- *Il possibile uso del gas naturale nei trasporti.* Seppure la penetrazione del gas naturale sul trasporto su strada sia attualmente bassa, viene ipotizzato come *driver* dello scenario anche un possibile uso del gas nel trasporto, incentivato da politiche governative in considerazione degli impatti positivi che tale scelta implicherebbe in termini di costo e impatto ambientale.

**Figura 1.9 – Crescita della domanda primaria di energia per combustibile nello Scenario GAS**



Fonte: IEA Special Report "Are we entering a golden age of gas" 2011

Nello Scenario GAS, la domanda di gas naturale supera la domanda di carbone prima del 2030 e raggiunge il 25% della domanda globale di energia primaria nel 2035 (dal 21% attuale). Il tasso di crescita annuale del gas è stimato al 2%, mentre quello dell'energia totale all'1,2%; si conferma inoltre la generazione elettrica come primo settore di domanda del gas naturale.

Sebbene la domanda di gas aumenti in tutte le regioni, nei paesi non-OECD raggiunge l'80% della crescita, con la Cina che da sola raggiunge il 30% della domanda passando dai 110 bcm<sup>8</sup> di oggi (come in Germania) ai 630 bcm nel 2035 (come l'Unione Europea nel suo complesso).

Per soddisfare tale crescita della domanda, la produzione mondiale dovrebbe crescere di tre volte l'attuale produzione della Russia<sup>9</sup>. La maggior parte della produzione continuerà a provenire dal gas convenzionale, seppur con una percentuale in diminuzione, mentre il contributo del gas non convenzionale crescerà coprendo il 40% della crescita della domanda. Tale incremento sarà caratterizzato da una maggiore dispersione geografica: si passerà dall'attuale concentrazione in Nord America e Canada ad una crescita della produzione in Cina, Russia, Australia e India.

Sebbene una maggiore produzione di gas non convenzionale possa incrementare considerevolmente l'offerta, è necessaria una efficiente regolamentazione al fine di mitigare i rischi ambientali associati al processo di produzione. Il processo di estrazione del gas non convenzionale richiede infatti perforazioni orizzontali e l'uso di tecniche di fratturazione su larga scala implicando un massiccio uso di acqua solo in parte riciclabile. Lo sviluppo tempestivo ed opportuno di tali risorse dipenderà perciò da un insieme di fattori determinanti, quali un quadro normativo adeguato e certo, lo sviluppo della tecnologia e condizioni del mercato favorevoli.

Nonostante il minore impatto ambientale, un incremento dell'uso del gas nel mix energetico globale non sarà tuttavia sufficiente a delineare un percorso di crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub> che possa rispettare il limite di innalzamento della temperatura globale di 2 °C. Lo scenario delineato mostra un sentiero di emissioni che porterà un incremento della temperatura di oltre 3,5 °C.

<sup>8</sup> Billion Cubic Meters (miliardi di metri cubi).

<sup>9</sup> Ad oggi secondo il rapporto le risorse globali recuperabili di gas potrebbero sostenere l'attuale domanda per più di 250 anni.

Il raggiungimento dei target di emissioni richiederebbe un passaggio non solo a fonti energetiche a più basse emissioni, un incremento dell'efficienza energetica e soprattutto lo sviluppo delle tecnologie di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (CCS), che potrebbero ridurre le emissioni derivanti dalle centrali a gas.

### 1.5.2 Sicurezza nucleare

Ad un anno dall'incidente della centrale nucleare di Fukushima Daiichi (11 marzo 2011), sussistono interrogativi circa l'utilizzo della fonte nucleare per soddisfare la crescente domanda di energia globale. Ad eccezione di alcuni paesi quali Italia, Germania, e Svizzera che hanno modificato i loro progetti per il nucleare, l'interesse per la fonte nucleare permane soprattutto nei paesi non-OECD, gli stessi paesi che stanno vivendo una sempre crescente domanda di energia quali Cina, Russia, India e Sud Corea. In questi paesi sono localizzati 55 dei 67 reattori nucleari attualmente in costruzione in tutto il mondo (tra cui 28 in Cina, 11 in Russia, 6 in India).<sup>10</sup>

Nel 2010, la fonte nucleare contribuiva per il 13% alla produzione globale di elettricità, di molto inferiore al picco del 18% registrato nel 1996. Ad inizio 2011, 441 reattori nucleari erano attivi in 30 paesi, con una potenza lorda installata di 393 GW, 83% dei quali nei paesi OECD. I maggiori paesi produttori di elettricità da fonte nucleare erano gli Stati Uniti, seguiti dalla Francia, Giappone, Russia, Corea e Germania. Altri 17 paesi avevano annunciato la loro intenzione di costruire nuovi reattori, soprattutto nei paesi non-OECD (WEO 2011).

L'incidente di Fukushima ha determinato un'inversione di tendenza in alcuni paesi dell'OECD, ma soprattutto fatto emergere maggiore attenzione ai rischi associati alla sicurezza della fonte nucleare. La maggior parte dei paesi ha annunciato una comprensiva revisione della regolamentazione sulla sicurezza che potrebbe portare ad un ritardo nella realizzazione di nuovi reattori.

Gli Stati Uniti, il più grande produttore di energia nucleare, ha lanciato un programma di verifiche sugli impianti al fine di identificare le immediate misure necessarie per incrementare il livello di sicurezza. L'Unione Europea ha deciso, nel marzo 2011, di condurre "Stress Test" su 143 reattori<sup>11</sup>, i cui risultati saranno disponibili nel corso del 2012. Qualora gli Stress Test indicassero che gli impianti debbano essere chiusi o significativamente modificati, sarà responsabilità di ciascuno Stato membro decidere le azioni da intraprendere.

La Russia ha annunciato che non rinuncerà all'espansione del nucleare impegnandosi a rivedere la sicurezza dei propri impianti nucleari. La Cina, che ha il più ambizioso programma di espansione del nucleare (28 reattori in costruzione nel corso del 2010), ha inizialmente frenato l'approvazione di nuovi progetti ed eseguito ispezioni sulla sicurezza degli impianti esistenti o in costruzione; a giugno 2011 è stato comunicato che tutti gli impianti nucleari hanno passato le ispezioni. Il paese mira di fatto a definire un sistema regolamentare certo in materia di sicurezza per assicurare lo sviluppo a lungo termine dell'energia nucleare. Anche l'India, che punta all'energia nucleare per soddisfare la crescente domanda interna di elettricità, ha disposto verifiche della sicurezza di tutte gli impianti, dichiarando che non ci saranno cambiamenti al suo obiettivo di quadruplicare la capacità nucleare raggiungendo i 20 GW installati al 2020 (5 GW, nel 2010) e 63 GW al 2032 (WEO 2011).

Per ciò che concerne le valutazioni dell'IEA, lo **Scenario Nuove Politiche** del WEO 2011, ipotizzando che i paesi non-OECD continuino con i loro propositi di costruzione di centrali nucleari, prevede un contributo della fonte nucleare alla generazione elettrica pari al 19% al 2035.

Il contributo dell'energia nucleare al mix energetico globale crescerà di oltre il 70% fino al 2035 (previsioni solo di poco inferiori rispetto al precedente *World Energy Outlook* 2010).

---

<sup>10</sup> World Energy Council, *World Energy Perspective: Nuclear Energy One year after Fukushima*, 2011.

<sup>11</sup> Gli *Stress Test* dovrebbero valutare come gli impianti reagiscono se sottoposti a condizioni estreme definite dai regolatori.

Il WEO 2011 propone anche un nuovo **Low-Nuclear Scenario** volto ad analizzare, invece, le conseguenze che un rapido rallentamento nell'utilizzo dell'energia nucleare potrebbe avere sul panorama energetico mondiale. In particolare, è ipotizzato che nessun nuovo reattore venga costruito nell'area OECD e che i paesi non-OECD costruiscano solo la metà degli impianti previsti nello Scenario Nuove Politiche e venga ridotta la vita residua degli impianti esistenti.

La potenza installata passerebbe da 393 GW di fine 2010 a 335 GW nel 2035, unitamente ad una riduzione del contributo del nucleare alla generazione elettrica mondiale dal 13% attuale al 7%<sup>12</sup>, con forti implicazioni in termini di sicurezza energetica, maggiore contributo dei combustibili fossili e relative conseguenze in termini di emissioni di CO<sub>2</sub>.

Quale ulteriore risultato dello scenario, un allontanamento dal nucleare incrementerebbe notevolmente la percentuale mondiale di energia elettrica prodotta dalle fonti rinnovabili, di un ammontare pari a cinque volte la generazione da rinnovabili della Germania. Tuttavia implicherebbe anche una crescita maggiore nell'uso dei combustibili fossili. In particolare, l'incremento della domanda di carbone equivarrebbe al 2035, in volume, a due volte il livello delle esportazioni correnti di carbone dall'Australia e la domanda di gas corrisponderebbe ai due terzi delle attuali esportazioni di gas dalla Russia.

Tali sentieri di crescita eserciterebbero però un'ulteriore pressione al rialzo sui prezzi energetici, implicando problemi di sicurezza energetica e maggiori costi per combattere il cambiamento climatico. Le emissioni di CO<sub>2</sub> correlate ad un maggiore uso delle fonti fossili nella generazione elettrica aumenterebbero del 2,6% rispetto all'incremento previsto nello Scenario Nuove Politiche. Paesi con limitate risorse energetiche interne e che avevano previsto di ricorrere fortemente al nucleare quali Belgio, Francia, Giappone e Corea sarebbero fortemente danneggiati da tali pressioni. Allo stesso modo per economie emergenti come Cina e India, un rallentamento dell'uso della fonte nucleare comporterebbe criticità per il soddisfacimento della domanda di elettricità interna in rapida crescita.

Un ulteriore scenario del WEO 2011 **Low Nuclear 450**, variante dello Scenario 450, disegna una ancora più ambiziosa traiettoria al fine di raggiungere l'obiettivo climatico di limitare l'innalzamento della temperatura globale di 2 °C con un minore contributo della fonte nucleare. Tale traiettoria porterebbe ad un incremento addizionale di investimenti del 10% rispetto allo scenario 450, e richiederebbe un contributo prevalente alle fonti rinnovabili per abbattere le emissioni di CO<sub>2</sub> e un impiego consistente delle tecnologie di Cattura e Stoccaggio della CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture and Storage - CCS*) connessa all'uso delle fonti fossili. Perseguire questo scenario significherebbe il raggiungimento di risultati eroici nell'impiego di tecnologie a basso tenore di carbonio, con notevole impatto sui costi di riduzione delle emissioni per quei paesi che basano prevalentemente il proprio mix energetico sulla fonte nucleare.

### 1.5.3 Sussidi ai combustibili fossili

Nel 2009 la dipendenza dai combustibili fossili del sistema energetico mondiale ha prodotto l'84% delle emissioni di gas a effetto serra (*Greenhouse gases, GHG*). Nel 2009 i leader nazionali riuniti a Pittsburgh per il meeting G-20 hanno convenuto che il supporto ai combustibili fossili "*encourage wasteful consumption, distort markets, impede investment in clean energy sources and undermine efforts to deal with climate change*". La maggior parte delle misure di sostegno adottate nei paesi membri dell'OECD è costituita da agevolazioni tributarie fornite ai produttori o consumatori.

Seppure queste misure non collocano i prezzi nazionali al di sotto di un livello di prezzo di riferimento sui mercati internazionali, esse creano distorsioni nel mix energetico nazionale, contribuendo a determinare produzione e consumo più elevati.

---

<sup>12</sup> Anche le recenti stime dell'International Atomic Energy Agency (IAEA) riguardo la produzione di elettricità nucleare al 2050 prevedono un contributo dal 6,5% al 13,5% della domanda, pari alla percentuale attuale o dimezzata, giugno 2011.

Il rapporto dell'OECD *"Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels"* (2011) passa in rassegna più di 250 misure di sostegno budgetario e di agevolazione fiscale in vigore sia dal lato della produzione che da quello del consumo in 24 paesi dell'OECD. In termini complessivi, la stima totale delle misure di sostegno budgetario e delle agevolazioni fiscali ai fossili riportato nell'Inventario è compresa fra i 45 e i 75 miliardi annui di dollari USA nel periodo 2005-2010.

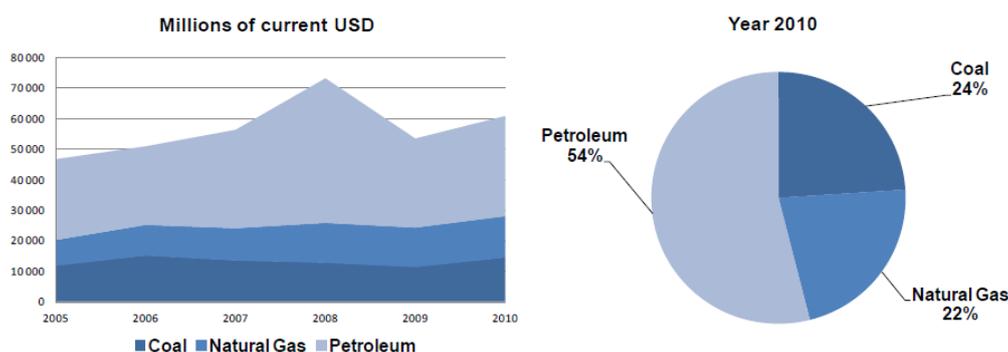
Una analoga stima ottenuta dall'IEA applicando il metodo del *price gap*<sup>13</sup> alle economie emergenti e in via di sviluppo indica un valore totale dei sussidi pari a 557 miliardi di dollari USA nel 2008, 312 nel 2009 e 409 nel 2010<sup>14</sup>.

Le misure di supporto ai combustibili fossili sono altamente differenziate nei diversi paesi OECD. I paesi membri dell'Unione Europea hanno in comune l'approccio alla tassazione dei prodotti energetici fornito dalla Energy Taxation Directive, emanata nel 2003 e attualmente in revisione. L'agricoltura beneficia spesso di aliquote di imposta ridotte, così come la navigazione e il trasporto ferroviario; l'aviazione domestica è invece nella quasi totalità dei casi esentata. Alcuni paesi membri hanno inoltre in vigore aliquote agevolate o esenzioni per i settori *energy-intensive*, per evitare ricadute sulla competitività o ridurre la possibilità di sovrapposizione degli strumenti di *policy*, essendo questi settori già coinvolti nel sistema europeo di *emission trading* (EU ETS). L'approccio seguito dal Canada e dagli Stati Uniti d'America mostra come le misure di sostegno dal lato della produzione possono essere molteplici, ad esempio particolari regimi di *royalty*, deduzioni fiscali delle spese di esplorazione e altre deduzioni fiscali dalla base imponibile per la tassazione del reddito di impresa. Messico e Cile hanno invece introdotto fondi di stabilizzazione per attenuare l'impatto delle fluttuazioni del prezzo internazionale del petrolio sui consumatori domestici.

Nell'Inventario OECD sono incluse le agevolazioni tributarie rendicontate in ognuno dei 24 paesi analizzati, ottenute in ciascun caso con riferimento a diversi *benchmark* (tassi di imposta di riferimento), dipendenti dalla struttura del sistema nazionale di tassazione per i prodotti energetici. Per questa ragione i livelli di supporto non sono comparabili tra diversi paesi.

Come indicato nella figura 1.10, il petrolio e suoi derivati sono i principali beneficiari delle misure di supporto, risultato in linea con il loro ruolo significativo nell'offerta primaria di energia.

**Figura 1.10 – Supporto ai combustibili fossili in 24 paesi OECD**



Fonte: *Inventory of Estimated Budgetary Support and Tax Expenditures for Fossil Fuels*, OECD 2011

Il picco visibile nel 2008, corrispondente a 73 miliardi di dollari USA, è principalmente causato da trasferimenti del fondo di stabilizzazione messicano e riflette il picco di 100 dollari al barile raggiunto dai prezzi internazionali del petrolio (WTI, prezzi spot).

<sup>13</sup> Questo metodo stima in quale misura le politiche nazionali mantengono i prezzi domestici a un livello inferiore rispetto ad un prezzo di riferimento sui mercati internazionali.

<sup>14</sup> IEA, OPEC, OECD and World Bank, Joint report by IEA, OPEC, OECD and World Bank on fossil-fuel and other energy subsidies: An update of the G20 Pittsburgh and Toronto Commitments, 2011.

Le misure di sostegno ai consumatori (CSE) sono prevalenti rispetto a quelle di sostegno ai produttori (PSE), mentre le misure non direttamente a beneficio di produttori o consumatori (*General Services Support Estimate*, GSSE), come ad esempio la compensazione diretta ai lavoratori in attività estrattive o gli incentivi per la creazione di riserve strategiche.

Secondo alcune stime ottenute con il metodo del *price gap*, in assenza di riforme le misure di supporto ai combustibili fossili raggiungerebbero 660 miliardi di dollari USA nel 2020, un ammontare pari allo 0,7% del PIL mondiale (World Energy Outlook, 2011). Nei paesi importatori di prodotti energetici riforme alle misure di supporto ridurrebbero la domanda di combustibili fossili, diminuendo la dipendenza energetica da paesi terzi e promuovendo l'uso di fonti energetiche rinnovabili. Il beneficio economico netto delle riforme potrebbe quindi essere positivo, misurato sia in termini di effetti sul PIL che di effetti reali su occupazione e redditi. Diversamente, nei paesi esportatori di prodotti energetici, la rimozione dei sussidi agli utilizzatori finali aumenterebbe la capacità di esportazione, tendenza però accompagnata da una diminuzione della domanda a causa della rimozione dei sussidi al consumo di combustibili fossili nei paesi importatori. Simulazioni condotte dall'OPEC confermano questi rischi di impatti negativi, anche nell'ipotesi di riutilizzo dei sussidi per misure di compensazione e consolidamento fiscale.

I benefici ambientali delle riforme ai sistemi di incentivazione sono invece meno controversi. In base alle stime IEA i miglioramenti ambientali connessi alla rimozione nel 2020 dei sussidi nelle economie emergenti e in via di sviluppo sarebbero significativi, in quanto le emissioni di CO<sub>2</sub> si ridurrebbero del 4,7% (World Energy Outlook, 2011). In modo simile, utilizzando il modello di equilibrio generale ENV-Linkages e le stime dell'IEA sui sussidi ai consumatori, l'OECD stima che la loro rimozione condurrebbe ad una riduzione del 6% delle emissioni di gas serra nel 2050 con riferimento ad uno scenario *business-as-usual* (IEA, OPEC, OECD and World Bank, 2011).

## 1.6 Politiche europee dell'energia

Le molteplici politiche europee in ambito energetico perseguono principalmente i seguenti obiettivi:

- riduzione della dipendenza energetica attraverso la diversificazione delle fonti energetiche e la diversificazione dei fornitori;
- contenimento del fabbisogno energetico;
- completamento del mercato interno;
- integrazione e sviluppo delle reti di trasporto e distribuzione;
- sviluppo di nuove tecnologie.

Inoltre le politiche ambientali, e in particolare quelle legate al contrasto dei cambiamenti climatici, hanno un impatto significativo anche sulle politiche energetiche cui spesso risultano strettamente correlate.

### 1.6.1 Diversificazione delle fonti e riduzione della dipendenza energetica

#### Il ricorso alle fonti rinnovabili

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, ma anche verso il nucleare (per quanto su questo l'Unione Europea non intenda procedere in via prescrittiva) e, in prospettiva, verso le cosiddette "**tecnologie pulite del carbone**" (principalmente la captazione e confinamento dell'anidride carbonica, *Carbon Capture and Storage* o CCS).

L'Unione Europea dopo la presentazione da parte della Commissione Europea (gennaio 2007) della Renewable Energy Roadmap (COM(2006)848), che proponeva una tabella di marcia a lungo termine per le energie rinnovabili ha consolidato tale visione nella nuova *Direttiva sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili* (Direttiva 2009/28/EC), approvata nell'aprile 2009 dall'UE nell'ambito del cosiddetto "**pacchetto Energia-Clima**". La Direttiva fissa obiettivi nazionali per la quota delle energie rinnovabili, da raggiungere entro il 2020, con un obiettivo specifico del 10% di rinnovabili fra le fonti energetiche per i trasporti. Le quote da raggiungere sono rapportate ai consumi energetici finali lordi (incluse perdite di rete e consumi ausiliari) del paese considerato. I target sono vincolanti ed è responsabilità degli stati membri dotarsi di Piani d'Azione Nazionali per raggiungerli. Per l'Italia il target adottato è del 17%. Tuttavia, all'interno di ciascun obiettivo nazionale, la ripartizione per fonte è lasciata allo Stato membro in base alle potenzialità esistenti. La direttiva crea la base per standardizzare le cosiddette "Garanzie di Origine" (GO) che certificano l'origine da rinnovabili dell'elettricità o del calore prodotti, e per la loro trasferibilità, così permettendo ai paesi membri di utilizzare quote di energia da rinnovabili prodotte in un altro Stato membro per raggiungere il proprio obiettivo nazionale. A questo riguardo vengono standardizzati i requisiti di informazione e le procedure per la emissione, il trasferimento e la cancellazione dei certificati, e si prevede la creazione di una autorità indipendente con competenza alla gestione delle GO.

La Direttiva mira anche alla riduzione delle barriere amministrative e normative che ostacolano lo sviluppo delle rinnovabili (nonché dei sistemi di tele-riscaldamento/raffreddamento), e a migliorarne l'accesso alla rete elettrica. A tale riguardo impone requisiti minimi di utilizzazione di fonti rinnovabili nei nuovi edifici o nei progetti di ristrutturazione, e regimi di certificazione per gli installatori di impianti a energia rinnovabile. La Direttiva richiede inoltre che si dia accesso prioritario alla rete all'elettricità prodotta da rinnovabili e che si sviluppi l'infrastruttura di trasmissione per facilitare la gestione di questi flussi.

A seguito dei numerosi dubbi sollevati sull'effettivo impatto ambientale ed economico (specialmente sui prezzi dei prodotti per alimentazione umana) dell'uso di biocombustibili nei trasporti, la direttiva pone le basi per la definizione dei criteri di sostenibilità ambientale che i biocombustibili debbono rispettare per poter essere presi in considerazione ai fini del target del 10%. Tali criteri includono un minimo di 35% di riduzione delle emissioni rispetto al prodotto equivalente di origine fossile, il divieto di usare materiali da foreste primarie, o aree protette e quello di convertire zone umide o foreste per produrre biocombustibili. La mancata ottemperanza a tali criteri provoca inoltre l'esclusione dai sussidi e dagli sgravi fiscali.

### Il ricorso al carbone e alla CCS

Una maggiore utilizzazione di **carbone per la generazione elettrica** potrebbe contribuire anch'essa a diversificare le fonti energetiche ed a ridurre la vulnerabilità del sistema, ma rischia di entrare in conflitto con la politica di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> e gli impegni internazionali sul clima dell'UE. La compatibilità con l'ambiente delle tecnologie basate sul carbone in futuro dipenderà dallo sviluppo delle "tecnologie pulite del carbone" (per una più efficiente conversione del carbone in energia termoelettrica) e soprattutto della tecnologia CCS (*carbon capture and storage*). Quest'ultima è una tecnologia ancora non pienamente sviluppata e sulla cui affidabilità prolungata nel tempo non esistono ancora dati sufficienti. L'accordo raggiunto nell'ambito del "pacchetto energia-clima" del 2009 include una *Direttiva sul confinamento geologico della CO<sub>2</sub>* (Direttiva 2009/31/EC), che fornisce il necessario quadro normativo per la realizzazione di impianti di questo tipo, nonché un quadro legale per la gestione dei rischi ambientali legati alla tecnologia di captazione e confinamento dell'anidride carbonica, eliminando le barriere poste dalla legislazione vigente.

Da un lato essa determina i criteri e le condizioni per assicurare la compatibilità ambientale degli impianti durante tutto l'arco del loro ciclo di vita (dalla scelta del sito fino a dopo la sua chiusura), dall'altro apre la strada per l'inclusione di impianti di captazione e confinamento nel quadro del

sistema dell'ETS anche a partire dalla fase II dell'ETS. Tutta la CO<sub>2</sub> sequestrata tramite questa tecnologia in impianti che rientrano nel sistema ETS sarà, infatti, considerata come non emessa.

La Direttiva contiene, fra l'altro, misure d'incentivo pubblico per progetti dimostrativi di questa tecnologia. In particolare propone di destinare parte dei proventi della vendita all'asta di permessi di emissione per cofinanziare un piano di costruzione di un massimo di 12 impianti pilota di CCS in partenariato con l'industria privata: fino a 300 milioni di permessi dalla riserva per i nuovi entranti dell'ETS saranno infatti destinati a finanziare impianti CCS oltre che progetti innovativi di fonti energetiche rinnovabili.

### **1.6.2 Contenimento del fabbisogno energetico**

A parità di altre condizioni, la dipendenza energetica può diminuire se si riduce il fabbisogno energetico complessivo tramite **politiche di risparmio energetico e di efficienza**. L'Unione Europea stima che una riduzione del fabbisogno del 20% rispetto al trend sia possibile a costi contenuti entro il 2020 ed ha adottato questo obiettivo, anche se in modo non vincolante, come parte del pacchetto Energia-Clima. Il Piano d'Azione per l'efficienza energetica, presentato dalla Commissione nell'ottobre 2006, già proponeva una serie di provvedimenti prioritari e di iniziative, tra cui interventi per aumentare l'efficienza energetica di elettrodomestici, edifici, trasporti e impianti di produzione di energia. Molte di queste proposte si sono poi tradotte in Direttive come ad esempio:

- la Direttiva 2006/32/CE del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CE, che chiede agli Stati membri di adottare e raggiungere un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico, pari al 9% entro nove anni a partire dalla data di applicazione della direttiva. Essa chiede inoltre di conseguire l'obiettivo tramite servizi energetici ed altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica. A tal fine gli Stati membri devono predisporre misure efficaci sotto il profilo costi-benefici per conseguire l'obiettivo e preparare opportuni Piani di Azione per l'efficienza energetica (PAEE);
- la Direttiva 2010/31/EU del maggio 2010 sulle prestazioni energetiche degli edifici, che definisce dei criteri riguardanti una metodologia comune per il calcolo di tali prestazioni e regole per l'applicazione di standard minimi di efficienza energetica sia degli edifici nuovi sia per quelli esistenti ma soggetti a ristrutturazione, sia per componenti costruttivi dell'involucro dell'edificio;
- la Direttiva 2010/30/EU del maggio 2010, concernente l'indicazione del consumo di energia e di altre risorse dei prodotti connessi all'energia, mediante l'etichettatura, ed informazioni uniformi relative ai prodotti;
- più recentemente, la proposta di Direttiva sull'efficienza energetica che intende abrogare le direttive 2004/8/CE (cogenerazione) e 2006/32/CE (servizi energetici) mira a stabilire un quadro comune e coerente per la promozione dell'efficienza energetica nei paesi membri dell'UE così da garantire il conseguimento dell'obiettivo di realizzare un risparmio di energia primaria pari al 20% entro il 2020 e di gettare le basi per migliorare ulteriormente l'efficienza energetica al di là di tale data.

### **1.6.3 Completamento del mercato interno**

Con l'intento dichiarato di stimolare la concorrenza nel settore energetico e di abbassare i prezzi per i clienti (consumatori industriali o domestici), l'Unione 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 principale dell'Unione è **completare la creazione di un mercato interno dell'energia** aperto alla concorrenza e dotato di una regolamentazione efficace. Una vera rete europea dovrebbe funzionare come una rete unica. Quest'obiettivo passa per la realizzazione di alcune misure e regole comuni, come la creazione di un organismo unico a livello UE di regolamentazione della rete e una separazione più netta tra la produzione e la distribuzione di energia (*unbundling*).

L'Unione Europea nell'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. Ne fanno parte:

- un regolamento che crea 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, onde facilitare i flussi di elettricità e gas;
- una Direttiva sul mercato elettrico che sostituisce quella precedente (Direttiva 2003/54);
- una Direttiva sul mercato del gas che sostituisce quella precedente (Direttiva 2003/55);
- un Regolamento del mercato elettrico che sostituisce il regolamento esistente (Electricity regulation 1228/03);
- un Regolamento del mercato del gas che sostituisce il regolamento esistente (Gas Regulation 1775/05)

Da un punto di vista pratico questo insieme di norme prevede elementi come:

- la creazione di una rete europea di Operatori del Sistema di Trasmissione che, attraverso lo scambio d'informazioni operative e lo sviluppo di regole comuni, standard e procedure di emergenza, dovrà vegliare a che la rete sia meno vulnerabile a interruzioni e situazioni di emergenza;
- misure per una maggiore trasparenza dei mercati e la libera circolazione dell'informazione, soprattutto su prezzi e quantità, nei mercati energetici;
- misure per la protezione dei consumatori più vulnerabili, affinché l'apertura dei mercati non si faccia a loro detrimento;
- la realizzazione di sistemi di contatori intelligenti (con un target di copertura dell'80% dei consumatori entro il 2020), al fine di promuovere un consumo energetico responsabile ed una maggiore efficienza energetica.

#### **1.6.4 Integrazione, sviluppo e sicurezza delle reti di trasporto e distribuzione**

Le reti dell'elettricità e del gas come già detto sono al centro di un mercato europeo funzionante. Per migliorare la sicurezza delle reti e ridurre l'impatto di interruzioni delle forniture energetiche (di gas, elettricità ma anche petrolio), sono indispensabili lo sviluppo delle interconnessioni su tutto il territorio europeo e l'ammodernamento delle infrastrutture stesse. Esiste il problema di superare le strozzature più critiche nelle connessioni transfrontaliere, per evitare interruzioni di corrente elettrica o rifornimenti di gas. Alcune infrastrutture d'interconnessione sono particolarmente importanti:

- il Power-Link fra Germania, Polonia e Lituania;
- i raccordi con l'energia eolica off-shore nell'Europa settentrionale;
- l'interconnessione elettrica tra Francia e Spagna;
- il gasdotto Nabucco, che rifornirebbe l'Europa centrale con gas proveniente dall'Asia centrale, dalla regione del Mar Caspio e dal Medio Oriente.

Il volume d'investimenti richiesti fino al 2030 per la produzione e il trasporto di elettricità è stimato in circa 900 miliardi di euro. Da cui la necessità di avere un quadro normativo chiaro per favorire tali investimenti.

Sul tema della sicurezza delle reti, nell'ottobre 2010 l'UE ha approvato un regolamento (Regulation EU No. 994/2010) riguardante misure per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, soprattutto in situazioni di una sua interruzione inattesa, così da stabilire responsabilità e procedure adeguate per prevenire o fronteggiare la crisi. Tale regolamento prevede meccanismi trasparenti per il coordinamento, sia nella fase di pianificazione che di risposta, fra gli stati membri in situazioni di emergenza, così da garantire adeguata protezione agli utenti finali. A tal fine si chiede a ciascuno stato membro di effettuare una valutazione dei rischi di interruzione delle forniture di gas, di preparare piani di risposta (preventivi e di emergenza) adeguati e di designare una autorità competente incaricata di assicurare l'applicazione dei piani e delle procedure stabilite. Il regolamento stabilisce inoltre degli standard per la sicurezza delle infrastrutture e prevede l'obbligo di creare capacità per l'inversione della direzione dei flussi di gas qualora questo consenta una maggiore flessibilità del sistema di trasporto transfrontaliero del gas in casi di emergenza.

### 1.6.5 Sviluppo di nuove tecnologie

Dato il ruolo svolto dalla tecnologia nella realizzazione degli obiettivi della politica energetica europea, fra il 2007 e il 2013 la Commissione Europea intende investire ogni anno circa 1 miliardo di euro nella ricerca e nell'innovazione nel campo delle tecnologie energetiche, che consenta di ridurre i costi delle fonti rinnovabili di energia, aumentare l'efficienza energetica e garantire la competitività dell'industria europea. Per fare ciò, nel 2007 la Commissione si è dotata di un Piano strategico europeo per le tecnologie energetiche (*SET-Plan*). Gli obiettivi chiave nello sviluppo delle tecnologie energetiche sono tre:

- ridurre il costo attuale delle fonti rinnovabili di energia;
- facilitare l'uso efficiente dell'energia;
- garantire alle industrie europee una posizione di primo piano nelle tecnologie a basse emissioni di carbonio gas-serra.

Tale strategia comprende le fonti rinnovabili di energia come il vento, i biocarburanti e il sole, nonché le centrali a gas naturale e carbone più sostenibili, la cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> e, in una prospettiva di più lungo termine, le celle a combustibile e l'idrogeno, la fissione avanzata ed eventualmente la fusione. A tutto ciò si dovrebbero abbinare tecnologie per un migliore uso dell'energia nei processi di conversione, nell'industria, negli edifici e nei trasporti.

L'accelerazione dell'innovazione nel campo delle tecnologie energetiche richiede un'impostazione strategica capace di integrare al meglio le capacità europee quanto allo sviluppo, all'immissione sul mercato e all'utilizzo delle tecnologie energetiche. Tale strategia, secondo il *SET-Plan*, passa per una cooperazione ed un'integrazione maggiore delle attività di ricerca svolte dagli istituti di ricerca europei.

### 1.6.6 Obiettivi a lungo termine

#### Roadmap 2050

Il Consiglio europeo ha approvato l'obiettivo dell'Unione Europea di ridurre entro il 2050 le emissioni di gas a effetto serra dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990 quale contributo a lungo termine dell'UE per scongiurare pericolosi cambiamenti climatici. La Comunicazione della Commissione Europea COM/2011/0112 *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, del marzo 2011 illustra come raggiungere tale obiettivo in maniera economicamente sostenibile e ricorrendo a misure interne. Entro il 2050, dunque, l'UE dovrebbe ridurre le emissioni dell'80% rispetto ai livelli del 1990 unicamente attuando interventi interni, dal momento che entro il 2050 i crediti internazionali per compensare le emissioni saranno molto meno disponibili di quanto non lo siano oggi. L'impiego di eventuali crediti contribuirebbe ad andare oltre alla riduzione complessiva di emissioni dell'80%.

Le analisi di scenario sul quale si basa la tabella di marcia indicano che per realizzare riduzioni dell'80% entro il 2050 all'interno dell'Unione europea è necessario raggiungere alcune tappe intermedie di riduzione: in particolare entro il 2030 le emissioni dei gas a effetto serra debbono essere ridotte del 40% circa ed entro il 2040 del 60% circa rispetto ai livelli del 1990. Uno sforzo considerevole di de-carbonizzazione deve essere fatto dalla generazione elettrica mentre il settore residenziale e commerciale deve diventare molto più efficiente, ma tutti i settori sono chiamati a contribuire, incluso quello più dipendente dalle fonti fossili, quello dei trasporti.

L'analisi indica anche che per il 2020 l'obiettivo attuale di riduzione delle emissioni del 20% andrebbe rafforzato al 25% ricorrendo unicamente a interventi a livello UE: di fatto tale risultato sarebbe già raggiungibile attuando misure già previste e obiettivi del pacchetto 20-20-20 come quelli sulla quota di rinnovabili e sul risparmio energetico. Per raggiungere l'obiettivo di un 20% di risparmio energetico sarebbe sufficiente accantonare parte delle quote di emissioni della riserva comune che gli Stati membri metteranno all'asta a partire dal 2013 nel quadro del sistema ETS. Le politiche del pacchetto 20-20-20, tuttavia, sono solo sufficienti a raggiungere una riduzione delle emissioni interne del 30% entro il 2030 e del 40% entro il 2050, dunque in vista di un ambizioso obiettivo di riduzione al 2050 queste politiche andranno rafforzate ed integrate.

Per realizzare un'economia a basse emissioni di carbonio, nei prossimi 40 anni l'UE dovrà effettuare ulteriori investimenti annuali pari all'1,5% del PIL, ovvero 270 miliardi di euro, oltre all'attuale 19% del PIL già investito. Tale aumento ricondurrebbe semplicemente l'Europa ai livelli di investimento precedenti la crisi economica. Una buona parte, se non tutta, di tali investimenti sarà compensata da una fattura energetica per gas e petrolio meno onerosa che, secondo le stime, permetterà di risparmiare tra i 175 e i 320 miliardi di euro l'anno, e da una riduzione della vulnerabilità alle fluttuazioni dei prezzi di petrolio e gas.

Gli investimenti intesi a ottenere una diminuzione delle emissioni di carbonio (in tecnologie pulite e infrastrutture quali le reti energetiche intelligenti, nonché nella tutela ambientale) comporteranno altri vantaggi. Mentre a trarre beneficio del caro bolletta sono soprattutto i paesi terzi, gli investimenti creano valore aggiunto all'interno dell'UE: essi stimolerebbero nuove fonti di crescita, salvaguarderebbero l'occupazione e creerebbero nuovi posti di lavoro. Vedremmo inoltre ridursi l'inquinamento atmosferico e i costi sanitari ad esso connessi. Da qui al 2050 i benefici derivanti da una migliore qualità dell'aria potrebbero ammontare complessivamente a 88 miliardi di euro all'anno.

La comunicazione invita gli Stati membri e le parti interessate, a integrare l'obiettivo di una economia a basso tenore di carbonio nella futura elaborazione delle politiche nazionali e dell'UE sia a livello di settore che di paese.

## Energy Roadmap 2050

Il 15 dicembre scorso la Commissione europea ha presentato la sua Energy Roadmap 2050 (COM 2011 885/2). La Comunicazione fa seguito ad una tabella di marcia più generale, pubblicata nel marzo 2011 (COM/2011/0112), per un'economia a basse emissioni di carbonio entro il 2050, dove tutti i settori - non solo energia, ma anche trasporti, edilizia, industria e agricoltura, concorrono alla riduzione delle emissioni. La Roadmap per l'energia conferma l'obiettivo comunitario di ridurre dall'80% al 95% le emissioni inquinanti entro il 2050 rispetto ai livelli del 1990, prima di tutto attraverso una decarbonizzazione spinta della produzione energetica, rafforzando al contempo la competitività dell'Europa e la sicurezza degli approvvigionamenti.

In particolare, sono quattro le modalità principali prospettate per un sistema energetico a zero emissioni di carbonio:

- efficienza energetica, con effetti soprattutto sul versante della domanda;
- fonti rinnovabili;
- tecnologie di cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub> (*Carbon capture storage-CCS*);
- nucleare, che l'Unione non prescrive agli Stati membri, ma continua a ritenere quale alternativa sicura e sostenibile rispetto alle fonti tradizionali.

In particolare, la strategia si basa su una serie di opzioni strategiche (scenari esemplificativi), che esaminano 5 diverse combinazioni dei principali elementi che concorrono alla riduzione delle emissioni (efficienza energetica, energie rinnovabili, energia nucleare e tecniche di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub>). Ogni scenario esamina le possibili modalità di sviluppo futuro dei sistemi energetici avendo elaborato opzioni strategiche con lo scopo di ottenere una riduzione dell'85% delle emissioni al 2050, e migliorare al contempo la sicurezza degli approvvigionamento e la competitività del settore energetico. Tali "scenari di decarbonizzazione" elaborati utilizzando il modello PRIMES possono essere così riassunti:

<b>Opzioni Strategiche</b>	
1	<b>Status quo</b> (scenario di riferimento)
1bis	<b>Iniziative attuali –Scenario CPI</b> ( <i>Current Policy Initiatives</i> ) (scenario di riferimento aggiornato-riferimento per gli scenari di decarbonizzazione)
<b>Scenari di Decarbonizzazione</b>	
2	<b>Elevata Efficienza Energetica</b> – Ipotizzati misure di efficienza energetica che porteranno ad una diminuzione della domanda di energia del 41% al 2050, rispetto al periodo 2005-2006.
3	<b>Tecnologie di approvvigionamento diversificate</b> - Tutte le tecnologie a basso carbonio competono liberamente, sulla base di ipotesi dei costi dell'energia (compresi i prezzi di CO <sub>2</sub> ) nel modello, senza nessuna misura specifica di sostegno.
4	<b>Quota elevata da fonti rinnovabili</b> - Ulteriori misure di sostegno delle energie rinnovabili al fine di raggiungere il 75% di energia rinnovabile nel consumo finale di energia entro il 2050 e un contributo delle fonti rinnovabili alla produzione di elettricità pari al 97%.
5	<b>Ritardata penetrazione delle tecnologie di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub></b> : scenario simile allo scenario 3, ipotizzando l'impiego delle tecnologie CCS ritardato, determinandosi maggiore contributo dell'energia nucleare.
6	<b>Ricorso limitato all'energia nucleare</b> - Nessun nuovo reattori nucleari sarà costruito al di là di quelli già in costruzione conseguente ad una maggiore prenotazione delle tecnologie CCS (32% della generazione).

Fonte: SEC (2011) 1566 def. 15.12.2011

Senza scegliere necessariamente una delle opzioni prospettate, l'analisi conclude che non esiste un'opzione *vincente*, tutti gli scenari proposti combinando in vario modo i diversi fattori (efficienza

energetica, energie rinnovabili, energia nucleare, tecnologie CCS) evidenziano che la decarbonizzazione del sistema energetico è possibile e il tutto a costi accessibili.

Indipendentemente dal mix energetico scelto, emergono in particolare una serie di elementi comuni in tutti gli scenari:

- *crescita della domanda di energia rinnovabile*, nel 2050 rappresenterà il 55% del consumo energetico finale lordo
- *ruolo cruciale dell'efficienza energetica*
- *incremento del ruolo dell'elettricità*, nel 2050 raggiungerà una quota compresa tra il 36 e il 39%
- *crescita degli investimenti di capitale*
- *diminuzione del costo dei combustibili fossili*.

In base a tali risultati, la tabella di marcia per l'energia individua una serie di elementi fondamentali che hanno un impatto positivo quale che siano le circostanze e indica i principali risultati da raggiungere, tra cui:

- **la decarbonizzazione del sistema energetico è fattibile** sia sul piano tecnico che su quello economico. Tutti gli scenari relativi alla decarbonizzazione consentono di raggiungere l'obiettivo di ridurre le emissioni e sul lungo periodo possono essere meno onerosi rispetto alle strategie attuali.
- **L'efficienza energetica e le fonti rinnovabili sono elementi cruciali.** Indipendentemente dal mix energetico scelto (gas, petrolio, carbone e nucleare sono presenti in tutti gli scenari in proporzioni variabili) occorre aumentare l'efficienza energetica e la quota prodotta da fonti rinnovabili per raggiungere l'obiettivo relativo alle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2050. I progetti di interconnessione del mercato interno devono essere completati velocemente visto l'incremento dell'uso dell'elettricità in tutti gli scenari, correlato anche ad un aumento delle importazioni, in particolare di gas.
- È necessario provvedere oggi agli **investimenti** nell'ammodernamento e miglioramento delle infrastrutture energetiche necessarie fino al 2030. Un'azione immediata può evitare di dover effettuare cambiamenti più costosi tra due decenni. Come evidenziato nel WEO 2011 per ogni dollaro (dollari americani 2010) non investito oggi nel settore della generazione, una quota addizionale di spesa di 4,3 dollari sarà necessaria, dopo il 2020, al fine di contenere l'incremento delle emissioni.
- **Contenere l'aumento dei prezzi.** Gli investimenti attivati adesso sono necessari per ottenere un contenimento dei prezzi in futuro. I prezzi dell'energia elettrica sono destinati ad aumentare fino al 2030, a causa del crescente costo dei combustibili fossili (gas, carbone e petrolio) determinato dalla domanda in aumento dei paesi asiatici quali la Cina. Dopo il 2030 i prezzi dell'elettricità si stabilizzano o diminuiscono in tutti gli scenari grazie ai minori costi operativi del sistema elettrico determinati dagli investimenti effettuati. I costi saranno inoltre più che riscattati dagli ingenti investimenti che confluiranno nell'economia europea, dall'occupazione locale che ne scaturirà e dalla diminuzione della dipendenza dalle importazioni di energia.
- **Occorrono economie di scala.** Un approccio a livello europeo, a differenza singoli programmi nazionali, consentirà di ridurre i costi e garantire le forniture, permettendo anche il completamento di un mercato energetico comune entro il 2014.

Tali indicazioni possono costituire un importante punto di partenza nella pianificazione degli Stati membri in un'ottica di forte riduzione delle emissioni per il 2050 che però non considera ulteriori obiettivi vincolanti. A tale tabella di marcia seguiranno nei prossimi anni una serie di iniziative politiche relative a settori energetici specifici, a cominciare da proposte sul mercato interno, sulle energie rinnovabili e sulla sicurezza nucleare già previste per il 2012.

## 2 IL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE

### 2.1 Quadro energetico ed economico

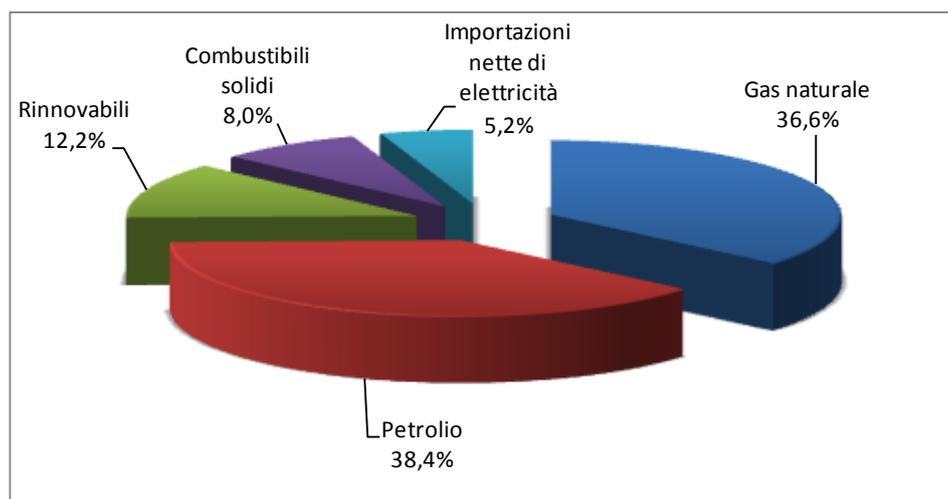
#### 2.1.1 La domanda complessiva

Nel corso del 2010, secondo dati del Ministero dello Sviluppo Economico<sup>15</sup>, la domanda di energia primaria, trainata dalla seppur lieve ripresa economica (1,3%), si è attestata sui 187,8 Mtep, aumentando del 4,1% rispetto al 2009.

Il dato scaturisce da un incremento significativo dell'apporto dei combustibili solidi (+14,2%), delle rinnovabili (+13,3%) e del gas (+6,5%); si è registrata invece una contrazione del petrolio (-1,5%) e delle importazioni nette di energia elettrica (-1,8%). L'aumento della domanda di energia primaria evidenzia un'inversione del trend di riduzione registratosi nei precedenti quattro anni (-8% nel periodo 2006-2009), anche se il valore del 2010 è ben lontano dal massimo di 197,8 Mtep raggiunto nel 2005.

La composizione percentuale della domanda per fonte energetica (figura 2.1) evidenzia la specificità italiana, nel confronto con la media dei 27 paesi dell'Unione Europea, relativamente al maggior ricorso a petrolio e gas (oltre l'83%), all'import strutturale di elettricità (intorno al 5% negli ultimi anni), al ridotto contributo dei combustibili solidi e al mancato ricorso al nucleare.

**Figura 2.1 – Disponibilità interna lorda di energia per fonte e risorsa. Anno 2010**



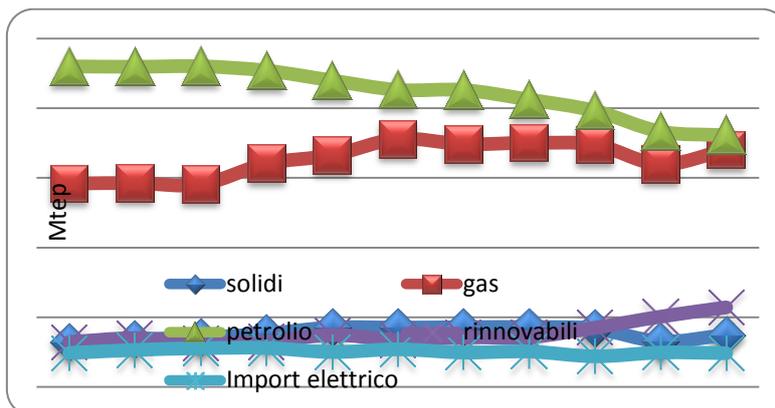
Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

La variazione del mix rispetto al 2009 conferma la tendenza ormai ventennale di diminuzione del petrolio (-1,9%), che pure rimane la fonte più utilizzata, a favore del gas (+0,8%) e l'aumento del peso delle rinnovabili (+1%). Queste hanno conseguito, soprattutto negli ultimi tre anni, un'accelerazione notevole. Si rileva anche l'aumento dell'apporto dei combustibili solidi (+0,7%), legato alla forte crescita evidenziata in precedenza.

Nella figura 2.2 è evidenziato il profilo dinamico della domanda primaria per singola fonte.

<sup>15</sup> Bilancio Energetico Nazionale 2010. MSE

Figura 2.2 – Disponibilità interna lorda di energia per fonte e risorsa. Anni 2000-2010



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

### 2.1.2 Approvvigionamento e dipendenza energetica

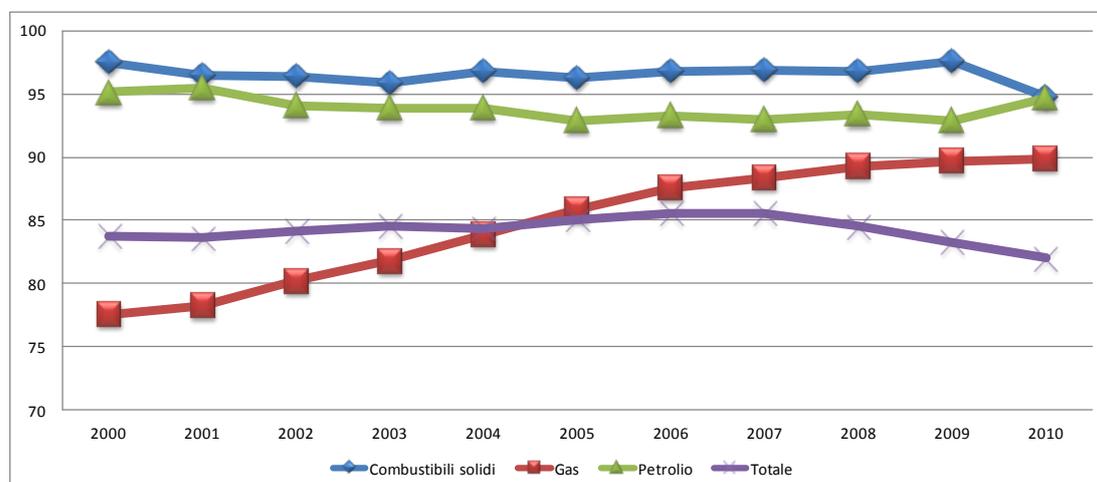
Nel 2010, la produzione nazionale di fonti energetiche, sostenuta dalle rinnovabili (+12% rispetto al 2009), prosegue l'andamento positivo iniziato nel 2008, passando da 30,31 Mtep del 2009 a 33,89 Mtep. Relativamente ai combustibili fossili, si segnala la ripresa delle produzioni di petrolio (+11,6%) e di gas naturale (+4,9%), che ha invertito il trend in discesa osservato nell'ultimo decennio, soprattutto per quanto riguarda il gas; la produzione di combustibili solidi è più che raddoppiata (+150,5%), pur mantenendosi su valori molto bassi.

Le importazioni nette di fonti di energia nel 2010 raggiungono un livello prossimo a 155,2 Mtep (+4,6% rispetto al 2009), sostenute dalla risalita delle importazioni nette di combustibili solidi (+15%) e di gas naturale (+8,8%), mentre non sembrano mostrare segni di ripresa quelle di petrolio e prodotti petroliferi, in netto calo dal 2006.

Le importazioni nette totali coprono attualmente l'82,6% del fabbisogno energetico nazionale, quelle di petrolio e gas quasi il 69%.

La figura 2.3 mostra il trend della dipendenza dell'Italia dalle importazioni di combustibili fossili, per il periodo 2000-2010. Per l'assenza di una produzione interna significativa, la dipendenza da carbone si è attestata nel corso degli anni su valori rilevanti (oltre il 95%), così come quella del petrolio, dato l'apporto di una produzione interna che si mantiene su valori intorno al 7%. Si sottolinea anche l'aumento progressivo della dipendenza da gas, originata come già evidenziato dal netto calo della produzione a livello nazionale.

Figura 2.3 – Dipendenza energetica dell'Italia e per combustibili fossili. Anni 2000-2010 (percentuali)

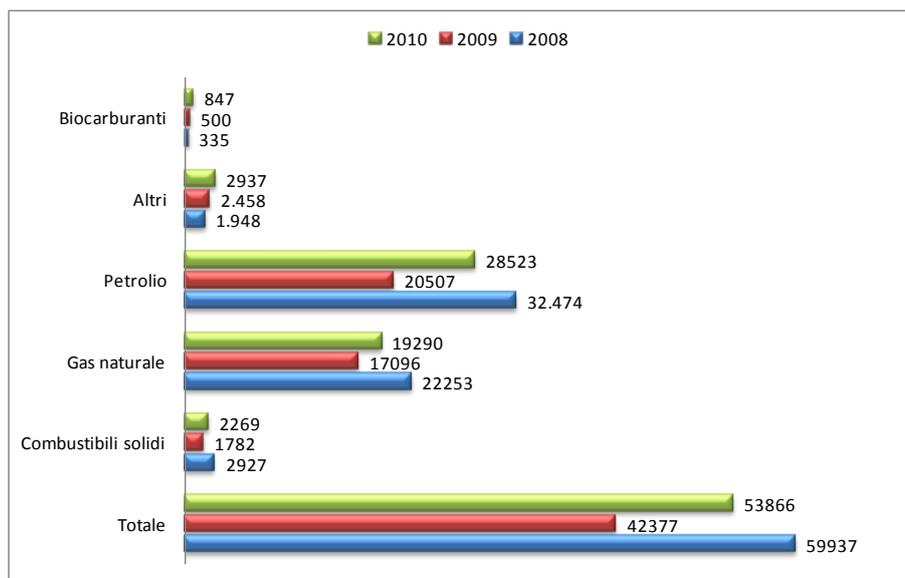


Fonte: elaborazione ENEA su dati UP

Nel 2010 il peso della fattura energetica del nostro Paese è stato pari a 53.866 milioni di euro (+27,1% rispetto al 2009) e la sua incidenza sul valore nominale del PIL pari a 3,4%. Le più recenti stime dell'Unione Petrolifera, relative al 2011, collocano la fattura energetica italiana su valori che oltrepassano i 60 miliardi di euro.

La suddivisione della fattura energetica per fonte (figura 2.4) indica che il petrolio, seguito dal gas, continua a rappresentare il maggior onere, anche se il suo peso tende a ridursi (da oltre 64% nel 2000 al 53% nel 2010). È interessante notare inoltre la presenza di biocombustibili; anche se ancora poco significativi in termini di valori assoluti, si evidenzia un incremento sostenuto della loro presenza rispetto all'anno precedente (+69%).

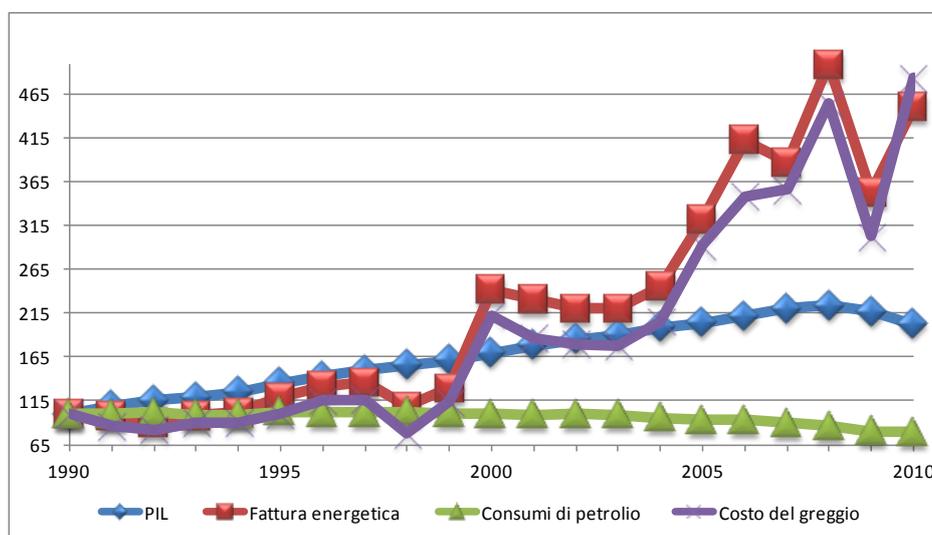
**Figura 2.4 – Fattura energetica italiana. Anni 2008-2010 (M€ a prezzi correnti)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati UP

Nonostante il calo dei consumi dei prodotti petroliferi, il divario tra andamento della fattura energetica e PIL, negli ultimi cinque anni, si è accentuato notevolmente per la brusca impennata dei prezzi del petrolio (figura 2.5). Rispetto al 2000, il prezzo in euro del greggio importato nel 2010 è quasi raddoppiato.

**Figura 2.5 – PIL e fattura energetica (base 1990=100)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati UP

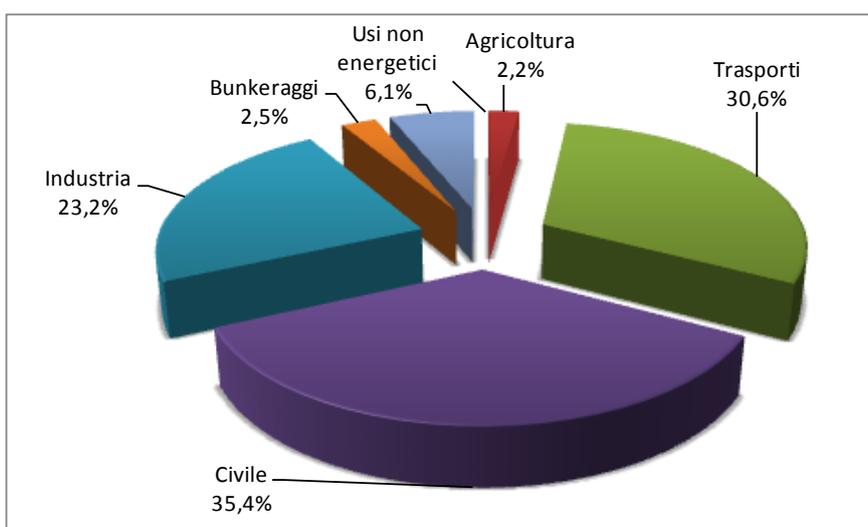
### 2.1.3 Gli impieghi finali di energia

Gli impieghi finali di energia nel 2010 sono aumentati del 4,4% rispetto all'anno precedente, raggiungendo i 138,6 Mtep, un valore comunque lontano dai livelli pre-crisi.

Tale crescita è dovuta alla ripresa dei consumi nel settore civile (+5,9%), nel settore industriale (+7,3%) e negli usi non energetici (+16,2%); i consumi nel settore dei trasporti (+0,2%) sono rimasti stazionari mentre in marcata diminuzione sono i consumi dell'agricoltura (-7,6%) .

La ripartizione degli impieghi finali per settore (figura 2.6), evidenzia la forte incidenza del settore civile (con una quota in aumento dal 30,3% del 2007 al 35,4% del 2010) e dei trasporti (30,6%) mentre il settore industriale, la cui quota è in netto calo negli ultimi cinque anni (meno 5 punti percentuali), copre il 23,2% dei consumi finali. Agricoltura, bunkeraggi e usi non energetici (soprattutto industria petrolchimica) consumano il restante 10,8%.

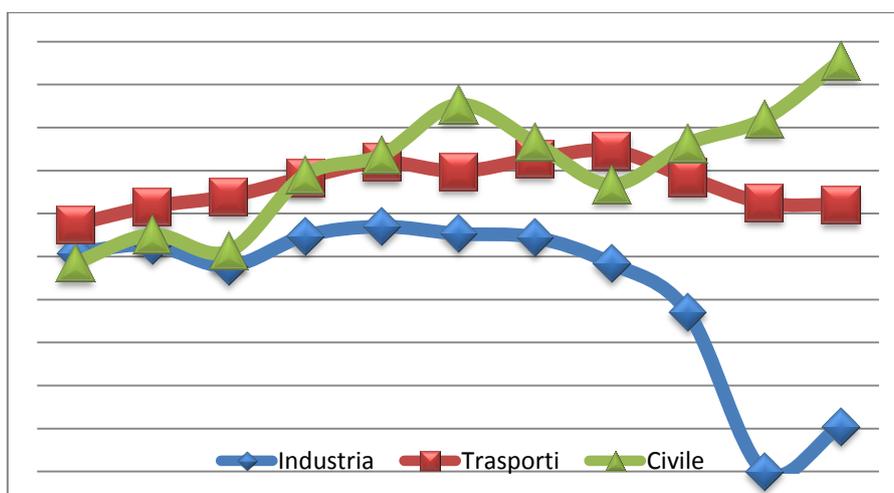
**Figura 2.6 – Impieghi finali di energia per settore. Anno 2010**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

La figura 2.7 mostra il profilo dinamico dei consumi energetici nei principali settori di impiego finale (civile, trasporti e industria).

**Figura 2.7 – Impieghi finali di energia per settore. Anni 2000-2010**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Un'analisi sintetica sui consumi finali per fonte e per settore mostra come, rispetto al 2009, le variazioni più rilevanti riguardino in particolare:

- l'aumento del consumo di combustibili solidi (+48,9%) nel settore industriale, oltre a quello del gas (+8,2%), quest'ultimo in controtendenza rispetto al trend di riduzione degli ultimi anni;
- il recupero dei livelli pre-crisi dei consumi di energia elettrica nel settore industriale (+6,4%);
- la riduzione degli impieghi di prodotti petroliferi in tutti i settori tranne che negli usi non energetici (+17,8%), che conferma il trend negativo degli anni precedenti;
- il rilevante incremento dell'uso delle fonti rinnovabili (+23,4%) e del gas naturale (+15,6%) nei trasporti, anche per effetto degli incentivi statali alle vendite delle auto a metano del 2009-2010;
- l'incremento dei consumi di gas nel settore civile (+7,3%), oltre a quello delle fonti rinnovabili (+56,6%), dovuto in parte anche all'aumento dell'utilizzo di legna e *pellets* per uso riscaldamento;

Nel 2009, l'Italia presenta un consumo finale di energia per abitante inferiore del 9,5% rispetto alla media europea UE27 (2,7 tep/capita) e minore di quello di paesi a simile sviluppo industriale (ad esempio -14% rispetto a quello della Francia e -9% a quello della Gran Bretagna)<sup>16</sup>.

#### 2.1.4 Gli indicatori di intensità energetica

L'intensità energetica primaria, nel 2010, è stata pari a 153,8 tep/M€00<sup>17</sup>, con una crescita di 2,8% rispetto al 2009.

L'analisi dei trend dell'energia primaria e del PIL (figura 2.8), rileva che, dal 2005 e sino al 2007, si è avuto un disaccoppiamento assoluto<sup>18</sup> del PIL dall'uso dell'energia (crescita del PIL/diminuzione dei consumi) che si è tradotto in un calo dell'intensità energetica primaria di circa il 6,5%.

Dopo il 2007 si sono avute riduzioni dei tassi di crescita del PIL e dell'energia primaria più o meno in linea e, quindi, una minore diminuzione dell'intensità energetica primaria (-0,4 nel periodo 2007-2009). Nel 2010, questa è tornata a crescere, come già evidenziato, per effetto di un aumento dell'energia primaria maggiore di quella del PIL.

L'intensità energetica finale, attestata nel 2010 a 113,5 tep/M€00, presenta un'evoluzione molto simile a quella dell'intensità primaria. La riduzione complessiva nel periodo 2005-2009 è stata pari a 9,5%, con una diminuzione molto più marcata nel periodo 2005-2007 (crescita del PIL/diminuzione dei consumi). Nel 2010, l'intensità energetica finale è anch'essa aumentata (+3% rispetto al 2009) per effetto di una ripresa dei consumi finali maggiore di quella del PIL.

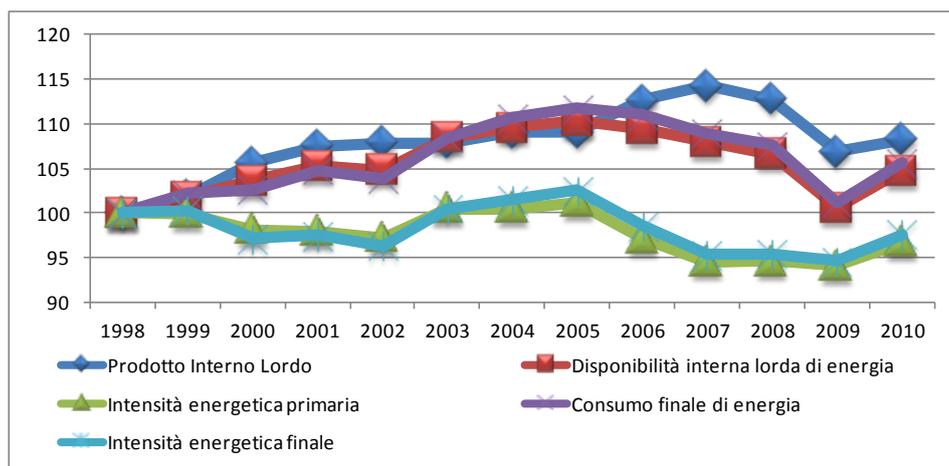
---

<sup>16</sup> EUROSTAT.

<sup>17</sup> Tep per milioni di euro concatenati, anno di riferimento 2000.

<sup>18</sup> Secondo la definizione dell'OCSE, si ha disaccoppiamento quando il tasso di crescita dell'energia consumata è minore della crescita economica, in un dato periodo. In particolare, si parla di disaccoppiamento assoluto quando il consumo di energia è stabile, o decresce all'aumentare del PIL; di disaccoppiamento relativo quando la crescita del consumo energetico è positiva ma inferiore alla crescita del PIL.

Figura 2.8 – PIL, consumi e intensità energetiche (base 1998=100)



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE e ISTAT

Un quadro di sintesi delle principali variabili di consumo e di intensità energetica, per il periodo 2006-2010, è riportata nella tabella 2.1.

Tabella 2.1 – Principali variabili di consumo e di intensità energetiche. Anni 2006-2010

	2006	2007	2008	2009	2010	Var. % 2010/09
<b>PIL* (M€)</b>	1.270.126	1.288.953	1.271.897	1.205.536	1.221.159	1,3%
<b>Fabbisogno energetico (Mtep)</b>	196,19	193,69	191,30	180,34	187,79	4,1%
<b>Intensità energetica primaria (tep/M€)</b>	154,46	150,27	150,41	149,59	153,78	2,8%
<b>Consumi finali (Mtep):</b>						
- industria	40,9	39,57	37,41	29,96	32,15	7,3%
- trasporti	44,54	44,91	43,68	42,50	42,42	-0,2%
- usi civili	45,3	43,18	45,26	46,37	49,13	5,9%
<b>Intensità energetica Finale (tep/M€)</b>	114,68	110,87	110,95	110,08	113,48	3,0%

\*a valori concatenati, anno di riferimento 2000

Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE, ISTAT e GRN

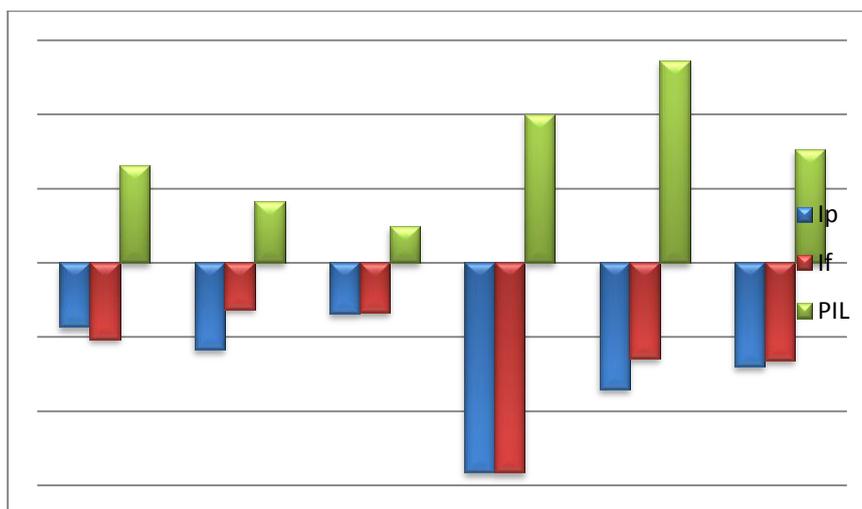
Rispetto alla media UE27, l'intensità energetica primaria dell'Italia nel 2009 evidenzia una buona performance posizionandosi a -15% rispetto alla media UE27, -5% rispetto alla Svezia, -8% in confronto alla Germania e -14% rispetto alla Francia, ma al di sopra del livello della Gran Bretagna (+18%) che ha compiuto progressi continuativi nell'ultimo trentennio<sup>19</sup>.

Questo vantaggio, che da tempo caratterizza il nostro paese, si è tuttavia assottigliato negli ultimi dieci anni.

<sup>19</sup> EUROSTAT.

La figura 2.9 mette a confronto, per le principali economie europee, i tassi medi annui di variazione del PIL e delle intensità energetiche nel periodo 2000-2009. L'Italia, con una crescita del PIL alquanto contenuta, presenta un tasso di riduzione dell'intensità energetica (sia primaria che finale) minore rispetto agli altri paesi europei. Rispetto alla Germania, ad esempio, l'Italia ha ridotto la sua intensità energetica della metà, nonostante questa abbia avuto una crescita del PIL più elevata. Ciò è dovuto al fatto che il tasso di incremento dei consumi energetici in Italia (sia primari che finali), nel periodo in esame, non è stato tra i più bassi o addirittura negativo, come nel caso della Germania e della Gran Bretagna.

**Figura 2.9 – Intensità energetiche e PIL in alcuni paesi europei (variazione media annua 2000-2009)**



Fonte: EUROSTAT

Al contrario di quanto emerge per la media europea, non tutti i paesi evidenziano una variazione parallela dell'intensità primaria e dell'intensità finale<sup>20</sup>.

Mentre la Francia ha ridotto principalmente l'intensità di usi finali, gli altri paesi hanno ridotto principalmente l'intensità primaria. La riduzione dell'intensità primaria dell'Italia è da attribuirsi principalmente agli incrementi di efficienza energetica degli impianti di generazione elettrica, conseguiti a seguito della sostituzione del petrolio con il gas e all'utilizzo di tecnologie più efficienti.

## 2.2 Pianificazione e normativa in materia energetica

Le politiche del governo italiano negli ultimi anni hanno continuato a perseguire gli obiettivi della sicurezza degli approvvigionamenti, della sostenibilità ambientale e della competitività attraverso il contenimento dei prezzi, nel più vasto contesto del nuovo quadro d'azione europeo, con particolare riferimento al "terzo pacchetto legislativo sul mercato interno dell'energia" e al "Pacchetto Clima-Energia".

Per conseguire tali obiettivi e per rispondere alla crescente attenzione dell'Unione Europea su questi temi, sono state adottate misure tese a completare il processo di liberalizzazione del settore elettrico e del gas, a promuovere l'efficienza energetica e a sviluppare l'uso delle fonti rinnovabili, per consentire la necessaria diversificazione delle fonti energetiche.

<sup>20</sup> Le cause dei differenti andamenti sono riconducibili ai cambiamenti nel mix di generazione dell'elettricità al peso che ricoprono rispettivamente l'energia idroelettrica, quella nucleare e quella termoelettrica. Un aumento dell'incidenza dell'energia idroelettrica tende a ridurre il divario fra consumo finale e consumo totale, mentre un aumento del peso dell'energia nucleare avrà una tendenza contraria. Tali effetti sono collegati alla procedura adottata nel calcolare in tonnellate equivalenti di petrolio il consumo primario di tali fonti, che considera un'efficienza media del 33% per gli impianti nucleari, del 100% per gli impianti idroelettrici, e un valore compreso fra il 35% e il 40% per le centrali termoelettriche.

In ottemperanza ad apposite indicazioni di direttive e regolamenti europei e, relativamente a singoli settori dell'energia (gas, elettricità, rinnovabili ecc.), sono stati predisposti, recentemente, diversi strumenti di pianificazione e indirizzo in materia energetica.

Si fa riferimento, in particolare, ai seguenti:

- Scenari decennali relativi allo sviluppo dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica, che il Ministero dello Sviluppo economico è tenuto a predisporre, previa consultazione delle regioni e della parti interessate e ad aggiornare ogni biennio (art. 1 del DLgs 93/2011)
- Piano degli impianti e infrastrutture energetiche necessari a conseguire gli obiettivi della politica energetica nazionale (dell'art. 3 del DLgs 93/2011);
- Piano di azione preventivo e il Piano di emergenza e monitoraggio della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale (Regolamento 2010/994/CE e ora anche l'art. 8, comma 1, del DLgs 93/2011);
- Piano decennale per lo sviluppo della Rete gas predisposto dai Gestori della Rete gas secondo modalità definite con DM Sviluppo economico, sentite la Conferenza Stato-Regioni e l'Autorità per l'energia (cfr. l'art. 16 del DLgs 93/2011);
- Piano di sviluppo della Rete elettrica nazionale di trasmissione (predisposto in coordinamento con Terna SpA, ai sensi dell'art. 17, comma 3, del DLgs 28/2011);
- Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE; si veda ora anche l'art. 3, comma 1, del DLgs 93/2011;
- Piano di azione per l'Efficienza energetica (In attuazione della Direttiva 2006/32/CE; si veda ora anche l'art. 3, comma 1, del DLgs 93/2011).

In conformità alle linee di indirizzo dell'UE, la programmazione nel settore energetico coinvolge ormai numerosi soggetti pubblici e privati, in conseguenza della avanzata fase di liberalizzazione del mercato dell'energia e del decentramento di compiti e funzioni amministrative in tema di energia dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali.

### **2.2.1 Il ruolo delle Regioni**

Le Regioni hanno un ruolo sempre più rilevante nel raggiungimento degli obiettivi della politica energetica nazionale.

Tale ruolo è dovuto in gran parte al processo di decentramento nella politica energetica, avviato con la Legge n. 10 del 1991, che assegnava alle Regioni il compito di predisporre i Piani Energetici Regionali, ed è proseguito con la Legge n. 59 del 1997 che prevedeva il conferimento alle Regioni e agli Enti locali di tutte le funzioni e i compiti amministrativi nel settore dell'energia, mentre risultano conservati alla competenza statale unicamente i compiti di "rilievo nazionale". Tale ruolo si è, infine, rafforzato con il Decreto legislativo n. 112 del 1998, con il quale le Regioni si sono impegnate nel processo di decentramento con forti assunzioni di responsabilità nel settore energetico.

Inoltre, la Legge Costituzionale 18 ottobre 2001 n. 3 concernente "Modifiche al Titolo V Parte II della Costituzione" ha ridefinito le competenze legislative, regolamentari ed amministrative dello Stato, delle Regioni e degli Enti locali prevedendo in particolare la "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia" come materia di legislazione concorrente.

In questi stessi anni ha assunto sempre più rilievo la valenza ambientale delle politiche energetiche e la stretta relazione esistente tra le modalità di utilizzo delle risorse energetiche e il valore complessivo di emissioni climalteranti che si determina. A questo riguardo le Regioni hanno saputo tradurre gli obiettivi nazionali ed europei di contenimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> in indirizzi di Piano Energetico (che per questo motivo è divenuto energetico-ambientale) evidenziando entità ed efficacia ambientale delle varie opzioni e scelte tecnologiche previste negli scenari di Piano.

Tutte le Regioni hanno predisposto e in gran parte attuato i Piani Energetico-Ambientali Regionali (PEAR) con l'obiettivo di determinare le condizioni più favorevoli di incontro della domanda e dell'offerta di energia avendo come obiettivi l'efficienza energetica e l'impiego delle fonti rinnovabili disponibili e più convenienti.

Un ruolo molto importante nella programmazione degli interventi regionali in campo energetico hanno i Programmi Operativi Regionali nell'ambito dei fondi strutturali 2007-2013. In essi sono previsti, oltre agli interventi riguardanti le fonti rinnovabili e il risparmio energetico, anche interventi nel settore trasporti con ingenti risorse finanziarie e interventi sui rifiuti, sia per ottimizzare questi due settori, sia per ottenere importanti riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Specificamente per l'energia prodotta da fonti rinnovabili, l'art. 8 bis della Legge nazionale n. 13 del 2009 prevede che gli obiettivi comunitari circa la produzione di energia da fonti rinnovabili siano ripartiti, con modalità condivise, tra le Regioni italiane (Burden Sharing).

Secondo quanto stabilito dalla Direttiva 2009/28/CE sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili, nel 2020 l'Italia dovrà coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili e per fare ciò sarà importante un coinvolgimento e il coordinamento tra le varie Regioni.

### **2.2.2 Riforma del mercato energetico: quadro normativo**

L'Italia persegue l'obiettivo di sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas, aperti alla concorrenza e dotati di una regolamentazione efficace, favorendo la loro integrazione con il mercato interno europeo.

Relativamente al mercato elettrico, il Governo negli ultimi anni ha creato gli enti necessari e promosso un modello di mercato che ha già prodotto benefici come l'entrata di nuovi operatori nel mercato della generazione di elettricità, un più elevato livello di concorrenza, una migliore pianificazione sul lungo termine della rete infrastrutturale e validi incentivi per sviluppare nuove capacità di produzione laddove risultino maggiormente necessarie.

Il settore gas, a dieci anni dalla liberalizzazione, sta assistendo ad un processo di grande Riforma. Si fa riferimento, in particolare, allo sviluppo di nuove infrastrutture, al potenziamento di quelle esistenti, oltre che all'avvio della Borsa del gas, tutti interventi finalizzati a sviluppare una maggiore concorrenzialità sul mercato del gas e in grado di trasferire i benefici risultanti a tutti i consumatori finali, imprese e famiglie. La recente decisione del Governo italiano di operare la separazione proprietaria di Snam Rete Gas da Eni prefigura un notevole passo avanti verso la liberalizzazione del mercato del gas, rafforzando la posizione competitiva dell'Italia nel sistema dei metanodotti europei.

Qui di seguito sono elencati i principali provvedimenti normativi che negli ultimi tre anni hanno interessato il mercato elettrico e quello del gas.

#### **Settore elettrico**

La Legge 28 gennaio 2009 n. 2, art. 3, comma 10, ha assegnato al Ministero dello Sviluppo Economico la facoltà di adottare misure per la "promozione dell'integrazione dei mercati europei dell'energia elettrica, anche attraverso l'implementazione di piattaforme comuni per la negoziazione dell'energia elettrica e l'allocazione della capacità transfrontaliera con i paesi limitrofi".

A fine 2010, in base a tale legge, sono stati completati i lavori di implementazione del progetto di accoppiamento delle borse elettriche nazionali (*market coupling*) di Slovenia e Italia, che consente di allocare i diritti fisici giornalieri di interconnessione tra i due paesi in modo implicito, attraverso la risoluzione dei rispettivi mercati del giorno prima dell'energia gestiti dal GME e da BSP (gestore del

mercato sloveno)<sup>21</sup>. Questo progetto rappresenta un primo passo importante verso la realizzazione di un mercato regionale che consenta di ottimizzare gli scambi transfrontalieri anche verso altri importanti mercati europei come quelli di Francia e Germania. Nel corso del 2010, Francia, Germania, Belgio e Olanda hanno dato via al *market coupling* con la regione dei paesi scandinavi che ha permesso un utilizzo più efficiente della capacità di trasporto tra queste regioni e, conseguentemente, un importante avvicinamento dei prezzi registrati in tali mercati.

In attuazione della citata Legge n. 2/09 il Ministero dello Sviluppo economico, con il Decreto del 29 aprile 2009, ha dato il via ad una riforma organica del mercato elettrico da attuare secondo tappe prefissate. Nel 2010 è stata attuata la prima fase che prevede la nascita di un Mercato Infragiornaliero dell'energia elettrica, la riforma dell'architettura del Mercato per il servizio di dispacciamento; la riforma della disciplina degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema, volta ad assicurare la minimizzazione degli oneri per il sistema e un'equa remunerazione dei produttori. La realizzazione del Mercato Infragiornaliero dell'energia elettrica, che consente di effettuare transazioni a poche ore dalla consegna fisica dell'energia, costituisce un presupposto importante per uno sviluppo delle contrattazioni verso i mercati esteri, come richiesto dalla normativa Comunitaria, già a partire dal 2008.

Nella seconda fase il Decreto sopracitato prevede l'integrazione sul piano funzionale del Mercato Infragiornaliero con il Mercato del Servizio di Dispacciamento, e la definizione dell'accordo inerente l'integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica.

Inoltre, a gennaio 2010, il Governo ha emanato il DL n. 3/2010 (convertito con Legge 22 marzo 2010, n. 41), che predispone le misure necessarie a garantire la messa in sicurezza e il potenziamento del servizio elettrico nazionale nelle Isole maggiori. Tale intervento normativo si è reso necessario per porre rimedio per il prossimo triennio a situazioni critiche nel funzionamento delle reti elettriche in Sicilia e in Sardegna. A tal fine è stato istituito un nuovo servizio di fornitura di energia elettrica volto a rendere disponibile a Terna SpA, in qualità di gestore e concessionario del sistema di trasmissione e del dispacciamento su ciascuna isola, ulteriori risorse per la migliore gestione del sistema.

## Settore gas

La Legge n. 99/09, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", introduce importanti disposizioni per una riforma organica del mercato del gas, nella direzione di una sua armonizzazione con il modello proprio del mercato elettrico.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010 ha dato prima attuazione alle disposizioni di cui alla Legge 99/09, affidando al Gestore dei mercati energetici (GME) l'organizzazione e la gestione di una Piattaforma di negoziazione di gas naturale (P-GAS), operativa dal 10 maggio 2010, attraverso la quale i soggetti che importano gas prodotto da paesi non appartenenti all'Unione Europea possono adempiere l'obbligo di offerta sul mercato di quote di tale gas importato. Per operare sulla P-GAS è necessario che gli operatori siano abilitati ad effettuare transazioni sul Punto Virtuale di Scambio (PSV), comma 1 della Legge 40/07.

A seguito del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010, il GME ha assunto la gestione delle offerte nell'ambito della P-GAS delle aliquote delle produzioni di gas dovute allo Stato ai sensi della Legge 40/07.

---

<sup>21</sup> Il modello di *coupling* adottato sulla frontiera italo-slovena è un *decentralized price coupling*, che, grazie all'adozione di un algoritmo comune, consente, da una lato, di implementare in un unico sistema le regole di *matching* dei mercati uniti dal *coupling*, dall'altro, attraverso la gestione decentralizzata delle procedure e la condivisione delle informazioni rilevanti, garantisce il coordinamento tra i mercati, senza tuttavia richiedere modifiche alle responsabilità, alle competenze e ai ruoli già svolti dal GME e da BSP.

Nell'ambito della P-GAS sono ammesse ulteriori offerte di volumi di gas anche effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi di cui all'articolo 11 della Legge 40/2007<sup>22</sup>. Il Regolamento di funzionamento della P-GAS è stato approvato dal Ministero dello Sviluppo economico in data 23 aprile 2010 e successivamente modificato ed integrato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il Decreto Legislativo 13 agosto 2010 n. 130, recante "Misure per la maggior concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della Legge 23 luglio 2009, n. 99", prevede in particolare:

- al fine di incrementare la liquidità dell'istituenda borsa del gas, l'obbligo per i soggetti investitori di offrire in vendita sui mercati del GME i quantitativi di gas resi a loro disponibili nel periodo invernale e acquistati in estate a prezzi estivi;
- che l'AEEG definisca la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale su indirizzi del Ministero, in maniera tale che essa sia applicata a far data dall'1 aprile 2011;

Il DLgs n. 130/10 è intervenuto, inoltre, sugli aspetti fiscali relativi all'IVA della costituenda borsa del gas. Tali modifiche consentono di uniformare le tempistiche di fatturazione e l'individuazione del momento impositivo ai fini dell'IVA relative al mercato del gas con quelle attualmente previste per il mercato elettrico.

Il mercato a pronti del gas naturale (MGAS), che si articola in Mercato del giorno prima del gas e Mercato infragiornaliero, è stato avviato in data 10 dicembre 2010, costituendo un ulteriore passo verso il completamento della Borsa del Gas. Su questo mercato sono ammessi operatori abilitati ad effettuare transazioni sul Punto di Scambio Virtuale.

Nello stesso DLgs n.130/10 è stato affrontato anche il problema della scarsa disponibilità di stoccaggio minerario per i concorrenti dell'*incumbent*, tramite la previsione di una relazione diretta tra quota di mercato all'ingrosso e capacità incrementale di stoccaggio disponibile sul mercato nazionale. Con tale decreto sono stati rivisti i tetti antitrust alla vendita e alla immissione di gas nel sistema nazionale stabilendo anche in questo caso un collegamento con misure volte ad aumentare l'offerta di servizi di stoccaggio. Se la quota di mercato all'ingrosso detenuta dall'impresa supera il 40%, questa deve adottare dei programmi di *gas release*. Un ruolo importante nell'attuazione delle misure previste dal decreto è demandato all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, alla quale sono attribuiti poteri di sanzione e controllo, sul conseguimento finale della nuova capacità di stoccaggio.

Relativamente sia al mercato dell'energia elettrica sia a quello del gas si segnala il decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 29 giugno 2011 n. 93, di attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE sul mercato interno dell'energia elettrica e del gas e della direttiva 2008/92/CE concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. Tale direttiva impegna il governo a definire una procedura trasparente e non discriminatoria per la realizzazione di nuova capacità di produzione e misure di efficienza energetica nel settore elettrico. Essa inoltre fissa, nell'ambito degli scenari decennali sullo sviluppo dei mercati, necessità minime di realizzazione o di ampliamento degli impianti di produzione di energia elettrica, di rigassificazione del gas naturale liquefatto (GNL), di stoccaggio e delle relative infrastrutture di trasmissione e di interconnessione con l'estero, al fine di garantire sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.

---

<sup>22</sup> La P-Gas a tal fine è stata ristrutturata nei comparti "Import" e "Aliquote", gestiti rispettivamente in contrattazione continua e con il meccanismo dell'asta. Nel comparto Import vengono offerte le quote di gas di cui all'articolo 11 comma 2 della Legge 40/07, nonché altre quote diverse da quelle di cui all'articolo 11, commi 1 e 2, della Legge 40/07. Nel comparto Aliquote vengono offerte le quote di gas dovute allo Stato di cui all'art. 11.

Infine, il recente decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, Capo IV – Disposizioni in materia di energia – , emana misure per contenere i costi e garantire sicurezza e qualità delle forniture di energia elettrica, nel rispetto dei criteri e dei principi di mercato (art. 21) e per accrescere la trasparenza sui mercati dell'energia elettrica e del gas (art. 22), attraverso l'implementazione del Sistema informatico Integrato già istituito presso l'Acquirente Unico, ai sensi del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla Legge 13 agosto 2010, n. 129.

### **2.2.3 Piano nazionale d'azione sulle fonti rinnovabili**

Lo sviluppo delle energie rinnovabili concorre agli obiettivi nazionali di sicurezza dell'approvvigionamento energetico e di mitigazione delle emissioni inquinanti.

Nell'ambito del cosiddetto "pacchetto Energia-Clima" dell'UE, la Direttiva 2009/28/CE, del 5 giugno 2009, fissa degli obiettivi vincolanti<sup>23</sup> per ciascuno degli Stati membri relativamente al ricorso alle fonti rinnovabili. Oltre all'obiettivo vincolante del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia, la Direttiva prevede che, sempre al 2020, in ogni Stato membro sia assicurata una quota minima di biocarburanti pari al 10%.

La Commissione Europea, con decisione C(2009) 5174 del 30 giugno 2009, ha istituito un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili a cui gli Stati membri si sono dovuti conformare.

Ogni Stato membro aveva l'obbligo di:

- fissare gli obiettivi settoriali (elettricità, riscaldamento e raffrescamento, trasporti) di consumo di energia da fonti rinnovabili;
- indicare le misure adottate e da adottare per raggiungere gli obiettivi e per rispettare le disposizioni della direttiva.

Gli obiettivi posti dalla Direttiva UE, possono essere raggiunti agendo in 4 direzioni: aumentando le quote da fonti rinnovabili nei comparti calore, elettricità e trasporti e riducendo i consumi energetici. Per arrivare più agevolmente all'obiettivo prefissato, gli Stati membri dovranno implementare misure per l'efficienza e il risparmio energetico.

Il 30 giugno 2010, il Governo Italiano ha presentato il proprio Piano d'Azione Nazionale per le energie rinnovabili (PAN) che prevede che al 2020 le rinnovabili soddisfino circa:

- il 10% del consumo energetico associato ai trasporti, sia attraverso un maggiore apporto dei biocarburanti e sia mediante altri tipi di intervento, volti anche al miglioramento dell'efficienza energetica e allo sviluppo del comparto elettrico;
- il 26% dei consumi nel settore elettrico, anche tramite lo sviluppo di sistemi di stoccaggio energetico, l'adeguamento delle reti di distribuzione e la realizzazione delle "smart grid";
- il 17% dei consumi di climatizzazione, anche mediante azioni di sviluppo delle reti di teleriscaldamento, diffusione della cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore e immissione di biogas nella rete di distribuzione di rete gas naturale.

Il PAN è stato elaborato tenendo conto degli effetti sul consumo finale di energia di politiche relative all'efficienza energetica (art. 4 della Direttiva 2009/28/CE), ponendo quindi gli obiettivi della Direttiva 2006/32/CE in un contesto strategico globale.

---

<sup>23</sup> Tali obiettivi, calcolati secondo la metodologia e le definizioni fissate dal regolamento CE n.1099/2008 del Parlamento europeo e del Consiglio del 22 ottobre 2008, relativo alle statistiche sull'energia, sono calcolati con riferimento al 2005, assunto come anno base rispetto al quale vengono presentati gli aumenti o le riduzioni sia nelle quote di energia prodotta da fonti rinnovabili che delle emissioni di gas serra.

Similarmente, le misure di miglioramento dell'efficienza energetica individuate nel secondo Piano d'azione di efficienza energetica (PAEE 2011) includono anche l'utilizzo di tecnologie rinnovabili come nel caso dei titoli di efficienza energetica (TEE) e delle detrazioni fiscali del 55% concernenti l'adozione di tecnologie rinnovabili per usi termici, tra cui: collettori solari per la produzione di acqua calda, pompe di calore ad alta efficienza, impianti geotermici a bassa entalpia ecc.

Allo scopo di garantire il raggiungimento degli obiettivi definiti nel Piano d'Azione per le Fonti Rinnovabili, il Governo Italiano ha emanato il DLgs n. 28 di attuazione della Direttiva 2009/28/CE dove sono stati trasposti sia le nuove definizioni della Direttiva comunitaria sia l'obbligo individuato per l'Italia di coprire, al 2020, il consumo finale lordo di energia da rinnovabili.

Più specificatamente, il nuovo Decreto sulle rinnovabili ridefinisce in maniera organica gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il relativo quadro istituzionale/finanziario, ribadendo, tra l'altro, il ruolo complementare e sinergico delle politiche di efficienza energetica<sup>24</sup>. Per rendere operative le misure contenute nella legge quadro sono previsti numerosi decreti attuativi e ulteriori documenti di indirizzo.

Con il recente Decreto attuativo 14/01/2012, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato la metodologia che, nell'ambito del sistema statistico nazionale in materia di energia, è applicata per rilevare i dati necessari a misurare, ai fini delle comunicazioni alla Commissione Europea, il grado di raggiungimento degli obiettivi nazionali coperti da fonti energetiche rinnovabili.

#### **2.2.4 Piani nazionali d'azione di efficienza energetica**

Il miglioramento dell'efficienza energetica è uno dei tre obiettivi chiave del pacchetto "Clima ed energia" della Commissione Europea. Lo scopo è di raggiungere una riduzione dei consumi di energia primaria del 20% entro il 2020, rispetto alle proiezioni tendenziali per il medesimo anno. Tale obiettivo, anche se non vincolante<sup>25</sup>, è fondamentale nel garantire che gli obiettivi in materia di clima ed energia siano raggiunti al minor costo possibile e possano altresì offrire nuove possibilità all'economia dei paesi membri dell'Unione Europea.

La Direttiva 2006/32/CE, relativa alla promozione dell'uso efficiente dell'energia negli impieghi finali, entrata in vigore nel 2008, stabiliva per gli Stati membri un obiettivo nazionale indicativo di risparmio energetico del 9% per il 2016 (nono anno di applicazione della Direttiva), calcolato sull'ammontare medio annuo di consumo energetico relativo agli ultimi cinque anni precedenti l'attuazione della Direttiva, da conseguire tramite servizi energetici e misure di miglioramento dell'efficienza energetica. Misure e risparmi energetici devono essere monitorati e indicati in appositi Piani d'Azione in materia di efficienza energetica che gli Stati membri sono tenuti a elaborare negli anni 2007, 2011 e 2014, e a sottoporre alla Commissione Europea.

Il primo Piano d'Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE), prevedeva di raggiungere un target leggermente superiore (9,6% di risparmio energetico nel 2016) a quello della Commissione attraverso un risparmio complessivo di 35.658 GWh/anno nel 2010 e di 126.327 GWh/anno nel 2016.

---

<sup>24</sup> Il decreto introduce provvedimenti in merito alla realizzazione di un portale informatico per l'efficienza energetica, all'attivazione di un programma di formazione per installatori e manutentori d'impianti termici, all'avvio di un nuovo meccanismo d'incentivazione per interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni, alla realizzazione di nuove schede tecniche standardizzate per interventi nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi.

<sup>25</sup> Il pacchetto di proposte legislative della Commissione su Energia e Clima, del 23 gennaio 2008, non contiene proposte legislative riguardanti l'attuazione dell'obiettivo del 20% di risparmio energetico affermato dal Consiglio di Marzo 2007, ma solo una Comunicazione (COM 2008,11 finali, del 23/1/2008). Come recita il titolo della Comunicazione stessa "Prima valutazione dei piani di azioni nazionali di efficienza energetica: avanzare insieme sull'efficienza energetica", la Commissione si è limitata a valutare i Piani di Azione Nazionali sull'efficienza energetica.

Di questi, ben 56.830/a (pari a circa il 45% del totale) riguardavano il settore residenziale e 24.700 GWh/a (19,5%) il terziario<sup>26</sup>.

La valutazione quantitativa (monitoraggio), realizzata da ENEA nella sua funzione di Agenzia per l'efficienza energetica, sui risparmi energetici conseguiti al 31.12.2010 per interventi realizzati nell'ambito dei principali strumenti di miglioramento dell'Efficienza Energetica, di cui gran parte previsti dal PAEE 2007, ha messo in luce che l'obiettivo per il 2010 è stato superato (oltre il 30% in più rispetto ai 35.658 GWh/a preventivati).

Oltre l'82% del risparmio totale conseguito, nel periodo 2007-2010, è relativo ad interventi realizzati nell'ambito dei due strumenti: DLgs 192/05 – Standard minimi di prestazione energetica e meccanismo per il riconoscimento di titoli di efficienza energetica (certificati bianchi – CB), che hanno fornito un contributo all'incirca equivalente.

Gli interventi che hanno maggiormente contribuito al raggiungimento dell'obiettivo sono stati: l'installazione di impianti di riscaldamento efficienti nel settore residenziale, l'adozione di standard minimi di prestazione energetica del complesso edificio-impianto nel settore terziario, l'installazione di impianti di cogenerazione ad alto rendimento, di motori elettrici ad alta efficienza e il recupero di calore nel settore industriale, il rinnovo eco-sostenibile del parco autoveicoli nel settore trasporti. La tabella 2.2 mostra i risparmi energetici conseguiti al 31.12.2010 e gli obiettivi indicativi nazionale proposti nel PAEE 2007 rispettivamente per il 2010 e il 2016. In particolare, la seconda colonna della tabella raccoglie i risparmi energetici complessivi al 31.12.2010, non considerando il risparmio energetico risultante dalla sovrapposizione di alcuni interventi.

**Tabella 2.2 – PAEE 2007: risparmio energetico annuale conseguito al 2010 e attesi al 2010 e 2016. Dettaglio per singolo intervento**

Interventi	Risparmio energetico annuale conseguito al 2010 (al netto di duplicazioni)	Risparmio energetico annuale atteso al 2010 (PAEE 2007)	Risparmio energetico annuale atteso al 2016 (PAEE 2007)
	[GWh/anno]	[GWh/anno]	[GWh/anno]
<b>Totale Settore Residenziale</b>	<b>25,359</b>	<b>16.998</b>	<b>56.830</b>
<b>Totale Settore Terziario</b>	<b>653</b>	<b>8.130</b>	<b>24.700</b>
<b>Totale Settore Industria</b>	<b>3.350</b>	<b>7.040</b>	<b>21.537</b>
<b>Totale Settore Trasporti</b>	<b>2.972</b>	<b>3.490</b>	<b>23.260</b>
<b>Totale Risparmio Energetico</b>	<b>32.334</b>	<b>35.658</b>	<b>126.327</b>

Fonte: ENEA

La tabella 2.3 che segue, considera alcuni interventi non previsti nel PAEE 2007, che hanno apportato un significativo contributo aggiuntivo di 15.377 GWh/anno.

Come si evince dalle tabelle 2.2 e 2.3, il settore residenziale è quello che ha fornito il maggiore contributo (31.427 GWh/a), mentre risultati più contenuti si sono avuti nel settore terziario e nei trasporti.

<sup>26</sup> Secondo lo schema fornito dalla Commissione UE, il documento è articolato in 5 sezioni corrispondenti al settore residenziale, terziario, industriale (non ETS), trasporti e pubblico.

**Tabella 2.3 – Risparmio energetico annuale conseguito al 2010. Dettaglio per singolo intervento non previsto dal PAEE 2007**

Interventi		Risparmio energetico annuale conseguito al 2010 (al netto di duplicazioni)
		[GWh/anno]
<b>Settore residenziale:</b>		
RES-10	Decompressione gas naturale, FV < 20kW, cogenerazione, sistemi teleriscaldamento	190
RES-11	Erogatori per doccia a basso flusso, kit idrici, rompigitto aerati per rubinetti	5.878
RES-12	Dispositivi di spegnimento automatico di apparecchiature in modalità stand-by	0
<b>Totale Settore Residenziale</b>		<b>6.068</b>
<b>Settore terziario:</b>		
TER-5	Erogatori per doccia a basso flusso in alberghi e impianti sportivi	385
TER-6	Recepimento della direttiva 2002/91/CE e attuazione del D.Lgs. 192/05	4.004
<b>Totale Settore Terziario</b>		<b>4.389</b>
<b>Settore industria:</b>		
IND-6	Refrigerazione, inverter su compressori, sostituzione caldaie, recupero cascami termici	4.920
<b>Totale Settore Industria</b>		<b>4.920</b>
<b>Totale Risparmio Energetico</b>		<b>15.377</b>

Fonte: ENEA

A luglio 2011, è stato messo a punto il secondo Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) come richiesto dall'UE. Il nuovo piano ha una visione molto più allargata rispetto al precedente e indica chiaramente la necessità di valutare l'impatto delle politiche di riduzione dei consumi energetici a livello di intero sistema. Le misure identificate per il raggiungimento del target al 2016 sono state considerate anche nell'ottica di una loro estensione al 2020 allo scopo di evidenziarne i contributi in vista degli obiettivi più ampi della Direttiva 20-20-20.

### 2.3 Le fonti fossili

I consumi lordi di energia primaria in Italia, come già evidenziato, sono rappresentati all'83% dai combustibili fossili.

Nel 2010 la produzione interna di greggio ha ricoperto il 2,7% del consumo interno lordo totale, quella di gas naturale il 3,7% e quella da fonti rinnovabili l'11,3%. La rimanente parte del fabbisogno energetico, quindi circa l'82,3%, viene soddisfatta con importazioni.

Il petrolio greggio costituisce la principale fonte energetica di origine estera. Nel 2010 ha rappresentato il 52,4% delle materie prime importate, il gas il 33,3%, i combustibili solidi il 7,9%.

L'alta dipendenza nazionale dalle importazioni di combustibili fossili è all'origine di una serie di vulnerabilità soprattutto legata alla limitata diversificazione delle aree di provenienza, specialmente per quanto riguarda il gas naturale. I principali fornitori di materie prime energetiche del nostro paese, inoltre, sono al di fuori dell'area dell'OECD, e provengono da paesi spesso caratterizzati da un profilo di rischio geopolitico elevato.

Di seguito si riporta l'andamento dell'approvvigionamento delle singole fonti energetiche, soffermandosi sulla struttura dell'offerta, sulle infrastrutture esistenti e sui programmi di sviluppo in atto per garantire sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia.

Il già citato decreto legislativo n. 93 del 1 giugno 2011, potrà fornire un impulso ulteriore all'incremento di nuove infrastrutture, attraverso la messa a punto di procedure trasparenti e di una programmazione di lungo periodo che terrà conto delle esigenze di sviluppo del mercato.

### 2.3.1 Petrolio

Nel 2010 la produzione nazionale di petrolio greggio è risalita a 5,1 milioni di tonnellate, dopo il calo progressivo a partire dal 2005, che ha visto il 2009 come anno di minimo storico. Gran parte della produzione nazionale (86,3%) proviene dalle coltivazioni di giacimenti a terra, a fronte di un 13,7% che proviene da giacimenti a mare (soprattutto Zona B e Zona C, medio Adriatico e Sicilia sud-occidentale, rispettivamente).

La produzione a terra si concentra prevalentemente in Basilicata (67,8% della produzione nazionale) e si stima che, con l'entrata in produzione dei giacimenti di Tempa Rossa, la Regione potrebbe aggiungere un apporto di circa 50.000 barili/giorno (ovvero circa il 50% in più della produzione attuale). Nel complesso, due terzi della produzione (sia a terra che offshore) si concentrano nelle Regioni del Mezzogiorno (tabella 2.4).

Le attività di esplorazione (nel 2010, 153 pozzi produttivi a terra e 40 piattaforme attive in mare, per un valore medio di profondità verticale pari a 1.400 metri), fanno registrare l'appiattimento sui modesti valori degli ultimi cinque anni, confermando il pessimismo degli operatori circa le aspettative di ritorno degli investimenti nelle attività estrattive.

**Tabella 2.4 – Produzione di petrolio greggio per Regioni e zone marine. Anni 2005-2010 (migliaia di tonnellate)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Piemonte	214,7	140,2	108,1	165,1	263,4	300
Emilia Romagna	42,8	36,3	35	33,9	28,9	29,1
<b>Italia settentrionale</b>	<b>257,5</b>	<b>176,5</b>	<b>143,1</b>	<b>199</b>	<b>292,3</b>	<b>329,1</b>
Lazio	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2
Molise	30	28,5	26,1	26	20,8	12,9
<b>Italia Centrale</b>	<b>30,2</b>	<b>28,8</b>	<b>26,3</b>	<b>26,2</b>	<b>21</b>	<b>13,1</b>
Basilicata	4386,0	4312,7	4360,8	3930,4	3155,5	3442,6
Italia meridionale	4386,0	4312,7	4360,8	3930,4	3155,5	3442,6
Sicilia	642,7	539,1	543,7	530	556,1	600,4
<b>Italia insulare</b>	<b>642,7</b>	<b>539,1</b>	<b>543,7</b>	<b>530</b>	<b>556,1</b>	<b>600,4</b>
Totale terraferma	5316,4	5057,1	5073,9	4685,6	4024,9	4385,2
Mare- Zona A	-	-	-	-	-	-
Mare- Zona B	341,7	331,9	467,3	376,7	353,8	321,1
Mare- Zona C	307,3	309,2	296,7	157,3	172,0	374,1
Mare- Zona D	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mare- Zona F	118,8	59,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Mare	767,8	700,4	764,0	534,0	525,8	695,2
<b>Totale generale</b>	<b>6084,2</b>	<b>5757,5</b>	<b>5837,9</b>	<b>5219,6</b>	<b>4550,7</b>	<b>5080,4</b>

Fonte: MSE

Secondo il MSE, le riserve recuperabili di petrolio, dopo le recenti rivalutazioni, ammonterebbero a 187,4 milioni di tonnellate. Al tasso di estrazione attuale di circa 5,1 milioni di tonnellate tali risorse potrebbero durare circa 37 anni. Circa la loro ubicazione, il 94% viene collocato in terra ferma e si conferma il ruolo strategico del Sud Italia<sup>27</sup>.

Nel 2010, le importazioni di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi, pari a 97,1 milioni di tonnellate, sono risalite del 2,6% rispetto al 2009. In particolare, le importazioni di greggio (78,6 milioni di tonnellate) sono aumentate del 3,0%, interrompendo così il trend negativo iniziato nel 2005 (tabella 2.5). Dal 2005 al 2010 le importazioni di greggio sono diminuite di circa 12%.

<sup>27</sup> Rapporto Annuale 2011 del Dipartimento per l'energia- Direzione Generale per le risorse Minerarie ed Energetiche, attività 2010.

Tabella 2.5 – L’approvvigionamento petrolifero. Anni 2000-2010 (milioni di tonnellate)

	2000	2005	2008	2009	2010
<b>Importazioni di greggio</b>	<b>83,7</b>	<b>89,3</b>	<b>82,4</b>	<b>76,3</b>	<b>78,6</b>
– di cui conto proprio	77,1	85,3	79,6	68,8	72,2
– di cui conto committente estero	6,6	4,0	2,8	7,4	6,4
<b>Importazioni di semilavorati</b>	<b>6,6</b>	<b>5,9</b>	<b>7,0</b>	<b>6,1</b>	<b>6,9</b>
<b>Importazioni di prodotti finiti (1)</b>	<b>22,3</b>	<b>13,1</b>	<b>12,9</b>	<b>12,2</b>	<b>11,6</b>

(1) Nelle importazioni di prodotti è compreso il coke di petrolio e orimulsion

Fonte: MSE

L’aumento delle importazioni di greggio semilavorati e prodotti petroliferi (tabella 2.6) non ha interessato in modo omogeneo tutte le varie aree di provenienza così che alcune hanno diminuito il loro peso rispetto al passato.

Per quanto riguarda il petrolio greggio, si evidenzia in particolare, nel 2010 rispetto al 2009, il rafforzamento significativo delle importazioni dal Medio Oriente, con un aumento del 25,2% ed una diminuzione dall’Europa e dall’Africa rispettivamente del 3,8% e del 7,6%. Riguardo ai semilavorati e ai prodotti petroliferi il confronto tra i dati del 2010 e del 2009 porta ad una variazione positiva per le importazioni dall’Europa, dall’Asia e dal Medio Oriente, rispettivamente del 5,22%, 42,6%, 4,4%, ed una variazione negativa per quelle dall’America (14,3%) e dall’Africa (3%).

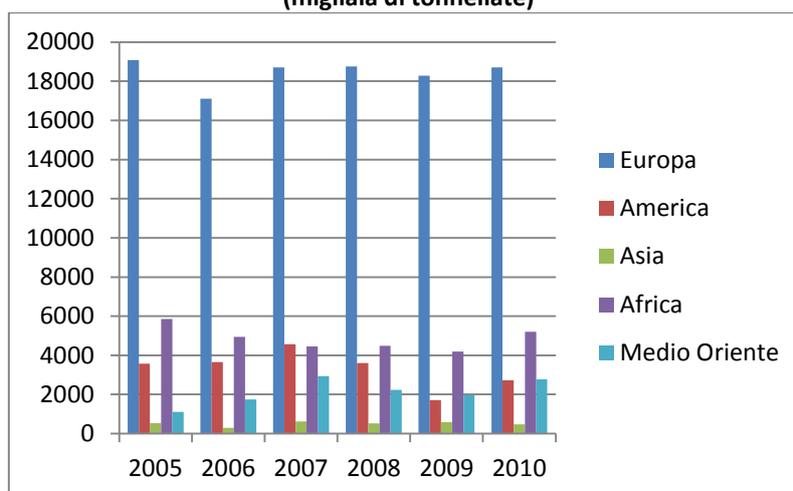
Tabella 2.6 – Importazioni di petrolio greggio, semilavorati e prodotti petroliferi per aree di provenienza (migliaia di tonnellate)

AREE	2008		2009		2010	
	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti	greggio	semilavorati e prodotti
<b>Europa</b>	24.136	9.429	29.161	8.597	28.075	9.071
<b>America</b>	60	4.172	0	3.683	307	3.155
<b>Asia</b>		308		586		1.021
<b>Africa</b>	31.855	4.845	26.754	4.602	24.712	4.464
<b>Medio Oriente</b>	26.381	1.183	20.382	779	25.525	815
<b>Oceania</b>	0	0	0	0	0	0
<b>Totale Generale</b>	<b>82.432</b>	<b>19.937</b>	<b>76.297</b>	<b>18.247</b>	<b>78.619</b>	<b>18.526</b>

Fonte: MSE

Le esportazioni totali di greggio, di semilavorati e di prodotti petroliferi (29,9 Mt) sono aumentate del 10,5% rispetto all’anno precedente. In particolare, sono aumentate le esportazioni verso l’America (+58,6%), il Medio Oriente (+40,3%) e l’Africa (+23,8%). Anche le esportazioni verso l’Europa (il 63,3% delle esportazioni totali) sono aumentate (+2,3%), mentre sono diminuite le esportazioni verso l’Asia (-19,8%) (figura 2.10).

**Figura 2.10 – Esportazioni di prodotti petroliferi, di semilavorati e di greggio. Anni 2005-2010 (migliaia di tonnellate)**



Fonte: MSE

Il grado di utilizzazione degli impianti di raffinazione, vicino al limite di pieno utilizzo nel 2005, è calato all'81% nel 2009 a seguito di due fattori: l'incremento della capacità e contemporaneamente la diminuzione delle lavorazioni complessive, attestatesi a 86,7 milioni di tonnellate (tabella 2.7). Relativamente al 2010, si evidenzia un aumento del tasso di lavorazione (85,7%) dovuto, come già detto, al buon andamento delle esportazioni. Dai circa 100 milioni di tonnellate, su cui si era assestata tra gli anni 1990/2000, la capacità di raffinazione italiana, a seguito delle attività di potenziamento dei principali impianti, è aumentata nel 2010 a quasi 106,6 milioni di tonnellate distribuita su 16 impianti; agli attuali tassi di lavorazione, oggi si ha un eccesso di offerta di 10 milioni/tonnellate. Le quantità di greggio offerte negli ultimi anni sul mercato sono caratterizzate prevalentemente da alta densità ed alto tenore di zolfo, qualità che non si prestano ai cicli di lavorazione per la produzione di benzine e gasoli secondo gli specifici standard di qualità europei. Il 1° gennaio 2005 sono entrati in vigore i limiti della Direttiva 2003/17/CE che impone una restrizione al tenore massimo di zolfo nei carburanti; ulteriori restrizioni sono state introdotte nel 2009. Per tenere conto di queste nuove specifiche in materia di zolfo, il sistema di raffinazione si è dotato di nuovi impianti idonei a produrre le nuove qualità di carburanti. La capacità di desolforazione (dati dell'Unione Petrolifera) è oggi pari a 47,5 milioni di tonnellate/anno rispetto ai 25,8 milioni di tonnellate/anno del 1995 (+84,1%).

**Tabella 2.7 – L'attività delle raffinerie. Anni 1990-2009 (milioni di tonnellate)**

	1990	1995	2000	2005	2008	2009
<b>Lavorazioni</b>	89,7	87,5	94,2	101,0	94,6	86,7
<b>Greggio nazionale</b>	4,0	5,1	4,5	5,5	4,2	4,0
<b>Greggio estero</b>	73,8	73,4	82,9	88,7	82,8	76,3
<b>Semilavorati di importazione</b>	11,9	9,0	6,8	6,8	7,6	6,4
<b>Altri semilavorati, additivi/ossigenati, metano</b>	4,0	3,5	3,8	5,5	5,1	4,4
<b>Totale materia prima trattata</b>	93,7	91,0	98,0	106,5	99,7	91,1
<b>– di cui conto committenti esteri</b>	11,8	3,3	6,7	3,9	3,0	8,0
<b>Capacità di raffinazione (1)</b>	107,0	98,9	100,2	100,2	102,9	106,5
<b>% di utilizzazione (2)</b>	84	88	94	100	92	81

1) Capacità (a fine anno) supportata da impianti di lavorazione secondaria adeguati alla produzione di benzina e gasolio secondo specifica, al 1° gennaio. (2) Riferita al totale lavorazioni, esclusi altri semilavorati, additivi, ossigenati e metano

Fonte: MSE e Istat

Gli arrivi di greggio in Italia nel 2010 sono avvenuti attraverso una quindicina di porti, con una forte polarizzazione nei quattro porti maggiori.

Le movimentazioni maggiori ammontano a 20 milioni di tonnellate/anno nelle acque di Siracusa (porti di Augusta e Priolo), 14,5 milioni a Cagliari, 35,6 milioni a Trieste. Il traffico nel porto di Genova, in crisi dopo la chiusura del tratto Genova-Ingolstadt dell'oleodotto CEL (Central European Line), ha ripreso a crescere fino ai quasi 15 milioni di tonnellate attuali. Gli altri porti nazionali hanno un'importanza marginale. La tendenza alla polarizzazione è un tratto comune dell'area mediterranea, indotto dalla inadeguata disponibilità di attrezzature necessarie per la ricezione e il trattamento delle zavorre oleose e dei residui di scarico, in molti casi addirittura assenti.

La situazione dei porti e dei terminali petroliferi mediterranei presenta elementi di rischio in relazione soprattutto all'elevato volume di traffico che interessa il carico e lo scarico di idrocarburi nell'insieme della rete portuale e la forte concentrazione di questo nei porti di maggiore capacità.

In relazione a quest'ultimo problema, è opportuno segnalare come l'Alto Adriatico stia diventando un crocevia nevralgico della movimentazione di greggio e di prodotti petroliferi, per la presenza del maggior porto petrolifero italiano, di numerose strutture portuali, raffinerie, depositi di prodotti petroliferi e strutture offshore in Slovenia e Croazia.

Considerata la collocazione geografica della maggior parte delle raffinerie poste lungo la costa del Mediterraneo, ci sono in Italia relativamente poche *pipelines* per il trasporto di petrolio. Si contano, lungo il Paese, circa 1200 km di tubazioni per il greggio e circa 1700 km di tubazioni per i prodotti petroliferi, la maggior parte delle quali poste nel nord del paese.

I due principali oleodotti per il greggio sono:

- il Central Europe Line che parte da Genova per fornire le raffinerie del nord Italia e la raffineria svizzera di Collombey;
- il TransAlpine Pipeline che parte da Trieste per fornire la Germania, l'Austria e la Repubblica Ceca.

Queste due infrastrutture però non sono collegate fra loro; esiste un progetto allo studio per effettuare tale interconnessione così come il progetto per collegare Trieste con l'oleodotto del Mar Nero.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, esistono più di 700 depositi industriali e commerciali lungo il paese (per una capacità di stoccaggio superiore a 3000 m<sup>3</sup>) che contribuiscono ad una capacità di stoccaggio di almeno 26 milioni di m<sup>3</sup>, dei quali più del 50% è situata in quattro regioni del nord del paese. La capacità di stoccaggio è divisa in 1/3 per il greggio e 2/3 per i prodotti finiti.

Nell'immediato futuro non sono previsti aumenti sulla capacità di stoccaggio.

### 2.3.2 Gas naturale

La produzione nazionale nel 2010 ha evidenziato un'inversione di tendenza rispetto agli anni precedenti, attestandosi a 8,4 miliardi di metri cubi (Gm<sup>3</sup>) (+4,9% rispetto al 2009).

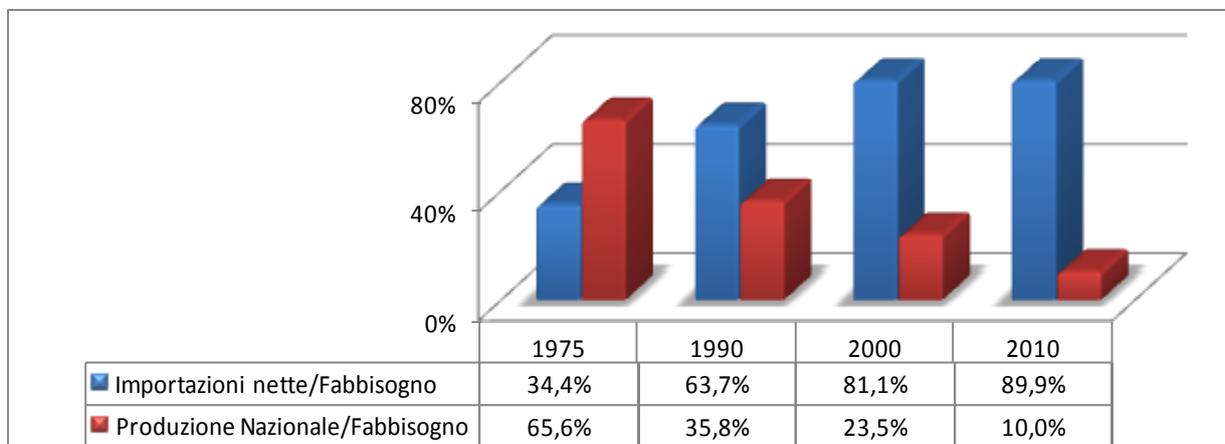
La significativa ripresa dell'apporto interno del gas è dovuto all'entrata in produzione in area italiana, a fine 2009, del campo a gas "Annamaria", che ricade a cavallo della linea di delimitazione delle piattaforme continentali di Italia e Croazia ed è oggetto di accordi tra gli operatori delle rispettive Joint Venture per uno sviluppo congiunto del giacimento. Tale giacimento ha riserve per circa 10 Gm<sup>3</sup> e produrrà a regime circa 1,6 Mm<sup>3</sup>/giorno<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> MSE.

Tra il 1993 e il 1995, la produzione nazionale di gas ha raggiunto il massimo, arrivando a soddisfare oltre un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora il declino è stato costante<sup>29</sup> e nel 2010 la copertura del fabbisogno nazionale è scesa al 10% mentre le importazioni nette<sup>30</sup> hanno raggiunto l'89,9% (figura 2.11).

**Figura 2.11 – Produzione e importazioni nette sul fabbisogno di gas. Anni 1975-2010**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Le riserve recuperabili di gas in Italia sono state recentemente rivalutate e ammonterebbero a 114 miliardi di Sm<sup>3</sup> (MSE), distribuite sia a terra che a mare. L'estrazione annua (2010) ammonta a circa 8 miliardi di Sm<sup>3</sup> e il rapporto fra riserve recuperabili e produzione sarebbe dunque di circa 13 anni<sup>31</sup>.

Secondo i programmi in corso o previsti (tabella 2.8), la produzione annua dovrebbe aumentare di 3 miliardi di Sm<sup>3</sup> e di ulteriori 3 miliardi di Sm<sup>3</sup> qualora venisse a cadere il veto di ulteriore sfruttamento sul bacino dell'Alto Adriatico. Il superamento delle difficoltà di autorizzazione e delle opposizioni locali è una condizione fondamentale per la realizzazione dei progetti di sviluppo della produzione nazionale di gas.

**Tabella 2.8 – Programmi di sviluppo delle risorse nazionali**

<b>Programmi in corso</b>	1,5 Gm <sup>3</sup> di gas/anno e 0,5 milioni di tonnellate di olio/anno, nel 2011
<b>Programmi previsti</b>	1,5 Gm <sup>3</sup> di gas/anno e 1,5 milioni di tonnellate di olio/anno, nel 2012
<b>Programmi possibili</b>	3 Gm <sup>3</sup> di gas/anno, con il superamento del veto sull'alto adriatico

Fonte: MSE

Nel 2010 le importazioni di gas hanno di nuovo raggiunto i livelli pre-crisi, attestandosi sui 75,3 Gm<sup>3</sup>.

Oltre il 70% del gas importato in Italia proviene da paesi extracomunitari (Algeria, Russia e Libia) (figura 2.12). L'88% arriva via gasdotto e il restante 12% giunge via nave (GNL), quota quest'ultima in netto aumento rispetto al 2009, grazie al funzionamento a pieno regime del terminale di Rovigo, dove arriva il GNL proveniente dal Qatar. Le importazioni da questo paese, nel 2010, hanno toccato

<sup>29</sup> La contrazione della produzione va messa in relazione con il declino dei giacimenti off-shore, dai quali proviene circa il 75% della produzione italiana. La sola "zona A" dell'Adriatico settentrionale copre, oggi, il 53% dell'intera produzione di gas. A terra, invece, i principali giacimenti si trovano in Basilicata, Puglia, Sicilia, Emilia Romagna, Molise, Marche e Abruzzo.

<sup>30</sup> Le importazioni nette sono state calcolate sottraendo al quantitativo reale di gas importato il valore relativo alle esportazioni e alla variazione delle scorte.

<sup>31</sup> Rapporto Annuale 2011 del Dipartimento per l'energia- Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, attività 2010.

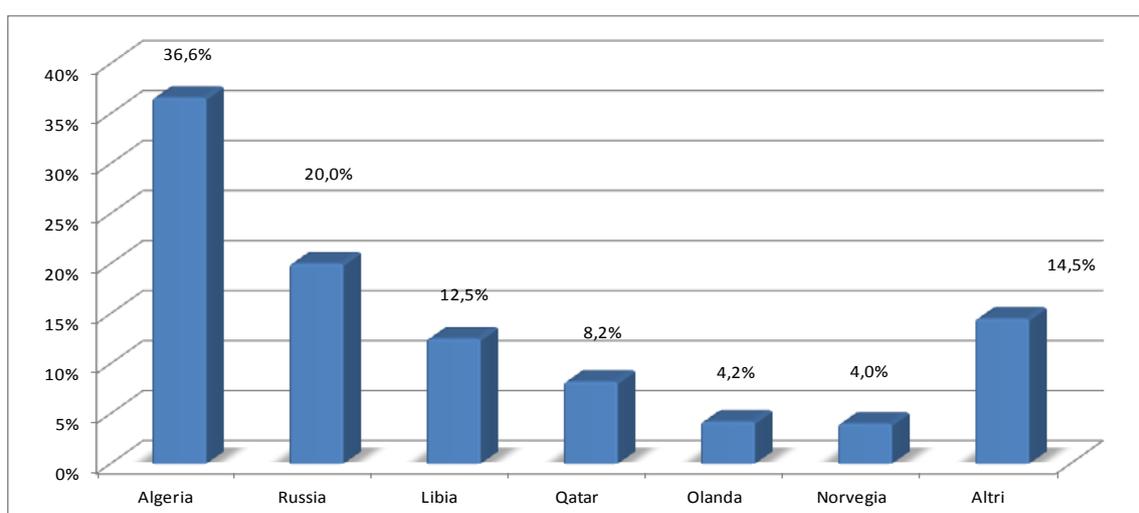
6,2 Gm<sup>3</sup> (quasi quadruplicate rispetto al 2009) e una quota dell'8% dell'intero gas importato in Italia. Anche quelle di GNL dall'Algeria sono aumentate (+21,9%), attestandosi sui 1,6 Gm<sup>3</sup>.

L'ampliamento della quota di GNL sul totale delle importazioni ha consentito agli operatori di trarre vantaggio dal differenziale tra i prezzi spot (a breve termine) e prezzi indicizzati al petrolio e prodotti petroliferi (contratti di lungo termine<sup>32</sup>).

Per le importazioni via gasdotto, si evidenzia l'alto contributo delle forniture dall'Algeria che hanno raggiunto i 26,0 Gm<sup>3</sup> (+21,7% rispetto al 2009), mentre quelle dalla Russia sono scese a 15,1 Gm<sup>3</sup> (-4,6%). Il flusso di gas proveniente dalla Libia è stato pari a 9,4 Gm<sup>3</sup> (+2,6%).

Le importazioni da Olanda, Norvegia e Croazia hanno fatto registrare riduzioni rispetto al 2009 rispettivamente del 26,1%, del 32,1% e del 46,3%. Il flusso proveniente dall'Olanda è stato di 3,2 Gm<sup>3</sup>, quello dalla Norvegia di 2,8 Gm<sup>3</sup> e quello dalla Croazia si è assestato sui 400 milioni di m<sup>3</sup>.

**Figura 2.12 – Importazioni di gas in Italia per paese produttore. Anno 2010**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

La capacità delle infrastrutture d'importazione attualmente esistente è la seguente:

- due gasdotti principali via terra: il TAG (Trans Austria Gasleitung) che da Tarvisio collega l'Italia con i giacimenti siberiani di gas (capacità 36,8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno) e il TENP (Trans-Europa Naturgas Pipeline) che da passo Gries al confine con la Svizzera collega l'Italia con i giacimenti in Norvegia e in Olanda (capacità 21 miliardi di m<sup>3</sup>/anno);
- due gasdotti via mare: il TransMed, che da Mazara del Vallo collega la rete italiana coi giacimenti algerini (capacità 35 miliardi di m<sup>3</sup>/anno), e il Greenstream, che passando da Gela convoglia in Italia il gas dei giacimenti di Mellitah in Libia (capacità a regime 9 miliardi di m<sup>3</sup>/anno);
- due rigassificatori, rispettivamente a Panigaglia (3,5 miliardi di m<sup>3</sup>/anno) e Rovigo (8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno).

La capacità complessiva di queste infrastrutture è di circa 113,5 miliardi di m<sup>3</sup>/anno.

Il potenziamento delle attuali infrastrutture di gas potrà essere raggiunto con la realizzazione di nuovi gasdotti di importazione e nuovi terminali di rigassificazione del GNL già autorizzati o in fase di istruttoria (tabella 2.9).

<sup>32</sup> In base ai dati forniti dagli operatori nell'ambito dell'indagine annuale dell'AEEG, i contratti storici pluriennali sono ancora prevalenti e tra questi l'Eni è il principale importatore con i grandi contratti per forniture da Algeria, Russia, Mare del Nord.

Si segnala in particolare, il gasdotto GALSI che collegherà l'Algeria e l'Italia passando per la Sardegna (capacità 8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno) e il gasdotto POSEIDON, parte del più lungo gasdotto ITGI, che collega l'Italia con la Grecia e che riceverà finanziamenti europei nell'ambito dei programmi EEPR o TEN-E (capacità 8 miliardi di m<sup>3</sup>/anno). Entrambi i progetti hanno superato il procedimento autorizzativo VIA e sono di quasi sicura realizzazione. Inoltre si dovrebbero aggiungere almeno tre rigassificatori per complessivi altri 24 miliardi di m<sup>3</sup>/anno che hanno ricevuto parere favorevole in fase di istruttoria VIA e la cui realizzazione è ritenuta altamente probabile.

In un contesto in cui venissero realizzate tutte o anche parte delle infrastrutture di ricezione gas previste, la capacità potrebbe essere molto superiore al fabbisogno interno. Ciò consentirebbe, oltre a far fronte ai picchi di domanda e/o ad eventuali interruzioni non programmate, di trasformare il nostro Paese da un importatore netto di gas ad un Paese di transito e quindi riesportatore di gas verso l'Europa continentale.

**Tabella 2.9 – Terminali autorizzati e/o valutati favorevolmente ai fini dell'impatto ambientale (maggio 2011)**

Terminali Gnl	Società	Autorizzazione	Decreto di VIA	Capacità annuale di rigassificazione
Toscana Offshore (LI)	OLT Offshore – LNG Toscana	Decreto 23/02/2006, MSE, MATTM e Regione Toscana	Decreto 15/12/2004	3,5 miliardi di m <sup>3</sup> /anno ( <i>start-up</i> ottobre 2012)
Brindisi	Brindisi LNG	Decreto 21/01/2003, MSE, MATTM	Decreto 1/07/2010	8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno (autorizzazione sospesa)
Porto Empedocle (AG)	Nuove Energie	Decreto 22/10/2009, n. 112/Gab, Regione Sicilia con MATTM e MIT	Decreto 29/9/2008	8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno (autorizzazione sospesa)
Gioia Tauro (RC)	LNG Med Gas Terminal		Decreto 17/09/2008	12 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Priolo (SR)	Ionio Gas		Decreto 19/09/2008	8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Zaule (TS)	Gas Natural International		Decreto 17/07/2009	8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Porto Recanati (MC)	Gaz de Fance- GdF Suez		Decreto 21/01/2011	5 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Falconara Offshore (AN)	API		Decreto 22/07/2010	4 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Rosignano (LI)	Edison-BP-Solway		Decreto 18/11/2010	8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno
Panigaglia (SP)	GNL Italia		Decreto 9/09/2010	Potenziamento 3,4 a 8 miliardi di m <sup>3</sup> /anno

Fonte: MSE

Data la ciclicità tipica della domanda (in inverno più alta e in estate più bassa) oltre alla produzione nazionale e alle importazioni un ruolo fondamentale nella struttura dell'approvvigionamento è giocato dagli stoccaggi ovvero le riserve, che, permettono il bilanciamento tra domanda e offerta garantendo la sicurezza energetica e la flessibilità del sistema<sup>33</sup>.

Attualmente l'Italia dispone di 10 campi di stoccaggio attivi, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti esauriti, per una capacità totale di 14,7 miliardi di Sm<sup>3</sup>, di cui 5,1 destinato allo stoccaggio

<sup>33</sup> Gli stoccaggi si dividono in stoccaggio di modulazione e stoccaggio strategico: il primo viene utilizzato per soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi mentre il secondo viene usato solo in caso di gravi problemi di approvvigionamento o in caso di inverni eccezionalmente freddi.

strategico, come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico<sup>34</sup> sulla base dei programmi di importazione dai paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti.

L'incremento della capacità di stoccaggio gas potrà essere raggiunto con la realizzazione di nuovi progetti già autorizzati o in corso di autorizzazione relativi ai bandi emanati dal MSE nel 2001 e nel 2006 e con gli ampliamenti previsti delle concessioni già in esercizio.

Sono in programma 19 progetti, di cui 6 di ampliamento delle capacità di stoccaggio in siti già in esercizio e 13 relativi a nuovi siti di stoccaggio in giacimenti esauriti, che consentiranno di ampliare, nei prossimi anni, la capacità di stoccaggio sino a circa 22,4 miliardi di Sm<sup>3</sup> (+52% rispetto a quella attuale), pari a oltre un quarto del fabbisogno di gas annuo dell'Italia. L'ampliamento delle capacità di stoccaggio fino a un massimo di 8 miliardi di Sm<sup>3</sup> è prevista dal già citato Decreto Legislativo 130/2010 del 18/8/2010 come misura per aumentare la concorrenzialità del mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali.

### 2.3.3 Carbone

L'Italia importa via mare circa il 99% del proprio fabbisogno di carbone, con provenienze molto diversificate in relazione alla qualità e agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale.

Nel 2010<sup>35</sup> le importazioni totali di combustibili solidi sono aumentate del 13,8% rispetto all'anno precedente, passando da 19,4 a 22,1 Mt.

In particolare, le importazioni del carbone da coke, che rappresentano il 22,9% delle importazioni totali, hanno raggiunto i 5,1 Mt, facendo registrare una crescita del 58,1% rispetto al 2009. Sono ancora lontani, tuttavia, i valori di importazioni della media degli ultimi cinque anni. Le importazioni di carbone da vapore sono aumentate del 4,2%, assestandosi su un livello prossimo a 16,9 Mt, pari al 76,3% delle importazioni di combustibili solidi.

Relativamente alle aree di provenienza, l'aumento più significativo rispetto al 2009 ha riguardato le importazioni dall'Oceania (+140%), in particolare quelle di carbone da coke sono quasi triplicate. Sono aumentate anche le importazioni di combustibili solidi dall'Asia (+7,2%) e dal Nord America (+42,7%), mentre variazioni negative sono state registrate dalle importazioni provenienti dal Sud America (-23,0%), dal Nord Africa (-3,3%) e dagli altri paesi europei (-10,9%).

Gli operatori italiani hanno in cantiere progetti di conversione a carbone di una consistente parte del loro parco produttivo e di sfruttare gli impianti già predisposti per la combustione del carbone e mai utilizzati.

L'Enel, con più di 5380 MW di capacità installata (66% della produzione di energia elettrica da carbone), ha ormai completato il programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone esistenti, ha annunciato un ambizioso piano di riconversione a carbone delle centrali ad olio combustibile per ulteriori 5.000 MW.

A fine 2008, è stato firmato un accordo fra Enel, Eni e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare mirato alla verifica e diffusione delle tecniche di cattura della CO<sub>2</sub> e alla promozione delle fonti rinnovabili. L'accordo prevede la cattura e la liquefazione della CO<sub>2</sub> dall'impianto pilota di Brindisi e il successivo trasporto e confinamento presso il giacimento esaurito della Stogit a Cortemaggiore (PC).

---

<sup>34</sup> Art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001.

<sup>35</sup> MSE.

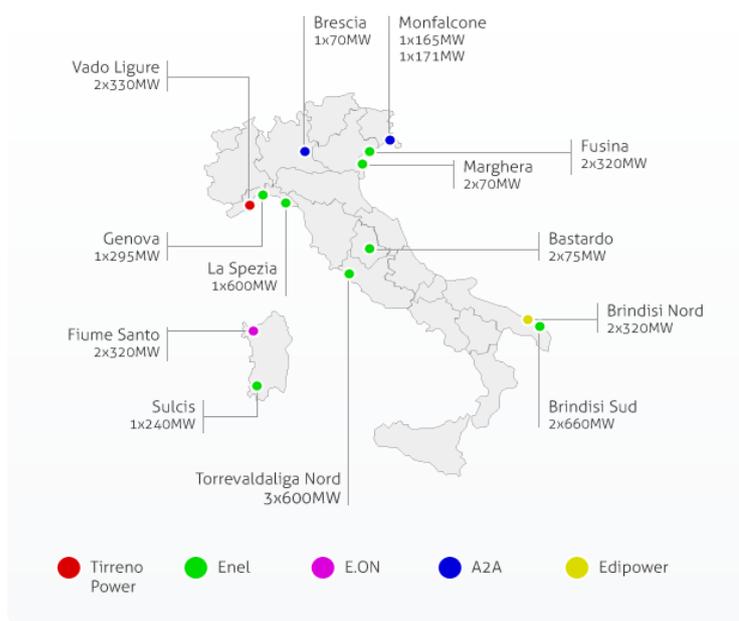
Si tratta di progetto che acquista particolare significato soprattutto alla luce della proposta della Commissione Ambiente UE secondo cui tutte le grandi centrali di produzione elettrica costruite a partire dal 2015 dovrebbero dotarsi di sistemi e tecnologie per il sequestro del biossido di carbonio nel sottosuolo.

Nel corso dell'anno è stato anche inaugurato a Carbonia il centro di ricerche sulle tecnologie *zero emission* della Sotacarbo (partecipata per il 50% dall'ENEA e per il 50% dalla Regione Sardegna).

Qui di seguito la mappa degli impianti a carbone esistenti e l'elenco dei nuovi progetti di centrali attualmente in esame o in fase di realizzazione:

- Centrale di Brindisi Nord (BR) della Edipower SpA. L'impianto utilizza carbone in 2 sezioni da 320 MW;
- Centrale di Fiumesanto (SS) di proprietà di E.ON Italia, ha 2 sezioni a carbone da 320 MW;
- Centrale friulana di Monfalcone, di proprietà di A2A, composta di 4 sezioni di cui due alimentate a carbone da 165 e 171 MW e due ad olio combustibile da 320 MW;
- Centrale di Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia) dell'Enel SpA è composta da tre sezioni da 660 MW prima alimentate ad olio combustibile e oggi riconvertite a carbone. La centrale è operativa dal 2009;
- Centrale di Vado Ligure di proprietà della Tirreno Power è suddivisa in quattro sezioni di cui due da 330 MW che vanno a carbone. Il progetto di costruzione di una nuova unità a carbone di 460 MW ad elevato rendimento, oltre che l'ammodernamento delle sezioni esistenti al fine di migliorarne le performance ambientali ha ottenuto la firma del decreto VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) da parte del Ministero dell'Ambiente nel corso del 2009.
- Centrale di Brescia dell'A2A di Brescia è composta da una sezione da 70 MW a carbone.
- Centrale di Brindisi Sud di proprietà dell'Enel composta da due sezioni ciascuna da 660 MW alimentate a carbone. È prevista la realizzazione di un impianto pilota di 50 MW per la cattura e sequestro geologico della CO<sub>2</sub>, che entrerà in servizio nel 2012. La costruzione di questo impianto, rientra nell'accordo firmato tra Eni e Enel nell'ottobre 2008 volto a consentire lo sviluppo di questa tecnologia a livello industriale;
- Centrale di Genova di proprietà dell'Enel SpA due unità (300 MW) alimentate a carbone; nel 2009 sono state avviate le attività per il rinnovo dell'AIA – Autorizzazione Integrata Ambientale e sono previsti programmi di ambientalizzazione;
- Centrale del Sulcis di proprietà dell'Enel SpA: 1 unità da 240 MW alimentata a carbone;
- Centrale di Fusina dell'Enel SpA, due unità da 320 MW alimentate a carbone. Nel 2009 è entrato in servizio l'impianto dimostrativo da 16 MW che rappresenta il primo esempio al mondo di turbina a gas con bruciatore concepito per essere alimentato con idrogeno puro;
- Centrale di Marghera di proprietà dell'Enel SpA due unità da 70 MW alimentate a carbone;
- Centrale di La Spezia di proprietà di Enel SpA, quattro unità di cui una unità da 600 MW alimentata a carbone;
- Centrale di Bastardo di proprietà di Enel SpA due unità da 75 MW alimentate a carbone; nel 2009 sono state avviate le attività per il rinnovo dell'AIA e sono previsti programmi di ambientalizzazione.

**Figura 2.13 – Localizzazione delle centrali a carbone in Italia**



Fonte: Assocarboni

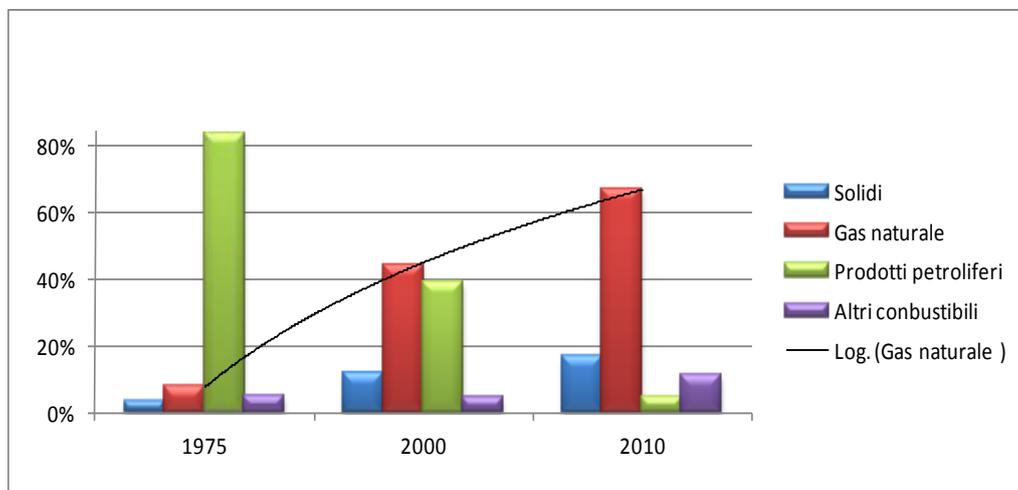
## 2.4 Energia elettrica

La domanda di energia elettrica nel 2010 è stata pari a 330,4 TWh, in crescita del 3,2% rispetto all'anno precedente. Tale crescita segue la forte riduzione (-5,7%) registrata nel 2009.

Negli ultimi dieci anni, la produzione lorda di energia elettrica è cresciuta in media di oltre il 2% all'anno, attestandosi nel 2010 su un valore di circa 298 TWh. La capacità di generazione installata ha raggiunto i 110 GW, contro una domanda elettrica di picco pari a 56,4 GW (il picco storico è stato di 56,8 GW nel 2007). Il 71% della potenza installata è di centrali termoelettriche tradizionali, pari a 78,4 GW (+1,7 GW rispetto all'anno precedente).

Nel 2010, nel mix della produzione termoelettrica lorda il gas rappresenta il 67,4% (contro un 44,7% nel 2000), i prodotti petroliferi il 4,7% (in forte diminuzione rispetto al 39,3% del 2000), il carbone il 16,6% (12% nel 2000) (figura 2.14).

**Figura 2.14 – Il mix delle fonti nel termoelettrico. Anni 1975-2010**



Fonte: elaborazione ENEA su dati GRTN/TERNA

Dal 2000 al 2010, il peso percentuale della produzione termoelettrica è calato di quasi 4 punti percentuali, a vantaggio della quota da rinnovabili, tendenza che si registra anche a livello OECD<sup>36</sup>.

Dopo gli interventi di ampliamento realizzati negli ultimi anni, la rete di trasmissione ha raggiunto nel 2010 una consistenza di 10.580 km di linee a 380 kV, 11.308 km di linee a 220 kV e 40.712 km di linee a 150-132 kV. Dalla seconda metà degli anni 90, il peso delle perdite di rete è rimasto quasi invariato: intorno al 6% dei consumi, mentre nel 1996 rappresentavano il 6,4% degli stessi. Nel 2010, vi è stato un incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV, aumentate del 35,5%), è relativo all'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli *asset* della RTN.

Le linee appartenenti alla categoria 500 kV a corrente continua sono quasi raddoppiate in termini numerici per l'implementazione del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla Penisola Italiana.

La rete elettrica continua a essere caratterizzata da strozzature che causano costi non indifferenti di congestione e distorsioni sui prezzi del mercato all'ingrosso, soprattutto nelle due maggiori isole, scarsamente collegate al continente.

Per cercare di porre rimedio a questa situazione, il gestore di rete, Terna SpA, negli ultimi anni ha intensificato gli investimenti, passati tra il 2007 e il 2009 da circa 548 a 860 milioni di euro. Tali investimenti sono finalizzati essenzialmente alla costruzione di nuove linee di trasporto e stazioni di trasmissione nelle zone del paese maggiormente congestionate.

Degna di nota è l'entrata in funzione a fine 2009 del cosiddetto SA.PE.I., il cavo che collega la Sardegna al continente e che dovrebbe contribuire a un riallineamento dei prezzi zonal.

Il nuovo piano strategico per il periodo 2010-2014 prevede un ulteriore sforzo, portando gli investimenti programmati da 3,4 a 4,3 miliardi di euro in cinque anni. Di questi circa 3,3 miliardi riguardano lo sviluppo della rete nazionale e circa 650 milioni di euro sono destinati alle interconnessioni con l'estero.

### 2.5 Fonti rinnovabili

Il consumo complessivo di fonti rinnovabili nel 2010 ha raggiunto i 22,7 Mtep con un incremento del 12,3% rispetto al 2009.

L'uso di fonti rinnovabili in campo energetico in Italia nel 2010 ha rappresentato il 12,2% del consumo totale, in aumento rispetto all'11,2% dell'anno precedente, ed è per il 76,5% costituito da rinnovabili elettriche. Tra queste ultime la fonte idrica da apporti naturali è quella preponderante, con una quota del 66,4%, seguita dalle bioenergie (biomasse, biogas e bioliquidi) usate in centrali termoelettriche con una quota del 12,2%, dalla fonte eolica con una quota dell'11,9%, dalla geotermia con una quota del 7,0% e dalla fonte fotovoltaica con una quota del 2,5%.

La produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili è aumentata da 69,3 miliardi di kWh (TWh) nel 2009 a 77,0 TWh nel 2010, con un incremento di 7,7 TWh (+11,1%). Secondo dati provvisori, a fine 2011 tale produzione ha raggiunto 94 TWh, avvicinandosi in pratica all'obiettivo europeo al 2020 del 26% (circa 100 TWh), con 8 anni di anticipo.

Tale andamento di segno positivo è il risultato di una crescita che coinvolge tutte le varie fonti rinnovabili. La maggior produzione idroelettrica, stante la sostanziale invarianza della capacità produttiva, è dovuta essenzialmente alla maggior disponibilità di acqua nei bacini e corsi fluviali.

---

<sup>36</sup> Nei paesi OCSE, nel 2010, si è avuto una diminuzione della generazione termica di 300 TWh, portando il valore sotto i livelli del 2007, e un aumento dell'apporto da rinnovabili, anche se, complessivamente, i livelli di consumo di gas rimangono elevati.

L'incremento delle altre fonti rinnovabili utilizzate per la produzione elettrica è avvenuto, invece, in conseguenza dell'incremento del parco di generazione, soprattutto eolico e fotovoltaico, giunti rispettivamente a 5,8 GW e 3,5 GW, sulla spinta dei vari meccanismi d'incentivazione legati al sistema dei Certificati Verdi ed al Conto Energia. L'eolico ha registrato nel 2010 un incremento di 2,6 TWh (+39,5%); la produzione termoelettrica da bioenergie è aumentata di 1,9 TWh (+24,9%); la produzione fotovoltaica ha raggiunto 1,9 TWh, con incremento di 1,2 TWh (+182%) rispetto al 2009. Più contenuta, invece, la crescita della produzione geotermoelettrica con +0,03 TWh (+0,6%).

L'utilizzo delle fonti rinnovabili per usi diversi dalla trasformazione in energia elettrica è prevalentemente rappresentato dall'impiego di legna da ardere e *pellets* per il riscaldamento nel settore civile, per un ammontare pari a 2,1 Mtep nel 2010. Da segnalare il forte sviluppo sul mercato italiano dei biocarburanti ed in particolare del biodiesel. Nel 2010, per effetto dell'obbligo di miscelazione al 3,5% dei carburanti impiegati si è ottenuta un'immissione in consumo di circa 1,4 milioni di tonnellate di biodiesel, per la quasi totalità nel settore dei trasporti.

## 2.6 I prezzi dell'energia

Nel 2010, il prezzo FOB del greggio importato in Italia ha raggiunto un livello medio di 77,93 dollari/bl. (+30,2% rispetto al 2009), confermando il trend di crescita positivo pre-crisi (tabella 2.10).

**Tabella 2.10 – Prezzi medi FOB in \$/b del greggio importato in Italia**

<b>A N N O</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
Gennaio	37,06	56,94	50,97	88,64	40,29	74,87
Febbraio	41,72	57,02	52,40	91,26	41,31	73,81
Marzo	48,06	57,13	57,13	99,53	44,67	77,53
Aprile	48,36	64,05	62,56	106,40	48,31	81,59
Maggio	44,85	65,31	64,30	117,43	53,29	74,41
Giugno	49,45	63,63	67,23	127,47	64,90	72,48
Luglio	53,22	67,56	72,64	129,02	64,18	73,05
Agosto	58,83	69,42	69,97	111,28	71,72	75,98
Settembre	59,65	61,73	72,89	99,69	68,08	75,50
Ottobre	54,55	55,38	78,06	73,53	70,98	81,67
Novembre	52,08	55,01	87,89	55,72	75,54	83,18
Dicembre	51,88	58,62	89,67	40,83	74,58	89,02
Media nell'anno	50,19	60,85	68,80	95,24	59,87	77,93

Fonte: MSE

Fatta eccezione per i mesi estivi, i prezzi dei prodotti petroliferi, hanno registrato rialzi consecutivi nel corso del 2010, terminando a fine anno su livelli più elevati rispetto all'inizio. Per la benzina, il prezzo industriale medio si è incrementato del 23,7% rispetto al livello medio del 2009; il gasolio auto ha evidenziato in media d'anno un aumento del 23,3% del prezzo industriale; andamento analogo per il gasolio da riscaldamento, che ha registrato un incremento del 24,5%. Maggiore (+31,4%), invece, il rialzo del prezzo industriale medio dell'olio combustibile BTZ (a basso tenore di zolfo).

Per l'energia elettrica, i prezzi del "servizio di maggior tutela"<sup>37</sup>, calcolati trimestralmente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono diminuiti del 6,0% tra il IV trimestre del 2009 e quello 2010, passando dai 16,6 ai 15,6 cent€/kWh (comprensivi di imposte). La contrazione è attribuibile alla riduzione della componente relativa ai costi di energia e approvvigionamento, sia per effetto di una diminuzione dei margini dei produttori di energia elettrica, sia per il conseguimento di maggiore efficienza nel servizio di dispacciamento. La componente relativa agli oneri generali di sistema, invece, risulta in aumento (+14,7%) principalmente per effetto dell'incremento della componente A3 relativa alla incentivazione della produzione da fonti rinnovabili.

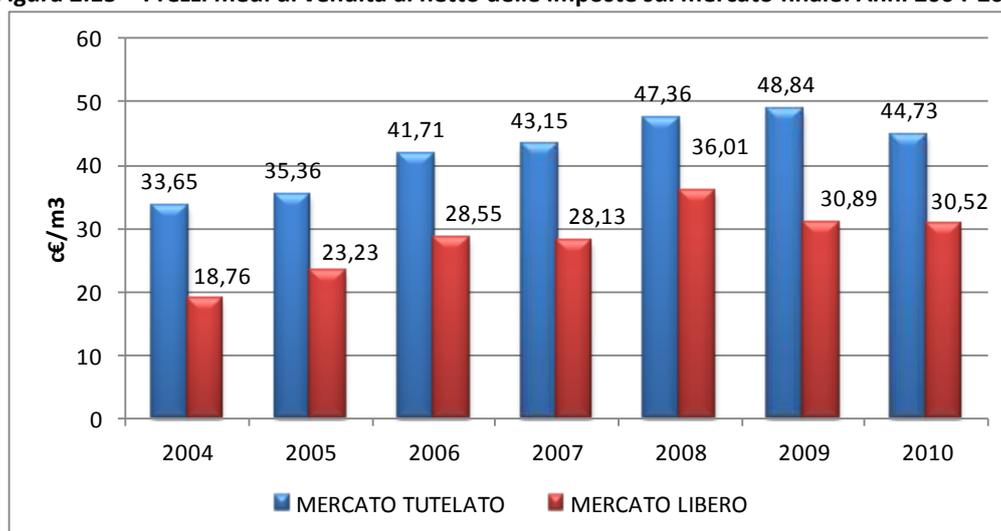
<sup>37</sup> Trattasi di prezzi applicati ad un consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

A partire dal 1° luglio del 2010, ai clienti domestici che usufruiscono del servizio di maggior tutela e che siano dotati di misuratori elettronici programmati per fasce orarie, sono applicati i corrispettivi relativi al prezzo dell'energia e del servizio di dispacciamento (cosiddetti corrispettivi PED) differenziati per fasce orarie. I prezzi biorari hanno lo scopo di trasferire ai clienti segnali di prezzo più aderenti ai costi del sistema, attribuendo un prezzo più elevato all'uso dell'energia nei giorni lavorativi (dalle 8,00 alle 19,00), favorendo così un uso più consapevole ed efficiente dell'energia elettrica.

Nel settore del gas naturale, tra il quarto trimestre del 2009 e quello del 2010 il prezzo medio nazionale per i consumatori domestici comprensivo di imposte è passato dai 67,5 ai 74,1 cent€/m<sup>3</sup>, con un aumento del 9,8% cui hanno contribuito soprattutto la componente dei costi delle materie prime (35,6% del prezzo totale del gas) e quella fiscale (36,8%). Dal 1° ottobre è entrata in vigore una modifica della formula con cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas aggiorna trimestralmente il prezzo di riferimento per le famiglie e i piccoli consumatori, al fine di trasferire appena possibile alcuni vantaggi di prezzo che emergono sui mercati internazionali all'ingrosso del gas.

Per ciò che concerne i prezzi sul mercato libero e tutelato, l'analisi dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2010 evidenzia che il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute) praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, al netto delle imposte è stato pari a 34,85 c€/m<sup>3</sup>, in diminuzione a partire del 2008 dell'11,2%. Nel 2010, i clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,73 c€/m<sup>3</sup>, mentre quelli del mercato libero 30,52 c€/m<sup>3</sup> (al netto delle imposte) (figura 2.15). Rispetto al 2009, il differenziale di prezzo sui due mercati è diminuito passando da 18 a 14 c€/m<sup>3</sup>. poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se confrontato alla diminuzione del prezzo sul mercato tutelato. Analizzando i dati a partire dal 2004, il massimo del prezzo sul mercato tutelato si è avuto nel 2009, mentre è stato nel 2008 per il mercato libero. Per i clienti del mercato tutelato si può osservare in generale come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente: il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 8,19 sino a 17,56 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m<sup>3</sup> <sup>38</sup>. Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 16,96 c€/m<sup>3</sup> in più dei grandi consumatori.

Figura 2.15 – Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale. Anni 2004-2010



Fonte: AEEG

<sup>38</sup> La classe di clienti in assoluto più elevata con consumi superiori a 20 M(m<sup>3</sup>) non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal Testo integrato sulla vendita gas, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumino più di 200.000 m<sup>3</sup> all'anno) da ottobre 2010, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Un confronto dei prezzi dell'elettricità e del gas vigenti nei paesi dell'Unione Europea evidenzia una situazione differenziata a seconda della classe di consumo.

Per l'energia elettrica, i consumatori domestici con classe di consumo tra 1.000 e 2.500 kWh annui hanno pagato, nel secondo semestre 2010, un prezzo inferiore del 15% rispetto alla media dell'Area Euro. Al contrario, per la classe di consumo più elevata (2.500-5.000 kWh annui) nonché per i consumatori industriali (500-2.000 MWh annui), il prezzo praticato in Italia è superiore rispetto a quello medio dell'Area, rispettivamente del 7,4% e del 22,1%, anche se vi è una progressiva riduzione del differenziale. Negli ultimi due anni (secondo semestre 2008-secondo semestre 2010), la riduzione complessiva del differenziale nei confronti dei paesi dell'Area Euro è del 75% per i consumi domestici di classe più elevata e del 34% per i consumatori industriali.

Per l'anno 2010, il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si colloca su livelli superiori a quelli medi europei, al lordo delle imposte, con differenziali positivi progressivamente crescenti per le classi di consumo più alte a causa di un livello di imposizione fiscale relativamente più elevato rispetto alla media dei paesi europei. I prezzi lordi pagati dalle imprese italiane per l'utilizzo del gas (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si collocano su livelli superiori alla media europea per la classe di consumo più bassa fino a 26 k(m<sup>3</sup>)/anno, con uno scostamento positivo intorno al 5%, e inferiori per i livelli di consumo più elevati. Per quanto riguarda i prezzi al netto delle imposte, i livelli registrati risultano in linea con la media europea, con piccole variazioni positive o negative per tutte le classi di consumo.

Sulla base dei dati diffusi da Eurostat sugli indici dei prezzi al consumo armonizzati (IPCA), nel 2010 la voce elettricità ha evidenziato un aumento medio nell'Area Euro dell'1,7%, rispetto alla riduzione evidenziata per l'Italia (-6,8%). Per quanto riguarda la voce gas dell'IPCA, la variazione media per il 2010 nell'Area Euro è stata del -2,9%, rispetto al -2,5% dell'Italia.

### 2.7 Struttura dei mercati energetici

La struttura dei mercati energetici, nonostante l'avviato processo di liberalizzazione, è ancora condizionata da pochi operatori e limitata da carenze nelle infrastrutture di rete in particolare nel Mezzogiorno. La possibilità per i consumatori finali di passare al mercato libero, consentita dal 2003 per il gas e dal 2007 per l'elettricità, è sfruttata ancora oggi da un numero limitato di utenti.

Nel 2010 Eni detiene ancora una quota dell'83,3% della produzione nazionale e del 39,2% delle importazioni di gas. La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la rete nazionale e 9 per la rete regionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali il segmento del trasporto gas non è mutato rispetto agli anni passati: il principale operatore del trasporto possiede 31.680 km di rete sui 33.768 di cui è composto il sistema nazionale.

Per quanto riguarda le reti di distribuzione, prosegue il processo di riassetto industriale che sta portando numerose operazioni di fusione e acquisizione, con una riduzione del numero complessivo delle imprese, arrivate a fine 2010 a 248 unità.

Nel settore della generazione elettrica esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'Enel, si è ridotto al 28,1% del totale della produzione nazionale nel 2010, contro il 38% nel 2005. Tuttavia, in specifiche zone geografiche del Paese il livello di competizione sul mercato è ancora lontano da quello proprio di mercati compiutamente concorrenziali, per insufficienze di tipo infrastrutturale. Le situazioni più critiche si registrano nelle zone di Sicilia e Sardegna, a causa della inadeguatezza delle interconnessioni tra il sistema elettrico delle Isole e quello dell'Italia peninsulare. Le Isole sono strutturalmente caratterizzate ancora oggi da livelli di prezzo sensibilmente superiori a quelli del Continente, anche se tale divario è destinato a ridursi per effetto delle nuove infrastrutture programmate per il periodo 2011-2015.

La Sardegna sta già beneficiando del più esteso periodo di attività della nuova interconnessione con il continente (cavo Sardegna-Penisola Italiana, c.d. SA.PE.I.). I valori medi annui della capacità di interconnessione Sardegna-Continente e Continente-Sardegna del 2010 sono infatti cresciuti rispettivamente di circa 150 MW (da circa 150 MW a circa 300 MW) e di circa 80 MW (da circa 160 MW a circa 240 MW) rispetto ai medesimi valori medi annui del 2009. Con riferimento alla Sicilia, invece, occorrerà attendere l'entrata in operatività della linea Sorgente-Rizziconi nel 2014 per registrare un significativo incremento della capacità massima di interconnessione dalla Sicilia al Continente (da 600 MW a 1.500 MW) e dal Continente alla Sicilia (da 100 MW a 1.100 MW).

Nel 2010, i volumi complessivamente scambiati sui diversi mercati dell'energia gestiti dal GME hanno registrato il loro massimo storico, attestandosi a 457 TWh (+14%). Nel 2010 è stato anche registrato il nuovo massimo di società iscritte ai mercati elettrici del GME, salite a 202, il più rilevante incremento osservato dalla partenza della borsa (+41%). L'aumento ha interessato tutti i mercati. Sul Mercato del Giorno Prima (MGP) il prezzo all'ingrosso dell'elettricità ha registrato una sostanziale stabilità della sua media annua. In particolare, il Prezzo Unico Nazionale (PUN) si è attestato a 64,12 €/MWh, mantenendosi sui valori del 2009. Relativamente al suo andamento mensile, il 2010 ha evidenziato una ridotta volatilità del PUN. Dopo i picchi estivi di luglio e agosto, vi è stato un lento e graduale ritorno ai valori di inizio anno.

Lo sviluppo della concorrenza nell'attività di vendita, sia dell'elettricità che del gas, ha fatto emergere alcune criticità nei processi amministrativi attraverso cui i consumatori passano da un fornitore ad un altro (c.d. *switching*). Al fine di ovviare alle disfunzioni di tali processi che possono rallentare lo sviluppo della liberalizzazione, impedendo ai consumatori di beneficiare delle opportunità derivanti dalla competitività del settore, la Legge n. 129/2010 ha istituito, presso la società Acquirente unico, il Sistema informativo integrato (SII). Attraverso il SII saranno gestiti in modo centralizzato i flussi di comunicazione tra i diversi operatori dei mercati liberalizzati, con l'effetto di ridurre la complessità del sistema oggi in vigore. Grazie al SII si potrà monitorare il corretto ed efficiente svolgimento del processo di *switching* dei clienti nonché gestire la morosità dei clienti finali.

L'Indagine realizzata dall'Autorità per l'energia e il gas<sup>39</sup> ha evidenziato che la percentuale di clienti sul totale che nel 2010 ha cambiato fornitore di gas (*switching*) è stata complessivamente pari al 4,5% (più che raddoppiata rispetto all'anno precedente), ovvero al 33,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. Le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti dato che all'ampliarsi dei volumi di consumo si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare sia la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli.

**Tabella 2.11 – Tassi di *switching* nel settore gas per settore e per classi di consumo (valori percentuali)**

Clienti per settore e classe di consumo annuo	2010		2009	
	Clienti	Volumi	Clienti	Volumi
Domestico	4,4	4,8	1,8	2,4
Condominio uso domestico	5,2	7,7	3,5	7,2
Altri usi	5,1	43,4	4,1	45,3
di cui:				
fino a 5.000 m <sup>3</sup>	4,0	4,9	3,3	5
5.000 - 200.000 m <sup>3</sup>	8,6	10,6	7,3	10,5
200.000-2.000.000 m <sup>3</sup>	21,0	23,9	19,1	22,2
2.000.000-20.000.000 m <sup>3</sup>	38,2	41,2	34,4	37,5
oltre 20.000.000 m <sup>3</sup>	58,1	53,3	52,6	58,9
Totale clienti	4,5	33,1	2,0	44,2

Fonte: elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

<sup>39</sup> Relazione annuale dell'autorità per l'energia e il gas – Anno 2011.

La percentuale di clienti sul totale che nel 2010 ha cambiato fornitore di elettricità (*switching*) è stata complessivamente pari al 25,7% in termini di volumi distribuiti e ha coinvolto il 5,9% della clientela del mercato elettrico. Il 4,1% dei clienti domestici e il 12,4% dei clienti non domestici ha cambiato fornitore. Tra i clienti non domestici il segmento che ha maggiormente cambiato fornitore è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

## 2.8 Domanda di energia

### 2.8.1 Consumi e intensità energetiche a livello di utilizzatori finali

Nel 2010, gli impieghi di energia nei settori di uso finale, esclusa l'agricoltura, hanno mostrato decisi segnali di ripresa, soprattutto l'industria, in forte calo negli ultimi anni. Il settore industriale tuttavia fa registrare una perdita di importanza relativa nel mix di copertura dei consumi finali, mentre crescono le quote del civile e trasporti.

La struttura del mix energetico dei consumi di settore evidenzia il predominio del gas e dell'energia elettrica nei settori industriale (oltre il 72% sul totale consumi) e civile (oltre il 56%) e quello dei prodotti petroliferi nel settore dei trasporti (93%). Nell'ambito del trasporto su strada, si registra una progressiva sostituzione della benzina con il gasolio per autotrazione.

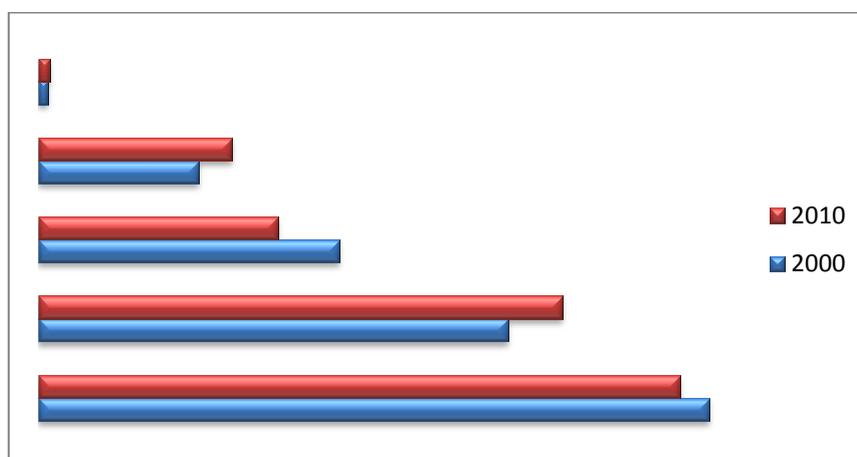
Di seguito le informazioni statistiche di dettaglio, relative ai singoli settori utilizzatori finali di energia.

#### Settore industria

Nel 2010, la domanda di energia nell'industria, pari a 32,1 Mtep, è cresciuta del 7,3% rispetto al 2009, con una ripresa dei consumi di gas e di energia elettrica (in decrescita dal 2007), e un deciso aumento dei combustibili solidi.

Nel 2010, il settore industriale assorbe oltre il 97% del totale impieghi finali di combustibili solidi (3,9 Mtep), il 40,6% di energia elettrica (10,5 Mtep), il 30% di gas naturale (12,8 Mtep), il 7,7% di prodotti petroliferi (4,9 Mtep) e il 4,5% di rinnovabili non elettriche (0,2 Mtep). Il mix delle fonti impiegate nell'industria nel 2010 rispetto al 2000, (figura 2.16), evidenzia la diminuzione del peso del gas naturale, che rimane ancora oggi la fonte più utilizzata, e la progressiva crescita del contributo dell'energia elettrica (oltre 11 punti percentuali). I combustibili solidi hanno anch'essi incrementato l'incidenza percentuale, anche se in termini assoluti il valore del 2010 eguaglia quello del 2000. Il contributo dei prodotti petroliferi diminuisce, mentre aumenta il peso delle rinnovabili.

Figura 2.16 – Mix energetico nell'industria (valori percentuali)

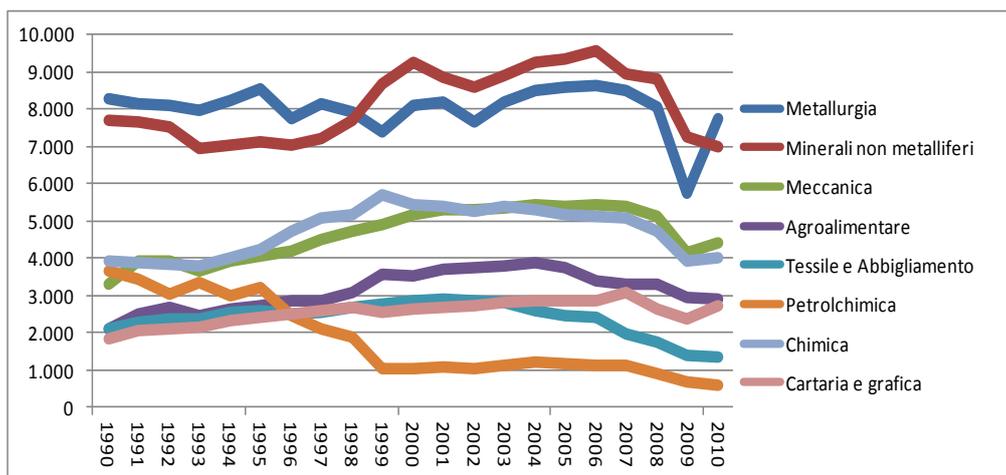


Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

L'andamento nel corso degli anni della domanda di energia nell'industria, evidenzia un incremento tra il 1990-2005 del 12,6% e una riduzione del 21,7% nel periodo 2005-2010, su cui ha inciso in maniera determinante il crollo della produzione nel 2009, anche se l'industria italiana aveva già evidenziato segnali di rallentamento prima dell'avvio della crisi.

In riferimento al periodo 2005-2009, tutti i settori di attività dell'industria manifatturiera evidenziano consistenti riduzioni dei consumi energetici, in particolare: Tessile (-42,7%), Metallurgia (-33,2%), Meccanica (-23,8%), Minerali non metalliferi (-22,5%), Chimica (-24,4%) e Petrolchimica (-41%). La ripresa nel 2010 ha invece riguardato solo alcuni settori: Metallurgia (+34,9%), Meccanica (+6,5%), Cartaria e grafica (+14,6%) e Chimica (+1,3%) (figura 2.17).

**Figura 2.17 – Consumi finali per settore di attività. Anni 1990-2010**

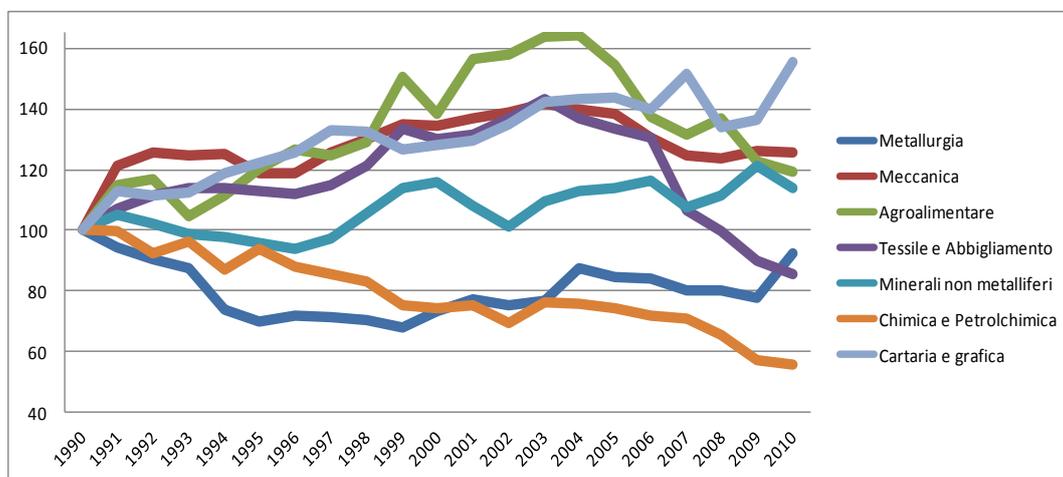


Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

L'intensità energetica del settore industriale nel suo complesso mostra lo stesso andamento del consumo energetico: è crescente fino al 2004, mentre dal 2005 evidenzia l'inizio di una fase decrescente, che si è andata accentuando sino al 2009, anche se con un'intensità minore di quella del consumo energetico.

Nel 2010, l'intensità energetica, pari a 132,5, tep/M€00, è nuovamente in crescita (+5,1% rispetto all'anno precedente), per effetto di una ripresa del consumo energetico superiore a quella del Valore Aggiunto. Il trend dell'intensità energetica per settore di attività mette in evidenza percorsi fortemente differenziati (figura 2.18).

**Figura 2.18 – Intensità energetica nel manifatturiero per settore di attività (base 1990=100)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Si sottolinea, in particolare, l'aumento nel 2010 dell'intensità energetica dei settori Metallurgia (+19,5 rispetto al 2009) e Carta e grafica (+13,9%), legato ad una ripresa della performance economica e al forte aumento del consumo energetico in ambedue i settori. Tutti gli altri comparti industriali confermano l'andamento di segno negativo, iniziato già a partire dal 2005.

L'industria tessile, in particolare, nel periodo 2005-2009, ha annotato la più alta contrazione dell'intensità energetica (-32,7%), come conseguenza di un crollo del Valore Aggiunto inferiore a quello del consumo energetico; seguono i settori Chimica e Petrolchimica (-23%) e il settore Agroalimentare (-20%).

Occorre sottolineare che l'indicatore di intensità energetica, come è noto, non è in grado di cogliere i progressi conseguiti in termini di efficienza energetica<sup>40</sup>.

Il problema si pone in particolar modo per il settore industria. Anche quando si individua un settore come quello della chimica, ad esempio, bisogna ricordare che si tratta pur sempre di un settore che aggrega produzioni notevolmente diverse, anche in termini di intensità energetica, quali la chimica di base, la chimica fine e la farmaceutica, per fermarsi ad un livello di aggregazione appena inferiore.

La crisi economica che ha prodotto un crollo dei consumi diffuso in tutti i settori, inoltre, rende ancora più difficile la lettura di questo indicatore.

La valutazione delle performance di efficienza di efficienza nei diversi settori può essere fatta mediante indici di efficienza energetica che mettono in relazione il consumo energetico per produrre beni e/o servizi con la quantità di beni e/o servizi prodotta. In particolare, si fa riferimento all'indice ODEX<sup>41</sup>, sviluppato nell'ambito del progetto ODYSSEE-MURE<sup>42</sup>.

Secondo tale indice, nel periodo 1990-2009, l'industria manifatturiera ha fatto registrare un miglioramento dell'efficienza energetica pari al 9,9%.

Chimica e siderurgia sono i settori che hanno realizzato le migliori *performances*: l'incremento di efficienza è stato rispettivamente pari al 38,8% e al 17,9%; meccanica e minerali non metalliferi hanno, invece, evidenziato le maggiori perdite di efficienza: 45,7% la prima e 22,5% il secondo. Significativi miglioramenti si osservano a partire dal 2005 anche per il tessile, mentre altre branche, quali cemento e metalli non ferrosi, hanno registrato un peggioramento dell'efficienza energetica, particolarmente pronunciato nel 2008 e 2009.

## Settore civile

Nel 2010, i consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono stati pari a 49,1 Mtep (+5,9 rispetto al 2009) e l'intensità energetica si è attestata a 39,9 tep/M€00 (+4,6%).

L'intensità energetica del settore civile, nel periodo 2000-2010 ha registrato nel suo complesso un incremento di circa 21%, trainata dall'aumento dei consumi di gas e di energia elettrica. In particolare nel settore elettrico, l'incremento è rappresentato dalla diffusione degli impianti di

---

<sup>40</sup> L'intensità energetica, infatti, è un indicatore ottenuto dal rapporto tra due grandezze statistiche quali il consumo di energia (misurato secondo un'unità energetica) e un indicatore di attività (misurato in unità monetarie). L'efficienza energetica è, invece, un indicatore tecnico-energetico definito dal rapporto fra l'energia impiegata in un processo e il lavoro utile da essa ottenuto in termini fisici.

<sup>41</sup> L'indice ODEX viene determinato per i principali settori di utilizzo dell'energia e per l'intera economia. Questo indice, calcolato a partire dal 1990, misura la variazione di efficienza registrata a partire da tale anno, il cui valore è posto uguale a 100.

<sup>42</sup> Odyssée è un progetto europeo coordinato da Ademe (Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'énergie), nell'ambito del programma Save della Commissione europea, che vede coinvolti tutti i principali Enti nazionali energetici dell'UE(15) facenti parte dell'European Energy Network (EnR). Ha l'obiettivo di definire e calcolare degli indicatori di efficienza energetica a livello aggregato, settoriale e di uso finale per monitorare, con cadenza annuale, i progressi di efficienza energetica, a livello nazionale ed europeo.

climatizzazione estiva (si stima 1 milione di nuove installazioni/anno di condizionatori). Nel 2011 si stima che il numero di condizionatori installati sia intorno a 14 milioni di unità<sup>43</sup>.

Occorre, tuttavia, analizzare, all'interno del settore civile, la differente caratterizzazione dei consumi nei due sottosectori, residenziale e terziario, soffermandosi, in particolare, sugli indicatori di intensità energetica e di *performance* in termini di efficienza calcolati nel database ODYSSEE.

### Settore residenziale<sup>44</sup>

Nel 2009, il consumo energetico del settore residenziale è stato di 26,0 Mtep, con un incremento del 3,2% rispetto al 2008. La principale fonte energetica utilizzata, il gas naturale, ha registrato un aumento del 5,0%; incrementi si sono registrati anche per la legna (+8%) e per l'energia elettrica (+0,8%). Le altre fonti energetiche hanno subito tutte una riduzione del consumo. I consumi, dopo la contrazione verificatasi nel periodo 2005-2007, sono tornati a salire negli ultimi due anni: fra questi si segnala il maggior utilizzo di gas naturale, che nel 2009 costituisce quasi il 55% del consumo totale. L'incremento del consumo di gas naturale è imputabile in parte all'andamento climatico e in parte alla diffusione delle pompe di calore a gas naturale, utilizzate anche per la climatizzazione estiva.

Secondo dati ODYSSEE<sup>45</sup>, l'evoluzione del consumo di energia per abitazione mostra per l'Italia una riduzione del 2,6% del valore 2009 rispetto al 2000; questa variazione è notevolmente al di sotto della corrispondente variazione della UE27 (-11,7%) e delle riduzioni ottenute da Germania, Francia e, soprattutto, dal Regno Unito (oltre il 15%).

Per quel che riguarda il consumo elettrico per abitazione, si rileva come in Italia si è registrata una lieve riduzione dell'1,8%, collegata all'acquisto e all'utilizzo da parte dei consumatori di apparecchi elettrici più efficienti, mentre negli altri paesi europei tale indicatore ha avuto variazioni di segno positivo, soprattutto in Francia (+10%).

Il consumo termico per abitazione in Italia è invece leggermente aumentato, al contrario di quanto verificatosi per la maggior parte dei paesi europei.

Nel complesso, la riduzione dei consumi di energia elettrica per abitazione è stata parzialmente neutralizzata dal concomitante incremento del consumo unitario per riscaldamento, su cui ha pesato una insufficiente applicazione delle normative nazionali di miglioramento dell'efficienza degli edifici.

Se si fa riferimento all'indice ODEX, il settore residenziale è quello che ha registrato il miglior risultato in termini di efficienza energetica. Nel periodo 1990-2009, l'incremento complessivo di efficienza energetica è stato pari al 23,9%.

### Settore servizi<sup>46</sup>

Nel 2009, il consumo energetico del settore dei servizi è stato pari a 20,0 Mtep, con un incremento del 2,2% rispetto al 2008. Le principali fonti energetiche utilizzate, gas naturale ed energia elettrica, che nel 2009 hanno soddisfatto il 96,7% del consumo totale, sono cresciute rispettivamente del 3,9% e dell'1,4% rispetto al 2008, confermando il trend degli anni precedenti.

---

<sup>43</sup> UTEE- ENEA.

<sup>44</sup> Rapporto Efficienza energetica. UTEE- ENEA.

<sup>45</sup> Per quanto concerne l'intensità energetica del settore residenziale il database ODYSSEE fornisce degli indicatori di performance ma, per ovvie ragioni, non rapportati alla variabile PIL o al Valore Aggiunto. Il consumo di energia è prevalentemente legato alla domanda abitativa ed è calcolato con base pro capite o per famiglia. In genere, il consumo di energia dipende sia dalla dimensione che dalle caratteristiche delle abitazioni che dal numero di persone che vi risiedono. Al diminuire dei componenti per famiglia, il consumo di energia per famiglia tende a ridursi, mentre aumenta il consumo pro capite.

<sup>46</sup> Rapporto Efficienza energetica. UTEE- ENEA.

L'andamento del consumo elettrico ha mostrato un modesto calo per il settore del commercio e dell'intermediazione monetaria e finanziaria (credito), mentre per gli altri settori si è registrata una lieve crescita.

Il consumo elettrico per addetto ha confermato il trend crescente, anche se di minore intensità, rilevato negli anni precedenti; l'unica eccezione è quella relativa al settore del credito.

Nel 2009, l'intensità energetica e l'intensità elettrica hanno registrato rispetto all'anno precedente un incremento rispettivamente del 4,9% e del 4,1%, in linea con le tendenze del periodo 1990-2009. Tali indicatori per l'Italia ricalcano l'andamento crescente dei consumi energetici, a fronte di un trend del valore aggiunto sostanzialmente stabile nel tempo. Si rileva che i consumi energetici in tale settore mutano indipendentemente dalle variazioni del Valore Aggiunto settoriale.

I dati sull'intensità energetica a livello UE mostrano per contro dei trend in diminuzione.

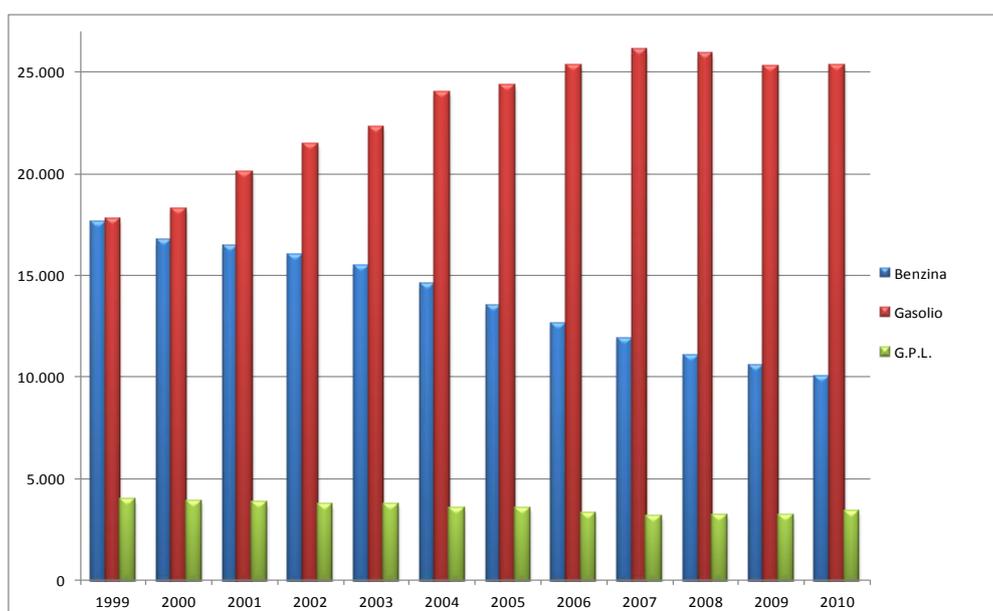
### Settore trasporti

Nel 2010 i consumi finali di energia nel settore trasporti (42,4 Mtep<sup>47</sup>) hanno registrato una lieve diminuzione rispetto al 2009 (-0,2%). Nel 2010, rispetto al 2009, sono ulteriormente calati i consumi di benzina (-5,8%), in linea con gli anni precedenti, mentre il consumo di gasolio è rimasto pressoché stazionario; si registra la crescita del GPL (5%) e di gas naturale (14%). La quota di biodiesel nel consumo totale è in crescita e nel 2009 è risultata pari al 2,5%.

Il trend dei consumi nel settore trasporti (1990-2010) evidenzia un aumento progressivo fino al 2007 e, a partire dal 2008, un'inversione di tendenza a causa della crisi economica che ha prodotto una riduzione dei consumi sia del trasporto passeggeri sia del trasporto merci.

Secondo l'analisi per fonti energetiche, si rileva la quasi totale dipendenza del settore trasporti dai prodotti petroliferi. Tale situazione appare ben radicata nel tempo. Si evidenzia tuttavia una tendenza alla sostituzione delle benzine prevalentemente con il gasolio (figura 2.19). Questo rappresenta nel 2010 più del 60% dei consumi finali.

**Figura 2.19 – Consumi di prodotti petroliferi (migliaia di tonnellate)**



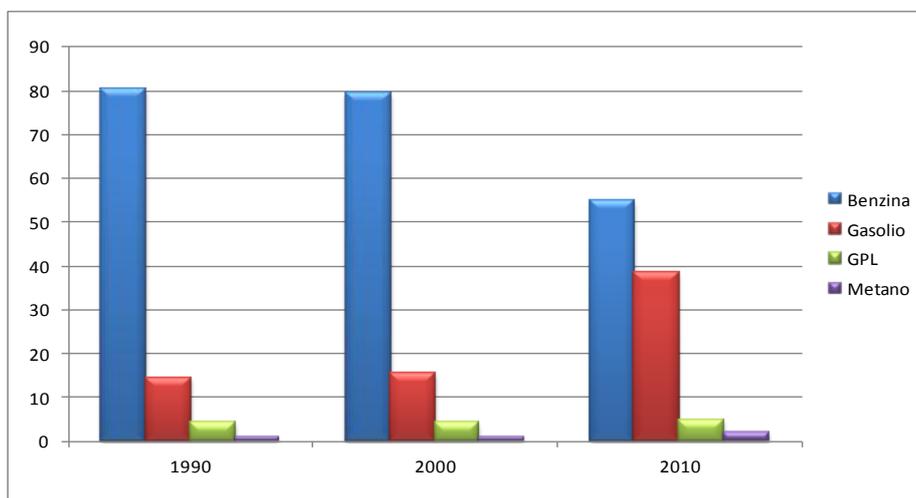
Fonte: elaborazione ENEA su dati UP

<sup>47</sup> Bilancio Energetico Nazionale 2010. MSE.

Grazie agli incentivi statali, il consumo di GPL e gas naturale è aumentato progressivamente, ma senza arrivare a percentuali significative rispetto ai carburanti tradizionali: nel 2009 GPL e metano rappresentano solo il 3% e il 2% dei consumi su strada<sup>48</sup>.

Come si vede dalla figura 2.20, le vetture diesel sono arrivate a rappresentare il 38,8% del parco autovetture circolanti (contro il 15,4% del 2000), mentre le autovetture a GPL e metano incidono rispettivamente del 5% e 1,9%.

**Figura 2.20 – Parco autovetture circolanti per tipologia di carburante (percentuali)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati MSE

Dei consumi complessivi, circa i due terzi sono dovuti al trasporto passeggeri, la restante parte al trasporto merci, e sono entrambi dominati dalla modalità stradale. Nel 2010, il trasporto su strada assorbe il 62% delle tonnellate-km di merce complessivamente trasportata e il 91,9% del traffico passeggeri (passeggeri-km)<sup>49</sup>.

Nel 2009 rispetto al 2008, tutte le modalità di trasporto hanno avuto tassi di crescita dei consumi negativi. In particolare, la riduzione è stata pari al 4,3% per il trasporto su strada, all'8,8% per il trasporto aereo, che aveva i tassi di crescita maggiori, e all'1,7% per il trasporto ferroviario.

Nel periodo 1999-2009, sempre secondo dati ODYSEE, l'Italia, che ha ridotto la propria intensità energetica nel settore trasporti di meno della metà rispetto alla Francia, presenta una quota del segmento autovetture, in passeggeri-chilometro, pressoché costante e un modesto aumento nell'impiego del trasporto ferroviario e del trasporto pubblico. Questo risultato indica chiaramente la necessità di perseguire con maggiore efficacia politiche di trasferimento modali nel nostro Paese<sup>50</sup>.

L'indice ODEX calcolato per il settore trasporti indica, per il periodo 1990-2009, un incremento di efficienza energetica di appena l'1,1%.

### 2.8.2 Efficienza energetica: potenzialità per settore

L'efficienza energetica rappresenta di certo la principale opzione tecnologica per la riduzione delle emissioni nel breve periodo e una componente fondamentale di qualunque strategia per la sicurezza energetica e per la competitività del sistema paese.

Il settore Civile (Residenziale + Terziario) potrebbe rappresentare il principale segmento di intervento, data la varietà di opzioni tecnologiche disponibili per soddisfare i servizi energetici

<sup>48</sup> Rapporto Efficienza energetica. UTEE- ENEA.

<sup>49</sup> Conto nazionale delle infrastrutture e dei trasporti - Anni 2009-2010.

<sup>50</sup> Rapporto Efficienza energetica. UTEE- ENEA.

richiesti nel settore (dalla climatizzazione estiva ed invernale, all'illuminazione e agli elettrodomestici bianchi) e data la vita media dei dispositivi relativamente breve. D'altra parte, l'importante contributo "potenziale" del settore deriva anche dal peso che esso ha sul totale dei consumi energetici finali (oltre il 35%), valore atteso in aumento a causa della progressiva "terziarizzazione" del Paese.

Anche gli interventi di efficienza energetica nei settori Industriale e dei Trasporti presentano importanti potenziali di abbattimento di consumi ed emissioni.

Nell'industria, se si volesse prefigurare un significativo mutamento nel mix produttivo, che privilegi la crescita di settori a bassa intensità energetica ma ad alta intensità tecnologica o di conoscenza, le possibilità di riduzione dei consumi energetici sarebbero decisamente più importanti che nell'ipotesi di un mantenimento della struttura produttiva attuale.

Nel trasporto privato parte di questo potenziale si esprime per effetto della normativa sulle emissioni medie specifiche delle autovetture nuove, di 130 gCO<sub>2</sub>/km), ma è controbilanciato dall'aumento della domanda di mobilità.

Tra i principali ostacoli al ricorso ad interventi di efficienza energetica nel settore residenziale e terziario vi è di certo l'investimento iniziale. A tale scopo, il ruolo delle ESCO (Energy Service Company) potrebbe risultare molto importante, nel momento in cui esse si facciano carico dei costi iniziali, assumendosi i relativi rischi finanziari.

La frammentazione degli incentivi, che al momento si basa su Certificati Bianchi e detrazioni fiscali, può non bastare a superare l'ostacolo dell'investimento iniziale. La possibilità di accedere ad incentivi programmabili e costanti, potrebbe invece rappresentare, in questo senso, un valido strumento per favorire interventi di efficienza energetica. In questa direzione si sta muovendo il Governo, che sta da tempo definendo il così detto "conto energia termico", che dovrebbe delineare un meccanismo di incentivazione degli interventi di efficienza energetica e del ricorso alle fonti rinnovabili termiche, simile all'attuale conto energia elettrico per la produzione di elettricità da fonte solare.

L'incentivo, che dovrebbe essere proporzionale alla quantità di calore prodotto tramite sistemi alimentati da fonti rinnovabili, o alla quantità di calore "risparmiata" (o meglio ridotta) per effetto di interventi di efficienza energetica, potrebbe far decollare anche il settore dell'edilizia. Gli interventi sull'involucro, infatti, oltre che a ridurre in maniera importante il fabbisogno di calore (e di freddo, d'estate), rappresentano un'importante occasione di "riqualificazione" e di decoro urbano, oltre a rappresentare un momento di controllo e messa in sicurezza degli immobili.

Tutto questo potrebbe essere accelerato da interventi promossi dalla pubblica amministrazione, che, specie nelle prime fasi, potrebbe rappresentare un valido esempio anche per i privati cittadini e fungere da volano per l'economia. Un aspetto assolutamente non trascurabile, è infatti rappresentato dall'indotto occupazionale che interventi di efficienza energetica potrebbero produrre sul sistema Paese.

### 3 CAMBIAMENTI CLIMATICI

#### 3.1 Recenti evidenze scientifiche

##### 3.1.1 Temperature

In base agli ultimi dati rilasciati dal NOAA, il 2011 si è configurato come un anno di apparente lieve regressione del trend di riscaldamento globale. Nella classifica comprendente le temperature medie degli ultimi 150 anni, esso si colloca all'11° posto con un eccesso pari a 0,51 °C rispetto alla media del XX secolo, registrando un lieve arretramento rispetto al 2010, anno più caldo di sempre insieme al 2005 (+0,64 °C sulla media). Il dato disaggregato colloca il 2011 all'ottavo posto per quanto concerne la temperatura media globale terrestre (+0,88 °C) e al sedicesimo per quanto riguarda quella oceanica (+0,32 °C). Nella valutazione dei dati si deve comunque tener conto che l'effetto antropico è stato fortemente compensato da una componente ciclica naturale costituita dalla cosiddetta "Niña", una struttura di circolazione delle correnti marine che si ripresenta periodicamente e tende a comportare un effetto di raffreddamento globale. In questo caso l'aspetto significativo è che tale effetto di raffreddamento, pur essendo sopraggiunto in misura assai più marcata rispetto ai precedenti del 2008 e del 1999-2000, e pur avendo interessato per intero l'anno solare massimizzando quindi l'effetto di contenimento della temperatura media, ciononostante quest'ultima è risultata ben più elevata rispetto alle precedenti occasioni e si è accompagnata ad altri record negativi, ad esempio la riduzione di superficie dei ghiacci artici<sup>51</sup>. A fine ottobre 2011 la media dei primi dieci mesi dell'anno risultava di 14,36 °C, ovvero 0,36 °C sopra la media del trentennio 1961-1990.

Questi fattori ciclici naturali, peraltro negli ultimi anni piuttosto frequenti, hanno indubbiamente spezzato l'incremento sistematico delle temperature medie anno su anno che aveva caratterizzato gli anni '90 con un aggiornamento continuo dei record. Ad esempio l'ultimo dato mensile disponibile secondo il NOAA, marzo 2012, si colloca con 13,16 °C di temperatura media globale combinata (terre emerse più oceani) "solo" al sedicesimo posto tra le temperature più alte di sempre, eccedendo di 0,46 °C la media mensile storica contro un eccesso di 0,78 °C del mese di marzo 2010 (record assoluto) segnando pertanto un'apparente regressione. Tuttavia il trend, se considerato su scala decennale e soprattutto pluridecennale, continua a mostrarsi saldamente crescente poiché i progressivi incrementi di temperatura, a consuntivo, continuano a venire consolidati.

##### 3.1.2 Emissioni globali

Per quanto concerne il trend delle emissioni, esso si conferma decrescente per quanto riguarda la grande maggioranza dei paesi europei (tabella 3.1) sebbene ciò sia in gran parte imputabile agli effetti della recente crisi economica, mentre a livello mondiale (tabelle 3.2-3.3) spiccano il fortissimo incremento dei paesi emergenti, in particolare Cina ed India, sia a livello assoluto sia, soprattutto, pro-capite, lasciando così supporre che le delocalizzazioni produttive dei paesi sviluppati si siano accompagnate a parallele delocalizzazioni emissive. Per quanto riguarda gli Stati Uniti, ormai soppiantati nel ruolo di principali emettitori, risalta l'incapacità di ottenere significative riduzioni assolute, sebbene le riduzioni procapite siano comparabili a quelle europee.

---

<sup>51</sup> L'8 settembre 2011 si è registrato il minimo storico della superficie pari a 4,24 milioni di kmq, circa il 50% in meno rispetto a 40 anni fa.

Tabella 3.1 – Emissioni dall’Unione Europea

EMISSIONI EU1990-2010	VARIAZIONI ASSOLUTE ( MtCO <sub>2</sub> )	VARIAZIONI %
<b>EU 27</b>	-864,5	-15,5
<b>EU 15</b>	-453,7	-10,6
<b>Germania</b>	-292,9	-23,5
<b>Regno Unito</b>	-192,8	-24,8
<b>Romania</b>	-120,4	-48,2
<b>Polonia</b>	-61,8	-13,7
<b>Repubblica Ceca</b>	-59,9	-30,6
<b>Bulgaria</b>	-52,3	-47,0
<b>Francia</b>	-38,3	-6,8
<b>Slovacchia</b>	-30,1	-40,6
<b>Ungheria</b>	-29,1	-30,1
<b>Lituania</b>	-27,0	-54,8
<b>Italia</b>	-25,0	-4,8
<b>Estonia</b>	-20,8	-50,8
<b>Lettonia</b>	-15,1	-56,8
<b>Belgio</b>	-11,2	-7,8
<b>Svezia</b>	-8,1	-11,1
<b>Danimarca</b>	-6,3	-9,3
<b>Lussemburgo</b>	-0,6	-4,4
<b>Malta</b>	-0,5	-0,2
<b>Olanda</b>	0,8	+38,9
<b>Slovenia</b>	1,2	+6,6
<b>Cipro</b>	+4,0	+75,1
<b>Finlandia</b>	4,1	+5,8
<b>Irlanda</b>	5,8	+10,5
<b>Austria</b>	7,0	+9,0
<b>Portogallo</b>	15,4	+25,9
<b>Grecia</b>	16,0	+15,3
<b>Spagna</b>	73,7	+26,0

Fonte : EEA’s ETC ACM based on the 2011 EU greenhouse gas inventory to UNFCCC for 1990-2009 and early estimates for 2010

Tabella 3.2 – Emissioni dei principali emettitori mondiali. Valori assoluti e variazioni

PRINCIPALI PAESI EMETTITORI	EMISSIONI VALORI ASSOLUTI 2010 (Gt CO <sub>2</sub> )	EMISSIONI VARIAZIONE % 2000 - 2010
<b>U.S.A.</b>	5,25	5
<b>E.U. 27</b>	4,05	- 7
<b>E.U. 15</b>	3,15	- 5
<b>Germania</b>	0,83	- 19
<b>Spagna</b>	0,29	26
<b>Regno Unito</b>	0,5	- 15
<b>Russia</b>	1,75	- 28
<b>Italia</b>	0,41	- 3
<b>Cina</b>	8,95	257
<b>India</b>	1,84	180

Fonte: estrapolazione da J. Olivier, G. Janssens-Maenhout, J.A.H.W. Peters, J. Wilson, Long Term in Global CO<sub>2</sub> Emissions 2011 Reports, Background Studies, basato su EDGAR 4.2 dataset, progetto congiunto tra PBL (Netherlands Environmental Assessment Agency) e JRC (European Commission’s Joint Research Centre)

Tabella 3.3 – Emissioni procapite dei principali emettitori mondiali. Valori assoluti e variazioni

PRINCIPALI PAESI EMETTITORI	EMISSIONI PROCAPITE 1990	EMISSIONI PROCAPITE 2000	EMISSIONI PROCAPITE 2010	EMISSIONI PROCAPITE VARIAZIONE % 1990 - 2000	EMISSIONI PROCAPITE VARIAZIONE % 2000-2010
<b>USA</b>	19,7	20,8	16,9	5,6	- 18,7
<b>EU 27</b>	9,2	8,8	8,1	- 4,3	- 7,9
<b>EU 15</b>	9,1	10,8	7,9	18,7	- 26,8
<b>Germania</b>	12,9	10,5	10,0	- 18,6	- 4,8
<b>Spagna</b>	5,9	7,6	6,3	28,8	- 17,1
<b>Regno Unito</b>	10,2	9,2	8,1	- 9,8	- 12,0
<b>Russia</b>	16,5	11,3	12,2	- 31,5	- 8,0
<b>Italia</b>	7,5	8,1	6,8	8,0	- 16,0
<b>Cina</b>	2,2	2,9	6,8	31,8	234,4
<b>India</b>	0,8	1,0	1,5	25,0	50,0

Fonte: estrapolazione da J. Olivier, G. Janssens-Maenhout, J.A.H.W. Peters, J. Wilson, *Long Term in Global CO<sub>2</sub> Emissions 2011 Reports, Background Studies*, basato su EDGAR 4.2 dataset, progetto congiunto tra PBL (Netherland Environmental Assessment Agency) e JRC (European Commission's Joint Research Centre)

Gli ultimi dati preliminari resi disponibili dall' IEA per l'anno 2011 e in particolare le stime sulle emissioni globali di CO<sub>2</sub> che saranno contenute nel *World Energy Outlook* confermano il trend crescente: le emissioni di CO<sub>2</sub> aumentano a 31,6 miliardi di t da 30,6 del 2010, con un incremento del 3,2% in appena un anno, imputabili tra le fonti fossili per il 45% al carbone, per il 35% al petrolio e per il 20% al gas naturale. La tendenza appare sempre più incompatibile con un raggiungimento del picco emissivo entro il 2017, condizione propedeutica a una successiva discesa delle emissioni fino al limite di 12 miliardi di t annue necessario per rispettare quello di incremento di 2 °C della temperatura media globale.

### 3.2 I negoziati internazionali sul clima verso un accordo post-Kyoto

Il "Piano di Azione di Bali" (PAB), deciso durante la Conferenza di Bali del dicembre 2007, ha avviato il processo per la definizione del regime post-Kyoto. Il PAB impegnava le Parti a definire un accordo per la regolazione della protezione del clima da raggiungere entro la Conferenza di Copenaghen del dicembre 2009; tale accordo doveva comprendere i seguenti aspetti: la mitigazione, l'adattamento, il trasferimento delle tecnologie e il finanziamento. Tale accordo, legalmente vincolante, poteva presentarsi o come un prolungamento del Protocollo di Kyoto o poteva essere concepito come uno strumento totalmente nuovo; in tal caso, il Protocollo di Kyoto sarebbe stato chiuso alla sua naturale scadenza, ovvero il 2012. Per lasciare aperte queste due opzioni, il PAB ha istituito due gruppi di lavoro ad hoc: uno riguardante gli obiettivi di riduzione e gli aspetti di cooperazione nel medio lungo termine (AWG-LCA)<sup>52</sup>, l'altro riguardante ulteriori impegni per i paesi industrializzati che hanno aderito al Protocollo di Kyoto (AWG-KP)<sup>53</sup>.

L'esigenza di avere un regime post-Kyoto deriva dai risultati dell'ultimo rapporto di valutazione dell'IPCC (AR4) nel quale si precisa che per limitare la crescita della temperatura media del pianeta entro i 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali, ovvero stabilizzare le concentrazioni di CO<sub>2</sub> a 450 ppm, è necessario che i paesi industrializzati riducano le loro emissioni del 25-40% entro il 2020 e dell'80-95% entro il 2050 e che i paesi in via di sviluppo (PVS) devino sostanzialmente dal loro scenario emissivo tendenziale.

<sup>52</sup> Ad-hoc Working Group for Long-term Cooperative Action.

<sup>53</sup> Ad-hoc Working Group for Kyoto Protocol.

### 3.2.1 La Conferenza di Copenhagen

Il risultato più importante è stato il cosiddetto Accordo di Copenhagen che, sebbene non imponga obiettivi di riduzione delle emissioni né una scadenza per il raggiungimento di accordi internazionali, contiene una serie di elementi estremamente rilevanti per la costruzione di un regime post-Kyoto, tra i quali:

- l'obiettivo di limitare la crescita della temperatura media del pianeta a 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali;
- l'obbligo per i paesi industrializzati di comunicare i propri obiettivi di riduzione delle emissioni e l'obbligo per i paesi in via di sviluppo di comunicare le azioni di mitigazione da loro previste;
- la volontà di ridurre le emissioni derivanti da deforestazioni e dal degrado forestale;
- la costituzione di un fondo addizionale per i PVS per permettere azioni di mitigazione, adattamento, trasferimento tecnologico e sviluppo di capacità operativa istituzionale;
- l'obbligo per i paesi industrializzati di mettere a disposizione 100 miliardi di dollari annui entro il 2020 per azioni di adattamento e di mitigazione, di cui 30 miliardi di dollari come immediata disponibilità per il periodo 2010-2012;
- l'impegno per azioni di cooperazione sull'adattamento nei paesi meno sviluppati, le piccole isole e gli Stati africani in via di sviluppo;
- l'istituzione di un meccanismo per accelerare lo sviluppo e il trasferimento tecnologico.

A seguito della conclusione dei colloqui internazionali, le Parti incluse nell'Annex I hanno elaborato e presentato alla Convenzione i propri impegni nazionali di riduzione delle emissioni entro il 2020 (vedi tabella 3.4). In realtà, ciascuna Parte dell'Annex I ha comunicato il proprio impegno quantificato di riduzione delle emissioni vincolandolo all'assunzione di analoghi impegni da parte degli altri partecipanti, anche se non sono mancati esempi - quali quelli dell'Unione Europea, dell'Australia e dell'Islanda - nei quali è stato assunto un obiettivo unilaterale di riduzione dichiarando la propria disponibilità a una revisione al rialzo in caso di accordi globali.

**Tabella 3.4 – Obiettivi quantificati di riduzione di emissioni al 2020. Paesi Annex I**

Paese	Riduzione emissioni al 2020		Anno base
	Impegni unilaterali	Impegni condizionati	
Australia	5%	15-25%	2000
Bielorussia		5-10%	1990
Canada		17%	2005
Croazia	5%		1990
UE	20%	30%	1990
Islanda		15-30%	1990
Giappone		25%	1990
Kazakhstan	15%		1992
Liechtenstein	20%	30%	1990
Monaco	30%		1990
Nuova Zelanda		10-20%	1990
Norvegia	30%	40%	1990
Federazione Russa		15-25%	1990
Svizzera	20%	30%	1990
Ucraina		20%	1990
Stati Uniti		17%	2005

Fonte: UNFCCC (2011), "Compilation of economy-wide emission reduction targets to be implemented by Parties included in Annex I to the Convention", FCCC/SB/2011/INF.1

Elemento comune nelle dichiarazioni di assunzione di impegni delle diverse Parti è l'enfasi data alla natura globale degli stessi, in quanto il raggiungimento dell'obiettivo della Convenzione, ossia la stabilizzazione dei gas serra nell'atmosfera a 450 ppm, richiede un importante sforzo comune e globale sotto ogni punto di vista, anche economico: si tratterebbe, infatti, di uno sforzo troppo grande che nessun Paese è disposto a compiere da solo. Accanto ad un impegno condiviso a livello globale, i vari paesi dell'Annex I sottolineano l'importanza di coinvolgere attivamente sul fronte delle riduzioni delle emissioni anche le grandi economie in via di sviluppo, e più in generale tutti i PVS oggi impegnati nell'elaborazione di piani nazionali di mitigazione e nell'identificazione delle azioni di mitigazione da implementare.

Come previsto dall'Accordo di Copenaghen, le Parti non incluse nell'Annex I, costituite dalle economie emergenti e dai PVS, hanno comunicato l'impegno all'elaborazione di azioni nazionali di mitigazione (NAMAs, Nationally Appropriate Mitigation Actions).

La Cina, ad esempio, ha indicato alcune azioni di mitigazione di natura volontaria quali: l'assunzione di un impegno di riduzione delle proprie emissioni di CO<sub>2</sub> dalle attività energetiche per unità di PIL del 40-45% al 2020 rispetto ai valori del 2005; l'incremento della percentuale di consumo d'energia primaria da fonti non fossili a circa il 15% al 2020; l'aumento della copertura forestale di circa 40 milioni di ettari e del volume delle foreste di 1,3 miliardi di m<sup>3</sup> al 2020 rispetto ai livelli del 2005.

Analogamente, anche l'India si è impegnata a ridurre al 2020 l'intensità carbonica della propria economia del 20-25% rispetto ai valori del 2005, dichiarando però che le emissioni derivanti dal settore agricoltura non saranno inserite nella determinazione dell'intensità.

Se i paesi che hanno preso impegni (anche non vincolanti) di riduzione delle emissioni rappresentano circa l'80% delle emissioni globali, bisogna però sottolineare che gli impegni presi al 2020 sono ben al di sotto di quelli che sarebbero necessari a restare su una traiettoria di emissioni globale compatibile con l'obiettivo adottato dall'Accordi di Copenaghen di limitare l'incremento di temperatura globale a meno di 2° rispetto ai livelli preindustriali. Stime effettuate da diversi istituti di ricerca indicano che solo nel caso in cui tutti adottassero il limite superiore degli impegni assunti e regole molto restrittive sull'uso del surplus di AAU, sulla contabilizzazione dei CDM e delle variazioni dei pozzi di CO<sub>2</sub> (LULUCF), l'obiettivo di medio termine (2020) indicato dall'IPCC sarebbe a portata di mano.

### 3.2.2 La Conferenza di Cancun

Dopo il modesto esito (rispetto alle attese) della Conferenza di Copenaghen, quella successiva – tenutasi a Cancun nel dicembre 2010 – si è posta l'obiettivo meno ambizioso di raggiungere un "pacchetto bilanciato di decisioni" in modo da non interrompere il processo negoziale ed aprire le porte ad un suo effettivo rilancio nella successiva Conferenza che si sarebbe tenuta a Durban nel dicembre 2011.

In quell'occasione il lavoro dei gruppi negoziali ha portato come principale risultato al pacchetto di decisioni denominato appunto "Accordi di Cancun".

I principali argomenti di dibattito hanno riguardato le azioni di cooperazione di lungo termine portando ad una serie di decisioni riassumibili tematicamente come segue.

#### *Visione condivisa di lungo termine:*

- necessità di mantenere l'aumento di temperatura al di sotto dei 2 °C con la possibilità di una sua revisione a valori più bassi;
- necessità di una riduzione sostanziale di emissioni al 2050 con il raggiungimento del picco di emissioni il prima possibile.

*Adattamento:*

- creazione di un Comitato per l'adattamento, di un Quadro d'azione per l'adattamento e di un programma di lavoro specifico sulla questione delle perdite e dei danni dovuti ai cambiamenti climatici nei paesi più vulnerabili.

*Mitigazione:*

- rafforzamento dei meccanismi di misura, registrazione e verifica delle azioni di mitigazione per i PVS, con l'istituzione di un registro per documentare le azioni di supporto finanziario, tecnologico e di sviluppo di capacità operativa istituzionale fornito dai paesi industrializzati nonché la pubblicazione di un rapporto biennale.
- rafforzamento del REDD+, nell'ambito di azioni di mitigazione delle emissioni derivanti da deforestazione e degrado forestale e delle azioni di conservazione delle foreste nei PVS.

*Finanza:*

- conferma dell'impegno da parte dei paesi industrializzati (già formulato alla Conferenza di Copenaghen), per la creazione del "fast track fund" di 30 miliardi di dollari entro il 2012, con l'intenzione di portarlo a 100 miliardi di dollari al 2020, a sostegno di azioni di mitigazione e adattamento nei PVS.
- creazione di un *Green Climate Fund*, con l'avvio di un processo per la sua implementazione nell'ambito della Convenzione.

*Trasferimento tecnologico:*

- creazione di un Meccanismo per il Trasferimento Tecnologico verso i PVS, con l'istituzione di un Comitato Esecutivo e un Centro ed una Rete per il Coordinamento.

*Protocollo di Kyoto:*

- inclusione del sequestro geologico della CO<sub>2</sub> (*Carbon Capture and Storage - CCS*) come tecnologia ammessa nell'ambito del *Clean Development Mechanism (CDM)*<sup>54</sup> previsto dal Protocollo di Kyoto.
- impegno ad evitare discontinuità tra il primo e il secondo periodo di impegni del Protocollo di Kyoto proseguendo il lavoro negoziale per raggiungere un accordo "il prima possibile".

### 3.2.3 La Conferenza di Durban

La COP 17 tenutasi nel dicembre 2011 a Durban, in Sudafrica, si è conclusa confermando le divaricazioni negoziali già emerse negli anni precedenti con l'unica reale novità costituita dall'impegno comune ad assumere entro il 2015 un accordo che abbia forma giuridicamente vincolante per impegnare tutti i sottoscrittori a ridurre le proprie emissioni a partire dal 2020: una sorta, dunque, di "decisione di decidere". Lo studio di questa forma in concreto dovrà avvenire a partire dalla prossima COP 18 (in Qatar), poiché ancora una volta è stata la forma giuridica dell'accordo – più e prim'ancora dei contenuti e delle quantificazioni degli impegni da assumere – a costituire lo scoglio dove si sono acuiti i contrasti ed arenati i negoziati. È infatti dalla natura giuridica di un qualsiasi accordo che deriva il carattere più o meno vincolante oppure meramente opzionale degli impegni, e quindi la loro possibile rinunciabilità unilaterale.

---

<sup>54</sup> Il CDM consente ai Paesi Industrializzati di acquisire crediti di riduzione delle emissioni (CER) derivanti dalla progetti di mitigazione realizzati nei Paesi in Via di Sviluppo. Tra i progetti eleggibili vi sono progetti di forestazione, di installazione di impianti a fonti rinnovabili. Non sono eleggibili i progetti riguardanti la fonte nucleare. Per ulteriori approfondimenti consultare il sito <http://cdm.unfccc.int/>

La COP17, giunta nelle ultime battute a un passo dal completo fallimento proprio su tale questione, si è conclusa con un impegno in extremis a trovare una forma giuridica condivisa per un accordo nel modo così testualmente formulato : *"a protocol, another legal instrument, or an agreed outcome with legal force under the UNFCCC "*. Il significato preciso dell'ultima opzione è quello meno univoco, ma paradossalmente anche quello che - proprio in forza della sua nebulosità, che consente di prestarsi alle più disparate interpretazioni soggettive - ha consentito di essere accettato da tutte le parti coinvolte.

Per quanto concerne le altre due opzioni, si può ritenere trattarsi di una riaffermazione ridondante, posto che la forma legale del "protocollo" - già esistente con quello di Kyoto - è proprio ciò che finora ha semmai *impedito* negli anni un accordo globale, al punto da spingere anzi alcuni paesi fino ad allora aderenti a dichiarare formalmente, proprio a Durban, la propria intenzione di disconoscerlo; mentre l'espressione che rimanda a un qualsivoglia accordo "con forza legale" implica comunque un esplicito carattere coattivo anch'esso in linea di principio osteggiato.

Dal punto di vista dei contenuti e dei risultati formali, i temi complessivi della COP 17 sono stati 55. Tra questi, è stato confermato il *Green Climate Fund*, ovvero l'impegno già formalizzato a Cancun di destinare 100 miliardi di dollari all'anno fino al 2020 per iniziative di adattamento e mitigazione; sono state introdotte limitazioni e specifiche per i paesi industrializzati in tema di uso, cambio d'uso dei suoli e forestazione (LULUCF) e computabilità dei *sink*.

Dal punto di vista sostanziale è ormai indubbio come a livello globale il Protocollo di Kyoto, di cui dal 2013 si avvia la Terza Fase, risulti uno strumento profondamente depotenziato in quanto continua a non essere riconosciuto dai principali paesi che già in precedenza lo ripudiavano ai quali se ne sono aggiunti altri che pure, finora, lo avevano sottoscritto. Si è così formato un nucleo di paesi (Usa, Canada, Giappone, Russia) del tutto esterno al perimetro applicativo del Protocollo, il quale pertanto nei prossimi anni troverà solo nel contesto europeo una continuità di applicazione come strumento "già pronto", codificato, creduto ed adottato dall'UE per realizzare le future riduzioni emissive peraltro contemplate in ogni scenario negoziale e di *policy*.

A fronte dei paesi citati e dell'Europa, la Conferenza di Durban conferma anche la netta definizione di un terzo nucleo di paesi capeggiati dalla Cina, che sono già rapidamente divenuti negli ultimi anni responsabili di una quota significativa di emissioni globali e che si avviano ad esserlo in modo determinante su una prospettiva di medio periodo. Per questi paesi (economie emergenti o, più correttamente, ormai emerse), la questione dei cambiamenti climatici si caratterizza per avere una valenza non soltanto ambientale ma anche strategica, in termini di autonomia e diversificazione energetica, investimenti e quindi espansione economica. La Cina, dopo aver posto all'attivo evitato circa 1,5 miliardi di emissioni serra grazie allo sviluppo delle fonti rinnovabili già in essere, col XXII Piano Quinquennale si candida a ulteriori risparmi sfruttando i margini esistenti sul fronte dell'efficienza energetica.

Il messaggio complessivo emerso dalla Conferenza è quindi, da un lato, l'ostracismo maggioritario rispetto al concetto stesso di vincolo<sup>55</sup>; dall'altro, che l'unico reale accordo possibile nella strategia globale contro il cambiamento climatico deve necessariamente prevedere la convergenza o, quantomeno, la complementarità di interessi sia *tra* paesi (veicolabile solo nella sintesi costituita dallo sviluppo e dal trasferimento tecnologico) sia *nei* paesi attraverso la sovrapposizione dell'obiettivo ambientale con quello della sicurezza e della diversificazione, come nel citato caso della Cina. Una situazione destinata a perdurare almeno fino a quando i cosiddetti paesi emergenti - in particolare i *BRIC*: Brasile, India, Cina - non avranno colmato il gap di sviluppo come reclamano in nome del principio di equità.

---

<sup>55</sup> Eloquente, ad esempio, questo passaggio in apertura dell'Annex IV al Draft Decision: "The International consultations and analysis of biennial update reports under the Subsidiary Body for Implementation, *will be conducted in a manner that is non-intrusive, non-punitive and respectful of national sovereignty (...)*"

Ed è proprio quest'ultimo il punto sul quale ormai sembrano destinati ad arenarsi tutti i tentativi di imprimere sterzate radicali al processo negoziale, come emerso ad esempio in occasione dei recenti incontri intersessionali tenutisi a Bonn tra il 14 e il 25 maggio i quali avrebbero dovuto avviare il nuovo trattato internazionale sul clima sulla base della piattaforma di Durban. Oggetto di contesa è stato proprio l'obsolescenza del concetto di paesi "sviluppati" ed "emergenti", risalente ormai a 20 anni fa quando fu adottato nella Conferenza di Rio del 1992 ma ormai divenuto assolutamente inadeguato a rappresentare la realtà alla luce dei radicali stravolgimenti geoeconomici avvenuti da allora sullo scacchiere mondiale. Gli Stati Uniti hanno avuto buon gioco nel porre sotto forma di domanda retorica se si possa ancora, e a che titolo, considerare "in via di sviluppo" paesi il cui reddito procapite ha superato quello degli stessi Usa (come Qatar o Singapore), o ritenere paesi come la Cina – divenuti detentori della maggior quota di debito pubblico americano, oppure i maggiori emettitori mondiali - ancora rispondenti al profilo di nazione bisognosa di "ricevere" tecnologia, *capacity building*, finanziamenti. Appare evidente come la velocità e la fluidità nei cambiamenti dei rapporti di forza sul piano economico e produttivo - rispecchiata da quella nelle responsabilità emissive - non solo non riesce a trovare sul piano diplomatico e negoziale un'analogia rapidità di adattamento, ma diventa anzi l'alibi più scontato per evitare decisioni e impegni dettagliati, definitivi e a lungo termine.

### 3.3 Politiche europee: l'Emission Trading Scheme (ETS)

Il mercato dei diritti di emissione rappresenta uno dei principali perni della strategia europea in attuazione del Protocollo di Kyoto, e fin dall'inizio è stato concepito per coniugare:

- l'efficacia ambientale (riduzione delle emissioni entro limiti cogenti dati dal "cap" di permessi);
- l'efficienza economica (distribuzione effettiva dei permessi e degli interventi di riduzione lasciata alle valutazioni di convenienza economica dei singoli soggetti attraverso il "trade");
- l'efficienza tecnica (promozione e criteri di premialità indiretta dell'innovazione tecnologica).

Naturalmente gli schemi previsti dal Protocollo (all'ETS si accompagnano i meccanismi flessibili del *Clean Development Mechanism* e della *Joint Implementation*) rappresentano soltanto una parte di quelli ipotizzabili e, altrove, effettivamente realizzati<sup>56</sup>.

Le fasi in cui si può suddividere la storia dell'ETS europeo sono essenzialmente tre: una, sperimentale, durata dal 2003 al 2007 in un regime di obiettivi non ancora vincolanti<sup>57</sup>; una seconda – a regime – iniziata nel 2008 e tuttora in essere, con la quale si è cercato di agevolare il perseguimento di obiettivi di riduzione divenuti nel frattempo cogenti; e infine una Terza Fase, che inizierà nel 2013 per terminare nel 2020, di potenziamento in vista degli obiettivi 20-20-20 del pacchetto Clima-Energia. In base alla Direttiva 2009/29/CE anche nella Terza Fase viene attribuito all'ETS il ruolo di principale canale regolatore delle emissioni comunitarie, in particolare quelle industriali e derivanti dalla generazione elettrica; mentre le emissioni dei settori non coperti dall'ETS, ovvero trasporti, residenziale, agricoltura, piccola e media impresa, in base alla Decisione 2009/46/CE, c.d. *Effort Sharing* vengono lasciati alla gestione dei singoli Stati i quali, all'occorrenza, sono obbligati a comprare sul mercato i diritti di emissione necessari a compensare eventuali surplus generati da quei settori.

---

<sup>56</sup> V. ad esempio il "cap and trade" in California, lo schema bilaterale giapponese, gli schemi nazionali australiano e coreano, i mercati interni in fase di approntamento da parte di Cina ed India.

<sup>57</sup> In Italia il recepimento della Direttiva ETS (che prevedeva attuazione entro dicembre 2003 con un'entrata in funzione a gennaio 2005) è avvenuto in ritardo solo nel 2006 con l'istituzione della competente Autorità Nazionale e del Registro delle Emissioni indispensabile per l'inventario nazionale.

Per analizzare le recenti evoluzioni e prospettive dello strumento ETS è opportuno soffermarsi in via preliminare su alcune caratteristiche salienti che lo accomunano ai mercati finanziari.

### 3.3.1 Caratteristiche

Innanzitutto il mercato dei diritti di emissione è di tipo OTC (*Over The Counter*), ovvero non è soggetto a una negoziazione regolamentata da un'autorità pubblica ma può liberamente svolgersi su una pluralità di piattaforme istituite in base alle diverse eventuali iniziative imprenditoriali. Anche per gli scambi di diritti di emissione - come sui vari mercati finanziari di titoli mobiliari (obbligazionari sovrani, corporate ed azionari), valute e materie prime - l'efficienza dipende fortemente dal grado di liquidità, in quanto è quest'ultima che consente di limitare i differenziali tra prezzi domandati e offerti. È per questo che nonostante la natura decentralizzata dal punto di vista giuridico e istituzionale, gli scambi sul mercato dei diritti hanno teso comunque a seguire in breve tempo una logica di concentrazione al fine di raggiungere la massa critica minima necessaria per assicurarne, appunto, la fluidità e l'efficienza. Finora tale concentrazione, per quasi il 90%, è avvenuta principalmente sulla piazza finanziaria londinese dell' ECX (*European Climate Exchange*) con quote residuali scambiate su quella francese del *Blue Next* (circa il 10%) e su quella scandinava (*Nord Pool*).

Lo scambio dei titoli, gli EUA (*European Union Allowance*) e i CER's (*Certified Emission Reductions*), è stato istituito inizialmente nella forma *forward*, caratterizzata dall'impegno a pagare (consegnare) a una scadenza futura il sottostante acquistato (venduto) da subito, operazione il cui regolamento avviene di solito nel mese di dicembre. A questa forma, tuttora di gran lunga la più sostenuta per volumi scambiati, si è affiancata in seguito quella facoltativa costituita dalle opzioni (*call* o *put*) comprando o vendendo le quali ci si assicura il diritto di pagare o incassare a una scadenza dilazionata un prezzo prefissato da subito - lo *strike price* - che gli operatori ritengono conveniente sulla base delle proprie discrezionali valutazioni dell'andamento futuro e che possono esercitare in base alla correttezza della previsione. Infine solo recentemente è stata istituita anche la tradizionale forma di scambio istantaneo (*spot*), per la quale i volumi di scambio sono tuttavia ancora molto contenuti.

All'inizio del 2010 è cominciato lo scambio dei certificati ERU (*Emission Reduction Units*) che si differenzia dai CER's per il solo fatto di originarsi dai progetti di *Joint Implementation* (JI). Si tratta dell'ultimo mercato ad essere stato avviato, prima sulla piattaforma *Blue Next* e poi sull' ECX; nella fasi iniziali i volumi sono stati molto ridotti rispetto agli scambi dei CER's (circa l'1%), elemento che è stato allo stesso tempo causa ed effetto della lentezza dell'avvio.

### 3.3.2 Evoluzione dell'andamento dei prezzi e dell'allocazione dei diritti

#### Il trend dei prezzi

Tutte le variabili fondamentali che determinano l'efficacia *dell'emission trading* racchiudono contemporaneamente una componente controllabile come parametro discrezionale, ed un'altra esogena o comunque dipendente da altre variabili (soprattutto macro) del sistema economico a livello nazionale, sopranazionale o mondiale.

L'offerta di diritti è un parametro controllabile in modo discrezionale dal punto di vista economico (anche se non dal punto di vista ambientale, giacché soggiace al vincolo imposto dagli effetti climatici sulla quantità di emissioni consentite). La domanda di diritti è invece una variabile economica non controllabile, in quanto dipendente dall'andamento dei fondamentali dell'economia, da altre variabili macro, da segnali di prezzo provenienti da altri mercati, dalle eventuali azioni implementate dai *policy makers*. I prezzi dei diritti, che scaturiscono dall'interazione tra domanda ed offerta, presentano pertanto fluttuazioni normalmente collegate a quelle della variabile non controllabile (la domanda); e in determinate circostanze possono tendere a eccessi sia in termini di valori intrinseci,

sia in termini di volatilità, tali da inficiare l'efficacia dell'ET. Prezzi troppo alti creano pressioni insostenibili sulla competitività; troppo bassi pregiudicano ogni reale incentivo all'abbattimento delle emissioni; troppo volatili creano un'eccessiva incertezza che si ripercuote in negativo sulle decisioni di investimento di lungo periodo, disincentivandole. Di conseguenza il mercato dei diritti di emissione richiede, per essere efficace, che la variabile prezzo venga necessariamente controllata e stabilizzata su un livello ottimale o comunque mantenuta entro un *range* minimo.

Precisamente questo è stato il problema con cui si è scontrato il mercato dei diritti per gran parte della sua esistenza. Nel momento in cui venne varato il Pacchetto Clima Energia con il noto obiettivo 20-20-20, il prezzo del carbonio immaginato ed auspicato sul mercato ETS era intorno a 30 €/t; ma è stato un livello poi destinato, nella realtà, a non registrarsi mai.

L'andamento dei prezzi dei diritti di emissione nella Seconda Fase, avviata nel 2008 e destinata a concludersi alla fine del 2012, ha fatto registrare una periodizzazione abbastanza nitida. I prezzi spot dopo un'iniziale ed effimera salita durata pochi mesi nella primavera dell'anno di avvio, hanno prima subito un tracollo da 28 ad 8 €/t durato fino alla primavera 2009, e poi un forte rimbalzo fino a circa 16 euro, il tutto in sostanziale sincronia con tutti i principali mercati borsistici mondiali. Da quel momento è seguita una lunga fase laterale di congestione fino ai primi mesi del 2011, quando dopo una falsa rottura al rialzo della congestione si è invece verificato un nuovo crollo fino ai minimi assoluti di tre anni prima, aggiornati al ribasso negli ultimi giorni dell'anno.

Il mese di dicembre 2011 ha fatto registrare una media di appena 7 €/t dagli oltre 14 di inizio anno, con un minimo storico assoluto il giorno 20 a 6,51 €/t. Quel giorno il Comitato Ambientale del Parlamento Europeo ha varato una proposta di emendamento alla bozza di Direttiva sull'efficienza energetica, con la quale si sarebbero potuti accantonare 1,4 miliardi di permessi a partire dalla Terza Fase *dell'Emission Trading* (2013): questo è bastato a far rimbalzare in una sola seduta il prezzo dei diritti a 8,8 €. Questo effetto ha suffragato in modo empirico l'ipotesi – da più parti condivisa – che il peccato originale da cui è derivato un trend irreversibile al ribasso dei prezzi dei diritti di emissione sia consistito in un errore di sovra-allocazione ed un conseguente eccesso strutturale di offerta, quest'ultimo in seguito oggetto di diversi studi al fine di poterne stimare il necessario tempo di riassorbimento. La perdurante crisi economica ha peggiorato questa situazione: le valutazioni più recenti ipotizzano che - in assenza di interventi correttivi come appunto il ritiro di permessi su base permanente o temporanea (*set aside*, di cui si parlerà al paragrafo 3.4) – esso sia destinato a permanere addirittura per l'intera Terza Fase, quindi fino al 2020.

Nel corso del 2009, subito dopo il termine della fase acuta della crisi, alcuni importanti operatori bancari e broker impegnati nel settore (come Chevreux e Barclay's) avevano previsto per il triennio successivo un *range* di prezzo stimato tra i 10 ed i 20 €/t per gli EUA, e tra i 10 ed i 23 per i CER's, ossia una certa stabilizzazione ai livelli recuperati con il rimbalzo dai minimi. Si può affermare quindi che tali previsioni per circa due anni siano state rispettate, fatta salva la successiva smentita dovuta allo scivolamento finale nel secondo semestre 2011. Con riguardo a quest'ultimo periodo, va notato come curiosamente il mercato ETS, pur reagendo a driver e motivi di criticità spesso diversi ed autonomi rispetto a quelli dei mercati finanziari, tende alla fine a replicarne andamenti e turbolenze. Per quanto concerne i crediti che – sempre secondo i principali broker – saranno accantonati nella Seconda Fase per poi essere utilizzati nella Terza, essi dovrebbero ammontare a circa 500 milioni tCO<sub>2</sub>.

### Evoluzione allocativa dei diritti di emissione (EUA)

Il trend dei prezzi dei diritti di emissione appare del tutto congruente con l'evoluzione che, in parallelo, si è registrata sul piano allocativo e sui saldi surplus/deficit dei vari settori produttivi.

Nelle tabelle successive (3.5, 3.6) sono riportate le quantità di diritti detenute dai vari settori in assoluto e in percentuale in Europa ed in Italia. Nella tabella 3.7 è invece riportata l'evoluzione dei saldi netti (surplus o deficit) nei tre anni a cavallo del picco della crisi economica (2008-2010).

Tabella 3.5 – Allocazione diritti di emissione tra settori. Europa

SETTORE	ALLOCAZIONE 2010	
	M. Tonn.	%
Elettrico	1386,92	67,9
Raffinazione	154,38	7,5
Coke - metallurgico	21,70	1,1
Minerali metallici	19,82	1,0
Siderurgico	159,10	7,8
Cemento e calce	202,11	9,9
Vetro	24,11	1,2
Ceramica	16,24	0,8
Carta	35,10	1,7
Altri	23,40	1,1
TOTALE	2042,92	100,0

Fonte: SendeCO<sub>2</sub>; RIE

Tabella 3.6 – Allocazione diritti di emissione tra settori. Italia

SETTORE	ALLOCAZIONE 2010		
	Mt	%	% su Europa
Elettrico	120,60	60,3	8,7
Raffinazione	19,69	9,8	12,8
Coke - metallurgico	0	0	0
Minerali metallici	0	0	0
Cemento e calce	19,10	9,5	12,0
Siderurgico	31,04	15,5	15,4
Vetro	30,50	1,5	12,7
Ceramica	78,74	0,4	4,8
Carta	54,97	2,8	15,7
Altri	36,65	0,2	1,6
TOTALE	200,14	100	9,8

Fonte: SendeCO<sub>2</sub>; RIE

Tabella 3.7 – Variazione surplus-deficit diritti di emissione negli anni 2008-2009-2010. Italia

SETTORE	SALDO		
	2008	2009	2010
Impianti combustione	-10,25	6,98	-0,45
Raffinazione	-6,05	-3,44	-5,17
Siderurgia	3,48	10,44	6,34
Cemento e calce	2,40	8,35	7,48
Vetro	0,14	0,46	0,34
Ceramica	0,31	0,43	0,44
Carta	0,49	1,09	0,98
Altre Attività	0,11	0,11	0,05
TOTALE	-9,51	24,09	10,01

Fonte: SendeCO<sub>2</sub>; RIE.

È interessante osservare come nell'anno 2009 (acme della crisi) tutti i settori siano passati ad una situazione di surplus di diritti con l'unica eccezione della raffinazione, il cui deficit ha carattere pressoché strutturale. In realtà la maggior parte della reattività della domanda di diritti di emissione rispetto alla produzione è ascrivibile a tre settori: in termini percentuali a siderurgia e cemento (che triplicano il surplus a/a 2009/2008 per poi nuovamente ridurlo rispettivamente del 44 e del 19%), in termini assoluti soprattutto al settore elettrico, anch'esso passato da un netto deficit nell'anno

pre-crisi (2008) a un altrettanto netto surplus nel 2009 per poi subito tornare in lieve deficit nell'anno immediatamente post-crisi (2010).

Per quanto concerne l'evoluzione a breve termine prevista della domanda e dell'offerta potenziale di diritti di emissione, è chiaro come l'offerta potenziale complessiva sopravanzi ampiamente la domanda potenziale.

Secondo i dati consuntivi più recenti, resi noti a metà maggio dalla Commissione Europea, si è verificata una riduzione delle emissioni UE del 2% nel 2011 rispetto al 2010. I permessi emessi ma rimasti inutilizzati nel corso del solo anno 2011, sono pari a circa 450 milioni di t, una quantità comparabile con quella accumulata nel corso dell'intero triennio 2008-2010. Il totale delle emissioni di CO<sub>2</sub> corrispondenti a diritti inutilizzati si raddoppia così a circa 900 milioni di t, i quali in base alla nuova disciplina sulla validità interperiodale dei diritti potranno essere smaltiti nel corso della Terza Fase dell'ETS con possibili implicazioni sull'effettività degli obiettivi di riduzione. A causa di questa situazione il prezzo dei diritti EUA continua a mantenersi molto basso, sotto i 7 €/t CO<sub>2</sub>.

### Ragioni ed aspetti salienti dei trend

Nel complesso, dunque, si può inequivocabilmente affermare che sul lungo periodo il trend di prezzo dei permessi di emissione sia stato ribassista. Alcuni studi<sup>58</sup> dimostrano come il prezzo dei diritti subisca una doppia influenza, una di breve (*flow*) ed uno di lungo periodo (*stock*). Nel breve le variazioni marginali sono in correlazione con l'andamento dei prezzi delle fonti convenzionali e con i livelli di attività economica; nel lungo periodo diventa invece determinante la cornice istituzionale, ossia tutte le decisioni del *policy maker* che concorrono, nel loro insieme ed in modo diretto o indiretto, a determinare *ex lege* carenze o eccessi di domanda ed offerta: variazioni dei tetti complessivi alle emissioni, dei settori coinvolti, delle quantità di diritti allocati tramite asta, delle percentuali di allocazioni gratuite, delle quote di utilizzabilità dei CER's, misure parallele di incentivazione o penalizzazione mirate sull'intensità carbonica delle fonti (rinnovabili o convenzionali), e così via.

È per questo che gli elementi con cui si è cercato di spiegare il trend decrescente di lungo periodo attengono appunto la cornice regolamentare / istituzionale, e sono essenzialmente due: l'errore di sovra allocazione iniziale nei Piani Nazionali, e il forte incremento delle fonti rinnovabili innescato proprio dalle successive Direttive europee sul tema. A ciò si è aggiunto l'effetto del protrarsi della crisi economica.

La sovra-allocazione è consistita in una generosa attribuzione di diritti gratuiti ai settori ricompresi nell'ETS, con la quale si è cercato di controbilanciare la tutela già offerta ai settori non-ETS dal fatto che la garanzia di *compliance* di questi ultimi veniva assunta – in primo luogo sotto il profilo finanziario – dallo Stato. In sostanza, si è trattato di una forma alternativa, parallela e surrettizia di sostegno pubblico. Questo errore ha prodotto i suoi imprevedibili effetti collaterali durante la crisi economica culminata nel 2009, allorché il crollo della produzione industriale e delle conseguenti emissioni ha indotto molti operatori a monetizzare i permessi ricevuti, divenuti sovrabbondanti, generando un eccesso di offerta e quindi una pressione ribassista sui prezzi.

In teoria un effetto di sostegno a carattere anticiclico sarebbe potuto provenire dalla domanda di diritti da parte degli operatori elettrici, in quanto la domanda elettrica (specialmente residenziale) a differenza di quella industriale ha continuato a restare sostenuta anche durante la crisi. Invece anche questo possibile effetto compensativo è stato neutralizzato dalla contemporanea espansione della quota di mercato delle fonti rinnovabili, avvenuta nel corso dello stesso periodo e anch'essa innescata da precedenti decisioni "istituzionali": le rinnovabili hanno contribuito ad assorbire del tutto la domanda addizionale di elettricità calmierando o addirittura riducendo la richiesta di

---

<sup>58</sup> E. Alberola, J. Chevallier, B. Cheze, *The EU emissions trading scheme: the effects of industrial production and CO<sub>2</sub> emissions on carbon prices*, *Economie Internationale*, 116 (2008), pp. 93-126.

permessi a copertura della produzione convenzionale. Anche per questo canale si è quindi manifestata un'ulteriore pressione ribassista.

In aggiunta, diversi Piani Nazionali di allocazione di paesi est-europei (Lettonia, Ungheria, Rep. Ceca) hanno generato contenziosi con la Commissione e il rischio incombente di un aumento postumo – ma retroattivo – del tetto complessivo di emissioni della Seconda Fase dell'ETS in misura stimata all'1%. Questo si aggiunge a una sottostima delle quantità sovra-allocate nella stessa Fase Due, che ha portato a rivedere i tempi di riassorbimento, inizialmente calcolati in quattro anni (2016), addirittura fino all'intero compimento della Terza Fase (2020).

In generale tutti i fattori che portano ad ampliare (o a non ridurre) i tetti alle emissioni concorrono a un abbassamento dei prezzi dei diritti, viceversa in caso di restrizioni: basti pensare a come l'UE avesse originariamente stimato un prezzo medio dei diritti quasi doppio rispetto a quello allora corrente (30 € anziché 16) nel caso di adeguamento unilaterale delle riduzioni al 2020 da -20 a -30%; oppure si veda l'immediato rialzo del prezzo del 35% in un solo giorno a seguito del ventilato taglio di 1,4 miliardi di diritti per il *set aside* richiesto dal Parlamento Europeo a dicembre).

### Relazioni fra prezzi dei combustibili e prezzi EUA

Un altro aspetto interessante è la relazione *teorica* tra l'andamento del prezzo dei diritti EUA e quello delle fonti energetiche convenzionali. Si può affermare che i prezzi dei diritti tendano a oscillare sia in ragione del prezzo relativo delle fonti a minore intensità carbonica, sia del grado elasticità di sostituzione tra fonti.

In particolare, un aumento del prezzo relativo delle fonti a bassa intensità carbonica provoca un *switch* su fonti più *carbon intensive*, tanto più incisivo in proporzione all'elasticità di sostituzione. L'effetto combinato di questi due elementi determina un conseguente incremento delle emissioni il quale, dovendo essere necessariamente coperto, causa un aumento di domanda dei diritti EUA e una pressione in aumento sul prezzo. Tuttavia l'entità di tale aumento può provocare un effetto di retroazione: l'aumento di prezzo dei diritti infatti sterilizza in tutto o in parte la convenienza dello *switch* tra fonti a diversa intensità carbonica. In altri termini, gli extracosti sostenuti per coprire le maggiori emissioni compensano ed elidono i risparmi lucrati sulla variazione del prezzo relativo. Questo effetto teorico va però a confrontarsi con il contesto concreto e può significativamente annacquare. Infatti, a parità di incremento di domanda, l'entità dell'aumento dei prezzi degli EUA viene a dipendere dal grado di elasticità dell'offerta, e questa è a sua volta influenzata da parametri come quantità accantonate e rigidità dei tetti emissivi, sia esistenti sia prospettiche.

L'interazione tra i diversi parametri sta dando luogo proprio nel mercato elettrico italiano a un paradosso. Le quantità di diritti di emissione accantonate sortiscono gli stessi effetti di una notevole elasticità dell'offerta, sintetizzati dal prezzo persistentemente basso. Tale prezzo, abbinato a quello – viceversa alto – del gas, rendono competitiva la produzione degli impianti a carbone *nonostante* la notevole intensità carbonica di questi ultimi. Poiché nei momenti di picco di domanda diurna diviene più efficiente e conveniente il ricorso alle rinnovabili ed in particolare al fotovoltaico, lo *switch* avviene di norma a scapito degli impianti a gas a ciclo combinato anziché di quelli a carbone. In altri termini, si viene a creare un circolo vizioso tra eccesso di offerta di diritti, accumulo di quote, pressione ribassista sui prezzi, disincentivazione degli impianti a bassa intensità carbonica e loro estromissione dal mercato: spirale che può essere spezzata solo ricorrendo a una riformulazione della fiscalità in chiave anche carbonica, come avviene nella *carbon tax* o come si ipotizza nella più recente *Proposta di direttiva europea sull'omogeneizzazione del trattamento fiscale delle diverse fonti*.

Un secondo elemento di correlazione tra prezzi dei diritti e prezzi dei combustibili si ha ovviamente rispetto all'andamento del ciclo economico, e quindi in riferimento ai prezzi delle fonti in termini assoluti (a parità di prezzi relativi, che restano tendenzialmente inalterati). Espansioni e recessioni

comportano rispettivamente maggiori e minori livelli produttivi ed emissivi, quindi *sic et simpliciter* un effetto di pressione al rialzo o al ribasso sulla domanda di EUA e sui prezzi.

Le correlazioni tra prezzi delle fonti e prezzi dei diritti EUA negli ultimi anni appaiono suffragare le considerazioni appena svolte.

In particolare, la correlazione tra prezzo del petrolio (“via” prezzo del gas) e diritti EUA è stata decisamente significativa e positiva nel triennio 2007-2009. L’andamento in parallelo si è protratto nel rialzo fino a metà 2008, poi nella repentina discesa fino alla primavera 2009, quindi nel successivo rimbalzo su livelli inferiori a quelli pre-crisi e infine nella fase di lateralità fino all’estate 2011, allorché è avvenuta la divaricazione tra i due andamenti con la sostanziale tenuta del prezzo del petrolio a fronte del nuovo crollo dei prezzi EUA. L’andamento riflette la relazione basata sul fattore macroeconomico del ciclo; più difficile disaggregare la parte ponderata relativa al legame fra prezzo del petrolio e prezzo del gas, legame che in anni recenti, anche in Europa è parso allentarsi.

### Relazioni fra prezzi delle EUA e prezzi delle CER

Ulteriore elemento è la relazione tra l’andamento dei prezzi EUA e quello dei CER’s.

In generale i CER’s tendono ad avere un differenziale di prezzo negativo rispetto agli EUA a causa di due elementi principali: la maggiore incertezza collegata agli investimenti che devono essere effettuati per ricavarli; il limite percentuale del 50%, posto dalla Direttiva *Linking*, alla copertura delle riduzioni di emissioni realizzabile con questo strumento.

Il primo elemento spiega il differenziale sul mercato primario, dove la validità dei certificati resta subordinata all’approvazione finale dei progetti da cui derivano e quindi al rischio di insolvenza della controparte. Poiché tale rischio resta accollato al gestore sul mercato secondario, il differenziale – che persiste anche qui – diventa allora spiegabile soprattutto alla luce del secondo elemento e, più in generale, del rischio normativo che grava perlomeno sui contratti *forward* la cui scadenza si pone in periodi abbastanza lontani e soggetti a potenziali variazioni regolamentari.

Va infine notato come il differenziale di prezzo (o prezzo relativo) tra EUA e CER’s tenda ad ampliarsi in periodi di prezzi crescenti e a ridursi in periodi di prezzi decrescenti, così riflettendo, probabilmente, il fatto che per i CER’s l’handicap costituito dal limite di utilizzabilità al 50% della copertura tende a emergere e a penalizzare il prezzo *relativo* rispetto agli EUA solo nei momenti di forte necessità di certificati, mantenendosi neutro ed ininfluenza quando la domanda complessiva ristagna.

### Relazione fra prezzi EUA ed efficienza energetica

Sussiste infine un’altra relazione del tutto intrinseca tra l’andamento dei prezzi EUA e il miglioramento dell’efficienza del sistema. Una minore intensità carbonica di processi e prodotti comporta, a parità di offerta di diritti, una naturale pressione ribassistica. La spinta al ricorso a tecnologie verdi rappresenta l’obiettivo del sistema e costituisce pertanto un indice di successo, ma allo stesso tempo deve necessariamente essere dinamico per non retroagire negativamente ingessando i progressi proprio a causa dei risultati già acquisiti. L’effetto di relazione è notevole specialmente nei sistemi che prevedono forme di premialità specifica per l’efficienza energetica: ad esempio, i Certificati Bianchi previsti in Italia (TEE) corrispondono in linea di principio a quote in eccesso di EUA vendibili sul mercato o utilizzabili per *compliance* future. L’abbinamento del ricorso al mercato ETS può consentire di incrementare dal 70 fino ad oltre il 100% il guadagno netto derivante dagli interventi di efficientamento, come è stato stimato in casi reali<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> Sono state effettuate simulazioni reali relative, ad esempio, a *switch* tra carbone e biomassa. Certificati bianchi (TEE) da utilizzo biomassa: 4000/anno per 5 anni.

### 3.3.3 Principali criticità emerse nella Seconda Fase e correttivi per la Terza Fase

Con la Direttiva CE 2009/29 si è cercato nel passaggio dalla Seconda alla Terza Fase di introdurre alcuni correttivi ed ovviare ad alcune importanti criticità emerse in precedenza ed in particolare la necessità di un sostegno al prezzo dei diritti e di meccanismi che ne consentano una certa controllabilità.

A tal fine col nuovo art. 10bis che regola l'*auktioning* (messa all'asta dei diritti)<sup>60</sup> è stata innanzitutto introdotta una discriminante tra settori industriali, suddivisi di fatto in tre categorie.

Per alcuni l'assegnazione dei diritti di emissione tramite *auktioning* (asta) diviene la regola, e questo vale *in primis* per il settore elettrico che da solo, nel 2010, copriva quasi i due terzi del totale. Questo pieno assoggettamento del settore elettrico rappresenta uno degli aspetti più importanti per il sostegno al prezzo dei diritti per varie ragioni: innanzitutto perché ne costituisce la quota di mercato più rappresentativa; in secondo luogo perché la costanza di domanda proveniente dal settore anche nelle fasi di crisi, soprattutto grazie al traino del settore residenziale, ne ha dimostrato il suo carattere anticiclico; infine perché la misura ha un effetto compensativo rispetto all'ampliamento della quota via via maggiore soddisfatta dalle fonti rinnovabili, la quale ha un effetto strutturale drenante sulla domanda di diritti di emissione.

Vi sono poi altri settori che saranno sottoposti a un passaggio all'asta in modo graduale, da un minimo del 20% nel 2013 per giungere a una quota fino al 70% nel 2020 ed al 100% nel 2027. Infine vi sono settori totalmente esclusi dal coinvolgimento nell'ETS perché ritenuti soggetti a una forte concorrenza internazionale, e quindi sia per ragioni di competitività sia per evitare un altrimenti probabile e conseguente fenomeno di *carbon leakage* dovuto alle delocalizzazioni produttive<sup>61</sup>. Un caso a parte è quello del settore aereo, inizialmente escluso e poi recuperato in extremis nel perimetro dell'ETS con decisione presa negli ultimi giorni del 2011 e con modalità peculiari, ma con un tasso di attribuzione gratuito dei permessi molto alto (85%) e comunque fisso fino al termine della Terza Fase nel 2020 (vedasi paragrafo 3.3.4).

Successivamente, il 27 aprile 2011 la Commissione Europea ha emanato la Decisione 2011/278/UE riguardante sia le aziende già ricomprese nell'ambito della Direttiva EU ETS, sia quelle oggetto dell'estensione del perimetro applicativo dell'ETS nel periodo 2013-2020. Con questa direttiva sono stati precisati i criteri di *benchmark* con i quali sarebbero state realizzate le aste competitive: le aziende interessate ad avvalersene hanno dovuto raccogliere i propri dati storici di emissioni relativi agli anni dal 2005 al 2010 compresi, descrivere le metodologie impiegate e farli validare da Organismi Terzi Indipendenti accreditati presso la rispettiva Autorità Nazionale competente per la Direttiva EU-ETS. I singoli Stati hanno poi dovuto trasmettere entro il 30 settembre alla Commissione Europea i dati così raccolti, elaborati e verificati.

- 
- controvalore economico vendita TEE (prezzo unitario 96€/t): € 384.000/anno per 5 anni;
  - costo approvvigionamento biomassa al netto del controvalore TEE: € 404.188/anno;
  - costo reale biomassa con TEE: € 34,4/t ;
  - quote di CO<sub>2</sub> eq risparmiate con lo switch: 16.000 t/anno CO<sub>2</sub> eq;
  - controvalore economico vendita EUA (prezzo unitario € 10-15): € 160.620 – 240.930.
- FLUSSI DI CASSA ANNUI:
- costo evitato approvvigionamento carbone: € 626.535/anno;
  - costo approvvigionamento biomassa: - € 788.198 /anno;
  - controvalore vendita TEE: € 384.000 /anno;
  - risparmio netto intervento efficienza energetica: € 222.347 / anno;
  - controvalore vendita EUA risparmiati: € 160.620 – 240.930 / anno;
  - risparmio totale intervento efficienza energetica + ETS : € 382.967 - 463.277.

Fonte: S. Mura, TholosGreen

<sup>60</sup> Le modalità procedurali della partecipazione alle aste sono contenute nel Regolamento UE 1031/2010.

<sup>61</sup> Questi settori sono stati individuati dalla Commissione Europea con decisione del 24 dicembre 2009.

Il secondo principale correttivo è stato inserito nel nuovo art. 13 della Direttiva 2009/29/CE relativo al *banking* e consiste nell'eliminazione della scadenza di validità dei crediti accantonati e non utilizzati, la quale col passare del tempo, in prossimità della scadenza tendeva a far crollare verso zero il prezzo dei diritti creando di fatto due mercati paralleli: la spendibilità interperiodale dei diritti tende invece a sostenerne il valore e a stabilizzarlo. Questo accorgimento ha consentito di ridurre la volatilità del prezzo, intesa come ampiezza delle oscillazioni intorno alla media periodale. Una volatilità eccessiva crea incertezza di valutazione, quindi disincentiva gli investimenti e drena potenziale liquidità; un mercato illiquido crea l'inesco per ulteriori volatilità ed illiquidità, in un circolo vizioso che finisce per renderlo inefficiente ed inefficace.

Un'analisi storica della volatilità dimostra come, almeno sinora, sia stato proprio questo parametro tecnico ad aver evidenziato, nelle sue fasi di fibrillazione, i punti deboli del sistema ETS: ogniqualevolta si è verificato un aumento della volatilità dei prezzi questo è stato effetto degli elementi di criticità del sistema, ma si è poi trasformato a sua volta in un fattore critico causale.

Tra il 2005 ed il 2009 la volatilità infra-annuale si è mantenuta tra il 14 e l'11,5% con due importanti eccezioni: l'intero anno 2006, allorché le scadenze 2006 e 2007 dei diritti hanno registrato valori oscillatori di circa il 38% intorno alla propria media, con propagazione anche sulle scadenze dei successivi anni; e il 2007, quando la volatilità infra-annuale dei certificati emessi in quell'anno ha raggiunto il 117%. Nel primo caso il motivo è stato riconducibile all'annuncio da parte di vari paesi est europei di una disponibilità di diritti superiore alle necessità, rendendo immediata la percezione di un rischio di *overhang* (improvviso ed imprevisto eccesso di offerta) per titoli la cui residua validità era ormai ridotta a poco più di un anno. Nel secondo caso il motivo è stato dovuto proprio al sopraggiungere della data di scadenza dei titoli.

Collegato all'art. 10 *bis* è il nuovo art. 11 *bis*, che disciplina l'uso di CER's ed ERU's a partire dal 2013.

Gli operatori sono autorizzati ad utilizzare crediti nel periodo 2008-2020 fino alla quantità loro assegnata nel periodo 2008-2012 o comunque fino a un massimo dell'11% di tale quota per qualsiasi quantitativo superiore eventualmente accumulato. I nuovi entranti ed i nuovi settori inclusi potranno ricorrervi per il 4,5% delle emissioni verificate nel periodo 2013-2020; per gli operatori aerei la percentuale è abbassata all'1,5%. Gli operatori possono chiedere, su richiesta, la conversione in nuovi diritti di emissione dei CER's ed ERU's non utilizzati nel 2008-2012: scambio che l'Autorità competente sarà tenuta ad effettuare entro il 31 marzo 2015. La conversione è obbligatoria (entro il 1° maggio 2013) per i crediti generati da progetti di abbattimento di gas NFC23 ed N2O.

In tabella 3.8 è riportata l'incidenza settoriale registrata dai crediti CER's ed ERU's nel periodo 2008-2010.

**Tabella 3.8 – Ricorso a CER'S ed ERU's per settore ETS. Periodo 2008-2010**

SETTORE	TOTALE ALLOCATO	CREDITI RESTITUITI	% CREDITI / TOT. ALLOCATO	% CREDITI / CRED. RESTITUITI
Impianti combustione	382,73	21,59	5,64	73,60
Raffinazione	59,08	2,58	4,37	8,80
Siderurgia	57,13	0,13	0,23	0,45
Cemento e calce	93,49	4,26	4,56	14,53
Vetro	9,21	0,17	1,82	0,57
Ceramica	2,37	0,04	1,52	0,12
Carta	16,15	0,56	3,49	1,92
Altre Attività	1,10	0	0	0
TOTALE	621,25	29,33	4,72	100,00

Fonte: elaborazione SendCO<sub>2</sub> su dati RIE

Oltre agli emendamenti già acquisiti, vi sono infine proposte o modifiche ancora allo stadio di ipotesi, suscettibili di essere varate comunque prima che abbia avvio la Terza Fase dell'ETS e che puntano tutte a rendere possibile un intervento diretto a sostegno del mercato ETS.

Una prima opzione è quella sostenuta dal Comitato per l'Industria, la Ricerca e l'Energia del Parlamento Europeo, il quale ha richiesto alla Commissione "misure che possano includere l'accantonamento del necessario ammontare di permessi": versione più flessibile del "set aside" che comunque, nel caso di ritiro a carattere permanente, richiederebbe la revisione della Direttiva ETS e una sua nuova votazione sia da parte del Parlamento in seduta plenaria sia da parte degli Stati membri.

Un'altra opzione, sostenuta da diverse lobby energetiche, punterebbe soprattutto a smorzare le caratteristiche di volatilità di lungo periodo dei prezzi attraverso una sorta di sub-meccanismo flessibile: l'istituzione di un'autorità regolatrice in grado di intervenire allorché il trend per ragioni esogene tenda a discostarsi da quello preventivato e ritenuto ottimale. Si tratterebbe di una "Central carbon bank" che agirebbe sul mercato dei permessi in analogia ai poteri di una Banca Centrale. La principale differenza rispetto al *set aside* (deciso una tantum, per via politica ed in modo irreversibile), è il fatto di rendere l'offerta dei permessi un vero e proprio strumento di *policy*, flessibile, reversibile e manovrato da un organismo tecnico a carattere necessariamente sovranazionale.

Ancora, è stata ipotizzata l'introduzione di un *price-floor* per i diritti di emissione in analogia con quanto già varato dal Regno Unito<sup>62</sup>, ossia un prezzo minimo garantito. Una soluzione, tuttavia, che presupporrebbe la necessità di fissare valori validi a livello centralizzato (UE) per prevenire sia il rischio di *carbon leakage* in qualsiasi Paese eventualmente escluso, sia la potenziale distorsività di prezzi minimi decisi unilateralmente in modo non uniforme.

Una questione a parte è infine quella della destinazione dei proventi generati dalla vendita all'asta dei diritti di emissione. L'ammontare del gettito dipenderà sia dal previsto prezzo unitario dei diritti, sia dall'eventuale irrigidimento nel tempo dei target europei: quello riferito alle emissioni (dall'attuale -20% rispetto al 1990 al più volte ventilato -30%) e quello riferito all'ammontare degli stessi diritti (dall'attuale -21% rispetto al 2005 al -36%). La Direttiva 2009/29 all'art. 10 prevede che i proventi complessivi della vendita dei diritti siano redistribuiti ai singoli Stati in proporzione alle rispettive percentuali (per l'Italia si tratta del 9,42%) anche se il *working paper* della Commissione relativo al succitato irrigidimento del target considera, tra l'altro, anche la possibilità di privilegiare i paesi a minor reddito.

Va infine obbligatoriamente citata la Proposta di Direttiva COM 2011 169/3, del giugno 2011, la quale propone di emendare la Direttiva 2003/96/CE1 sul sistema di tassazione dei prodotti energetici introducendo, fra le altre cose una *carbon tax* per i settori non coperti dall'ETS. Questa proposta è finalizzata allo stesso tempo a un molteplici scopo: eliminare le distorsioni nel trattamento tra vari combustibili prodotte da una fiscalità basata sui volumi fisici fisiche anziché sul contenuto energetico; conferire al prelievo fiscale una componente ambientale collegandone una parte al contenuto carbonico; eliminare le distorsioni tra settori soggetti all'ETS e settori esclusi, fissando un valore della tassa (20 €/t ) pari a quello attualmente previsto per i permessi di emissione (EUA) al 2020. Le stime della Commissione indicavano che la *carbon tax* potrebbe generare entro il 2020 nei settori ove applicata riduzioni dell'1,6% nei consumi e del 4% nelle emissioni.

Come per i diritti di emissione, anche per la *carbon tax* l'uso del gettito si presta a fornire una opportunità di riequilibrio ed efficientamento fiscale. Secondo l'approccio e gli auspici della stessa Commissione e sulla scorta di esperienze già attuate in paesi scandinavi, Germania e Regno Unito, il gettito dovrebbe servire sia per alleggerire il carico della tassazione sul lavoro, sia come fonte di

---

<sup>62</sup> Il *price floor* è stato adottato nel Regno Unito nell'ambito della *carbon tax* nazionale sui combustibili fossili e prevede, dall'aprile 2013, per gli impianti termoelettrici un'extratassa pari al differenziale tra i prezzi dei permessi EUA acquistati sul mercato e un livello minimo fissato a 16 sterline (18,8 €) che crescerà progressivamente fino a 30 sterline (35,3€) nel 2020. La tassa considera sempre uno scenario posticipato di due anni: una volta prefissati i *price floor* per ciascun anno, essa prende a riferimento quello relativo al secondo anno successivo e il corrispondente prezzo dagli EUA per quell'anno sul mercato dei *futures*, e corrisponde alla differenza tra i due valori. Un altro sistema di graduale *price floor* è stato adottato in Australia.

finanziamento “endogeno” agli eventuali schemi di incentivazione a energie rinnovabili, sia per possibili forme di restituzione diretta al fine di correggere i caratteri di regressività che, date le sue caratteristiche intrinseche, una *carbon tax* finirebbe inevitabilmente per avere.

### 3.3.4 Il caso del settore aereo

Il settore aereo ha costituito un caso disciplinato molto di recente in modo del tutto peculiare, dimostrando gli effetti controversi che si possono generare nel definire cornice e sostanza applicativa dell’ETS.

In forza della Direttiva 2008/101/CE, dal 1° gennaio 2012 esso è stato incluso dall’Unione Europea nel perimetro applicativo dell’ETS, obbligando i vettori che atterrano o decollano da aeroporti situati sul territorio comunitario ad acquistare crediti sul mercato ETS per ogni eccedenza rispetto all’85% del quantitativo storico di emissioni, pena il pagamento di una multa da 100 euro per ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa e non coperta.

Nonostante l’assegnazione gratuita (fino al 2020) di permessi a copertura di ben l’85% delle emissioni storiche rappresenti un vincolo abbastanza blando, dal punto di vista giuridico la decisione è controversa, e per divenire operativa è occorso il via libera da parte della Corte di Giustizia Europea. Nell’immediato essa aveva infatti provocato un ricorso da parte di compagnie aeree americane e canadesi, oltre che una dichiarata opposizione da parte della *China Air Transport Association*, per presunte violazioni della Convenzione di Chicago, dell’accordo *Open skies*, dello stesso Protocollo di Kyoto oltre che di principi consuetudinari di diritto internazionale.

Il motivo della controversia risiede nel carattere unilaterale della decisione, che impone il pagamento di quote ETS anche ai vettori extraeuropei e per giunta in modo proporzionale alla distanza, realizzando così la più classica “*taxation without representation*”, cioè l’assoggettamento forzoso al meccanismo fiscale anche al di fuori dei propri spazi di sovranità giuridica. I soli vettori cinesi – secondo le stime effettuate dalla loro citata associazione – si vedrebbero gravati di un costo addizionale annuo di circa 100 milioni di euro, destinato a triplicarsi entro il 2020. Questa cifra è pari a circa il 15-20% dei 9 miliardi di euro che tra il 2012 ed il 2020, secondo le stime di Thompson Reuters, pagheranno complessivamente le compagnie aeree operanti in Europa per acquistare i necessari diritti di emissione ma traslabili sul passeggero con rincari medi sul prezzo dei biglietti variabili da 2 a 12 euro. Infatti, anche secondo un recente studio commissionato dalla *US Federal Aviation Administration*, nella verosimile ipotesi che le compagnie riescano a traslare i maggiori costi sui passeggeri, esse potrebbero addirittura guadagnare dall’inclusione nell’ETS: le assunzioni dello studio sono un prezzo degli EUA nel *range* in cui si è mantenuto da metà 2009 a metà 2011 (15 dollari) crescente del 4% l’anno fino al 2020 ed emissioni settoriali in crescita del 35% sul periodo.

Nonostante obiezioni basate sul fatto che la concorrenza tra compagnie – fortemente centrata sul prezzo – ostacolerebbe la traslabilità del costo dei diritti, l’evidenza mostra come essa sia già realtà, avendo alcune compagnie annunciato rincari forfettari a specifica copertura dei costi ETS: si tratta, a ben osservare, dei primi esempi in assoluto di tassazione carbonica applicata all’utente finale, che dovrebbe favorire le compagnie più efficienti in termini di emissioni (ottimizzando le flotte, il tasso di utilizzo dei voli, e così via).

### 3.3.5 Gli altri principali emendamenti alla Direttiva CE/2009/29

Gli altri principali emendamenti introdotti al mercato dei diritti di emissione dalla Direttiva CE 2009 / 29 per correggere la precedente Direttiva CE/ 2003/87 possono così schematizzarsi:

- una nuova e più ampia definizione di gas serra: oltre ai cinque contenuti nell’Allegato II della precedente Direttiva, sono considerati climalteranti una serie di gas di origine naturale ed antropica che assorbono e riemettono radiazioni infrarosse;

- una nuova definizione di “Impianto Nuovo Entrante”, con una sostituzione dell’Allegato alla precedente Direttiva e un nuovo riferimento temporale al 30 giugno 2011;
- estensione del perimetro applicativo: il nuovo articolo 24 stabilisce una procedura di inclusione settoriale unilaterale da parte della Commissione, che si intende già contestualmente applicata sulle emissioni decorrenti dal 2008 a una serie di nuove tipologie di impianti in aggiunta a quelli già previsti dall’Allegato I della precedente Direttiva per le emissioni decorrenti dal 2005; il nuovo articolo 9bis stabilisce l’adeguamento, a partire dalla Terza Fase, delle quote di emissione attribuite a tali Nuovi Entranti;
- possibilità di riesame delle autorizzazioni: l’articolo 6 della Direttiva 2003 /87 è modificato in modo da consentire la rivedibilità periodica (quinquennale) delle autorizzazioni alle emissioni;
- introduzione dei “piani di monitoraggio”: secondo la nuova versione dell’art. 6, l’autorizzazione ad emettere gas serra sarà subordinata non più a semplici “disposizioni” (come nella precedente versione), bensì a un vero e proprio piano conforme al Regolamento emanato nel 2011. I singoli gestori hanno l’obbligo di trasmettere i piani di monitoraggio all’Autorità Nazionale competente per l’approvazione e, in caso di aggiornamento o modifica, questa può essere concessa senza rimettere in discussione l’autorizzazione a cui è collegato il piano;
- ridefinizione del quantitativo di quote: secondo il nuovo articolo 9 della Direttiva, il totale complessivo dei diritti di emissione rilasciati annualmente nella Terza fase ETS (a partire dal 2013) diminuisce annualmente di un fattore lineare pari all’1,74% rispetto al quantitativo medio totale rilasciato dagli Stati membri nell’anno centrale del periodo 2008-2012 in base ai rispettivi Piani Nazionali di allocazione così come validati dalla Commissione. Per l’anno 2013 il tetto complessivo di permessi è stato fissato in 2,04 miliardi. Il fattore di riduzione lineare può essere riconsiderato dalla Commissione e la sua revisione sottoposta al Parlamento e al Consiglio a partire dal 2020 per una decisione entro il 2025;
- impianti esclusi dall’assegnazione gratuita di quote. Il nuovo articolo 10 *bis* come modificato rispetto alla precedente Direttiva individua per la prima volta, fatte salve le eccezioni previste dai commi 4-8, alcune tipologie di impianti che vengono esclusi dall’assegnazione gratuita di diritti di emissione: gli impianti per la produzione elettrica, quelli per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell’anidride carbonica. L’art. 10 *quater* stabilisce che gli impianti elettrici già in funzione o la cui costruzione sia fisicamente iniziata prima del 31/12/2008 godano di una deroga rispetto al nuovo regime di assegnazione esclusiva di quote tramite asta. Va notato come questo nuovo regime annulli l’originaria previsione di quote assegnate gratuitamente per il 90% per il periodo 2009- 2012.

### 3.4 L’evoluzione della situazione italiana

#### 3.4.1 Distanza dall’obiettivo del Protocollo di Kyoto

L’obiettivo sottoscritto dall’Italia nell’ambito della convenzione di Kyoto sui Cambiamenti Climatici prevede una riduzione dei GAS SERRA nel periodo 2008-2012 mediamente del 6,5% rispetto al 1990. Ciò comporta che, complessivamente, nel periodo soggetto ad obbligo, l’Italia non può emettere più di 2416,3 MtCO<sub>2</sub> eq. La valutazione effettuata con i dati ufficiali disponibili a maggio 2011 circa la distanza dall’obiettivo di Kyoto tiene conto dei dati di emissione a consuntivo ufficiali per il 2008, 2009 e 2012 e di una valutazione per le emissioni 2011, 2012. La valutazione del 2011 viene effettuata sulla base dei consumi energetici provvisori mentre per il 2012 si effettuano previsioni di aumento dei consumi; le emissioni dei settori non energetici si considerano costanti.

Per l’anno 2011 e 2012 si utilizzano i consumi energetici per fonte indicati in tabella 3.9.

Tabella 3.9 – Consumo interno lordo (Mtep/anno)

	2008	2009	2010	2011	2012
Solidi	16,74	13,07	14,95	13,27	13,27
Gas naturale	69,52	63,90	68,06	69,32	70,71
Petrolio	79,24	73,30	72,22	71,70	71,34
Rinnovabili	16,99	20,18	22,85	23,00	24,15
Energia elettrica	8,81	9,89	9,71	9,67	9,67
<b>Totale</b>	<b>191,30</b>	<b>180,34</b>	<b>187,79</b>	<b>186,96</b>	<b>189,14</b>
Totale fonti fossili	165,50	150,27	155,23	154,30	155,32

Fonte: elaborazione ENEA

In tabella 3.10 viene riportata la valutazione emissiva complessiva fino al 2012 e la relativa distanza dell'Italia dall'obiettivo di Kyoto.

Tabella 3.10 – Emissioni annuali di gas serra: distanza target (Mt CO<sub>2</sub>eq)

	1990	2008	2009	2010	2011	2012	Media periodo 2008-2012
Emissioni	519,2 <sup>63</sup>	541,6	491,5	501,3	497,2	499,5	506,2
Potenziale assorbimento forestale							-10,2
Certificati da meccanismi flessibili acquisiti							-1,1
Emissioni totali							494,9
Target Kyoto							483,3
Distanza							11,6

Fonte: elaborazione ENEA

Da tale valutazione risulta che per il quinquennio 2008-2012 l'Italia deve reperire sul mercato crediti di emissione per circa 50 MtCO<sub>2</sub>eq. Considerando un costo medio di 15 €/tCO<sub>2</sub> il costo complessivo per il paese per il mancato raggiungimento dell'obiettivo è valutato intorno ai 750 milioni di euro. Questo rappresenta un calcolo prudenziale: infatti ai prezzi correnti di 7,5 € tale costo scenderebbe alla metà.

### 3.4.2 Distanza dall'obiettivo europeo al 2020

#### Efficienza energetica

Gli interventi nel campo dell'efficienza energetica in Italia si basano su una serie di misure trasversali tra i differenti settori e in misure dedicate nei settori cogenerazione, teleriscaldamento, industria, civile e trasporti. Vengono utilizzate differenti forme di incentivazione e finanziamento oltre all'applicazione di standard energetici minimi obbligatori.

I riferimenti legislativi relativi alle misure trasversali sono:

- DLgs 79/1999 art. 9 per l'istituzione del meccanismo dei certificati bianchi o titoli di efficienza energetica (TEE), con i relativi decreti attuativi; l'ultimo, il DM 21.12.2007, prolunga l'obbligo dei TEE fino al 2012;

<sup>63</sup> Valore ricalcolato nell'ultimo Common Reporting Format inviato al Segretariato del Clima nell'aprile 2012. Il valore dell'Assigned Amount rimane quello indicato nel documento FCCC/IRR/2007/ITA.

- Piano d'Azione 2007 in attuazione della direttiva 2006/32/CE per l'efficienza degli usi finali di energia ed i servizi energetici;
- DLgs 201/2007, che recepisce la Direttiva 2005/32/CE, per l'immissione sul mercato e la libera circolazione dei prodotti energivori che rispettano standard minimi obbligatori;
- Legge 99/2009 relativa al ritorno alla produzione elettronucleare, alle semplificazioni attuative per infrastrutture energetiche e recante una serie di disposizioni su risparmio energetico, biomasse, eolico e geotermico.
- Quadro Strategico Nazionale (QSN) le cui linee guida sono state approvate dall'intesa del 2.2.2005 tra Stato, Regioni ed Enti locali, nel cui ambito sono compresi temi di risparmio energetico, fonti rinnovabili e trasporti finanziati per il periodo 2007-2013;
- Decreto Min. Ambiente 25.11.2008 che istituisce il Fondo Rotativo per Kyoto, per il finanziamento di interventi per la riduzione delle emissioni di GAS SERRA, che comprende risparmio energetico e fonti rinnovabili.

I principali riferimenti normativi per le misure settoriali sono:

- Settore Civile:
  - DLgs 192/2005, di recepimento della direttiva 2002/91/CE modificato dal DLgs 311/2006 che stabilisce standard energetici minimi obbligatori e di utilizzo di fonti rinnovabili per edifici di nuova costruzione o per grandi ristrutturazioni;
  - detrazione fiscale del 55%, prevista dalle leggi finanziarie e di stabilità dal 2007 a tutto il 2011, a sostegno dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili nelle ristrutturazioni edilizie;
  - Direttiva 2010/31/CE, non ancora recepita a livello nazionale, che stabilisce standard energetici più stringenti;
- Settore Trasporti:
  - misure infrastrutturali per il trasferimento modale di passeggeri e merci su ferrovia e metropolitane finanziate anche dalla Legge 211/92 e dalla Legge obiettivo 443/2001;
  - standard minimi obbligatori per autovetture nuove previsti dal regolamento comunitario 443/2009.
- Cogenerazione: DLgs 20/2007, recepimento della direttiva 2004/8/CE che definisce la cogenerazione ad alta efficienza e le relative modalità di accesso alle agevolazioni fiscali.

Rispetto a questo quadro normativo sono allo studio ulteriori misure trasversali e settoriali:

- Certificati bianchi: riformulazione e prolungamento fino al 2020;
- Standard energetici obbligatori: estensione e riformulazione dei regolamenti comunitari;
- Cogenerazione e teleriscaldamento: proposta di incentivazione economica in conto esercizio;
- Civile: recepimento della direttiva 2010/31/CE, per accelerare il tasso di rinnovo del parco edilizio e favorire una stabilizzazione dell'incentivazione all'edilizia ad alta efficienza con forme di prelievo gravanti non più su la fiscalità generale ma sui consumi di gas naturale;
- Trasporti:
  - Misure per incentivare il trasferimento modale di passeggeri verso il trasporto pubblico e delle merci verso il trasporto marittimo;
  - misure orientate alla domanda ed al comportamento (*car sharing, car pooling, eco-driving* ecc.);
  - misure di incentivazione per l'accelerazione del rinnovo del parco veicoli;
  - promozione e incentivazione di veicoli elettrici e ibridi plug-in;
  - standard minimi obbligatori per veicoli commerciali.

Il sistema di misure di efficienza energetica è stato valutato nel suo impatto di risparmio di energia negli usi finali e nella riduzione di gas serra. Sono stati considerati separatamente gli effetti di riduzione che impattano sul sistema ETS da quelli relativi al sistema NON-ETS. La valutazione, riportata in tabella 3.11, è stata eseguita relativamente al 2020. Le misure sono state aggregate in tre gruppi: decise e operative, decise e non operative, ulteriori misure<sup>64</sup>).

**Tabella 3.11 – Valutazione dell’impatto di misure di efficienza energetica su emissioni e consumi energetici**

anno 2020	Riduzione gas serra TOTALE (Mt CO <sub>2</sub> eq./a)			Riduzione usi finali (Mtep/a)
	TOTALE	NON ETS	ETS indiretti	
<b>MISURE DECISE E OPERATIVE</b>	31,20	22,53	8,67	10,14
COGENERAZIONE	1,20	1,20		0,50
INDUSTRIA	4,60	0,38	4,22	1,16
CIVILE (residenziale e terziario)	9,50	5,04	4,46	3,40
TRASPORTI	15,90	15,90		5,08
<b>MISURE DECISE NON OPERATIVE</b>	10,40	5,15	5,25	3,15
COGENERAZIONE	2,47	2,47		1,05
INDUSTRIA	2,76		2,76	0,66
CIVILE (residenziale e terziario)	3,89	1,41	2,49	1,03
TRASPORTI	1,28	1,28		0,41
<b>ULTERIORI MISURE</b>	37,75	29,80	4,82	12,55
EFFICIENZA ENERGETICA USI PRIMARI	0,71		0,71	0,17
COGENERAZIONE	0,55	0,55		0,23
INDUSTRIA	6,87	4,19	2,68	2,42
CIVILE (residenziale e terziario)	13,36	8,79	1,43	4,53
TRASPORTI	16,27	16,27		5,20
<b>TOTALE MISURE</b>	79,35	57,47	18,74	25,84

Fonte: elaborazione ENEA

### Fonti rinnovabili

Le politiche e misure nazionali sulle fonti rinnovabili risalgono al recepimento di altrettante direttive europee.

Prima fra tutte la direttiva 1996/92/CE recante “Norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”, recepita dal DLgs 79/99 che, all’art. 11, ha introdotto un sistema di incentivazione dell’energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, definito con il nome di "Certificati Verdi".

A questa sono seguite:

- Direttiva 2001/77/CE “sulla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità” recepita dal DLgs 387/03. L’attuazione della

<sup>64</sup> Per misure decise e operative si intendono le misure già implementate; le misure decise e non operative sono invece quelle per la cui implementazione sono necessari uno o più decreti attuativi; infine, le ulteriori misure sono quelle “allo studio” e per le quali non esiste ancora un riferimento normativo.

suddetta Direttiva prevedeva un contributo delle fonti rinnovabili pari al 25% del consumo nazionale lordo di elettricità entro il 2010;

- Direttiva 2003/30/CE “sulla promozione dell’uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti” recepita dal DLgs 128/05 che fissava degli obiettivi nazionali espressi come percentuale del totale del carburante diesel e di benzina nei trasporti immessi al consumo;
- Direttiva 2004/8/CE “sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia” recepita dal DLgs 20/07;
- Decisione 2009/406/CE “concernente gli sforzi degli Stati membri per ridurre le emissioni dei gas a effetto serra al fine di adempiere agli impegni della Comunità in materia di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2020” che stabiliva il contributo minimo degli Stati membri all’adempimento dell’impegno assunto dalla Comunità di ridurre, per il periodo dal 2013 al 2020, le emissioni di gas a effetto serra e le norme per la realizzazione di tali contributi e per la valutazione del rispetto di questo impegno;
- Direttiva 2009/28/CE “sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”, che stabiliva un quadro comune per la promozione dell’energia da fonti rinnovabili e fissava obiettivi nazionali obbligatori per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia e per la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti. In particolare, la Direttiva prevedeva un obiettivo europeo al 20% che si traduceva in un obiettivo nazionale pari al 17% e, per il settore trasporti, pari al 10% nel 2020. La Direttiva è stata recepita dal DLgs 28/11 mentre, in precedenza (il 30 giugno 2010) era stato predisposto il previsto Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PAN) che comprende l’informazione sugli obiettivi settoriali e sulle misure volte a conseguire tali obiettivi.

In sostanza, attualmente sono vigenti le seguenti misure di incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili:

- incentivazione dell’energia elettrica prodotta da impianti a fonti rinnovabili con il sistema dei certificati verdi, basato su una quota d’obbligo di nuova produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- incentivazione con tariffe fisse omnicomprensive dell’energia elettrica immessa in rete dagli impianti a fonti rinnovabili fino a 1 MW di potenza (200 kW per l’eolico), in alternativa ai certificati verdi;
- modalità di vendita semplificata dell’energia prodotta e immessa in rete a prezzi di mercato prestabiliti (ritiro dedicato);
- possibilità di valorizzare l’energia prodotta con il meccanismo dello “scambio sul posto” per gli impianti di potenza sino a 200 kW;
- incentivazione degli impianti fotovoltaici e solari termodinamici con il meccanismo del “conto energia”.

Altre misure non esclusivamente dedicate alla produzione di energia elettrica sono quelle comprese nel:

- Quadro Strategico Nazionale (QSN) e, in particolare, quelle contenute nel programma operativo interregionale sulle fonti rinnovabili e il risparmio energetico;
- Piano di Azione Nazionale (PAN) per le energie rinnovabili, previsto dalla Direttiva 2009/28/CE.

Per quanto riguarda, invece, l'incentivazione della produzione termica da fonti rinnovabili, esistono le seguenti misure, che rappresentano anche una buona parte delle misure riguardanti l'efficienza energetica:

- detrazioni fiscali del 55% delle spese sostenute per l'installazione di pompe di calore, impianti solari termici, impianti a biomassa;
- obbligo per i nuovi edifici, non ancora pienamente operativo, di copertura di una quota (50%) dei fabbisogni di energia per la produzione di acqua calda sanitaria mediante fonti rinnovabili, nonché di uso d'impianti a fonti rinnovabili per la produzione elettrica;
- agevolazioni fiscali per gli utenti allacciati alle reti di teleriscaldamento da fonte geotermica o biomasse;
- meccanismo dei titoli di efficienza energetica, cui possono accedere tecnologie quali gli impianti solari termici, le caldaie a biomassa e le pompe di calore, anche geotermiche;
- assenza di accisa per le biomasse solide alimentanti le caldaie domestiche;
- fondo di rotazione per Kyoto.

Si riporta, in tabella 3.12, la valutazione dell'impatto di riduzione delle misure all'anno 2020. Anche qui, le misure sono state aggregate in tre gruppi: decise e operative, decise e non operative, ulteriori misure (vedi nota 12).

**Tabella 3.12 – Valutazione dell'impatto di misure a favore delle rinnovabili su emissioni e produzione energetica**

anno 2020	Riduzione gas serra TOTALE (Mt CO <sub>2</sub> eq./a)			Produzione usi finali (Mtep/a)	Produzione elettrica rilasciata alla rete (TWh <sub>e</sub> /a)
	TOTALE	NON ETS	ETS indiretti		
MISURE DECISE E OPERATIVE	8,64	2,10	6,54	4,27	18,17
RINNOVABILI ELETTRICHE	6,33		6,33	1,51	17,60
CIVILE (residenziale e terziario)	0,81	0,60	0,20	1,62	0,56
TRASPORTI	1,49	1,49		1,14	
MISURE DECISE NON OPERATIVE	2,01	1,73	0,28	1,32	0,77
CIVILE (residenziale e terziario)	0,43	0,16	0,28	0,11	0,77
TRASPORTI	1,58	1,58		1,21	
ULTERIORI MISURE	30,42	17,21	13,21	10,08	36,70
RINNOVABILI ELETTRICHE	13,22		13,21	3,16	36,70
RINNOVABILI TERMICHE	17,21	17,21		6,93	
TOTALE MISURE	41,07	21,04	20,03	15,68	55,63

Fonte: elaborazione ENEA

### 3.5 I costi dei cambiamenti climatici

#### 3.5.1 Il tasso di sconto: parametri e stime empiriche

Il tema dei costi dei cambiamenti climatici è da sempre stato uno dei più complessi e controversi soprattutto per i notevoli margini di discrezionalità che caratterizzano tutti gli elementi da includere nelle valutazioni: le tipologie di costi da considerare, la natura privata o sociale, le metodologie ed i parametri da utilizzare per stimarli e quantificarli. Sono in particolare due i principali e peculiari problemi della canonica analisi costi benefici applicata ai cambiamenti climatici:

- il fatto di non poter essere un'analisi standard e ortodossa, in quanto non si tratta di valutare cambiamenti "al margine" - ossia rilevanti soltanto per uno o due mercati, *ceteris paribus* - bensì globali, aventi cioè un impatto (diretto o indiretto, immediato o dilazionato) sull'intero sistema economico;

- l'estensione dell'orizzonte temporale sul quale vanno effettuate le valutazioni del costo opportunità del capitale investito, orizzonte che non trova tra gli strumenti finanziari disponibili, in particolare obbligazionari sovrani o *corporate*, parametri di riferimento omogenei sotto il profilo della durata (secolare). Solo di recente sono comparsi i primi bond con scadenza a 50 anni, il cui rendimento può costituire una *proxy* dell'idea delle aspettative di crescita e di mercato su un simile orizzonte temporale; tuttavia, spesso, gli investimenti resi necessari per contrastare il cambiamento climatico hanno "ritorni" e benefici che vanno ben al di là anche di 50 anni, quindi a carattere del tutto intergenerazionale.

L'elemento centrale con cui deve confrontarsi ogni iniziativa economica finalizzata al contrasto dei cambiamenti climatici è il parametro adottato comunemente dal mercato per attualizzare i benefici netti futuri di qualsiasi forma di investimento, ossia il tasso di sconto, definito generalmente in letteratura come:

$$\sigma = \delta + \eta g$$

dove:

$\sigma$  = tasso di sconto;

$\delta$  = saggio di preferenza temporale;

$\eta$  = elasticità dell'utilità marginale sociale rispetto al consumo;

$g$  = tasso di crescita del PIL.

Tra questi parametri riveste particolare importanza il saggio di preferenza temporale  $\delta$  (*social time preference rate - stpr*), sia perché incide notevolmente sulla scelta del tasso di sconto sia perché il suo significato intrinseco consiste nel valore che l'individuo e la società associano al consumo presente raffrontato a quello futuro: esso dunque rappresenta e identifica l'"impazienza" individuale e sociale, rilevando e misurando il desiderio di consumo immediato.

Il Rapporto Stern ha rappresentato finora la sintesi più nota ed esaustiva di un approccio teorico-pratico alla questione del cambiamento climatico, e la sua principale caratteristica è l'abbinamento di una diagnosi e una prognosi. Quest'ultima è la parte più ampiamente condivisa, nelle sue raccomandazioni che in seguito sarebbero state riprese e, in vari casi, attuate: l'internalizzazione dei costi dei gas serra attraverso strumenti di mercato; la spinta e l'incentivazione di nuove tecnologie, specialmente a carattere *low carbon*; l'implementazione di strategie di adattamento; l'attuazione di impegni a ridurre le emissioni entro soglie definite.

Molto più discusse e controverse, invece, sono la diagnosi e le previsioni che ne vengono derivate in scenari tendenziali, sia in termini fisici (accelerazione probabilistica dell'aumento di temperatura) sia in termini economici (valutazione monetaria dei danni globali connessi al *climate change*). In particolare, Stern afferma, sulla base degli studi sul clima, che l'inazione comporti una probabilità del 50% di un aumento medio di temperatura di 5 °C entro il 2050. Da ciò conseguirebbe un costo variabile tra il 5 ed il 20% del PIL mondiale (effetto paragonabile a quello della Grande Depressione negli anni '30), a fronte di appena l'1% nel caso di un'azione immediata.

Una delle principali assunzioni che ha determinato le conclusioni così drastiche di Stern risiede nella scelta del tasso di sconto (1,4%), il cui livello dipende a sua volta in modo determinante dalla scelta del saggio di preferenza temporale, fissato da Stern al valore di 0,1%. Si tratta di un valore estremamente basso e significa in concreto che, nel caso dei beni ambientali, il beneficio costituito dalla loro fruibilità futura – anche a notevole distanza di tempo – riceve tendenzialmente lo stesso "peso" della utilità che ne è ricavabile nel presente. La stessa ponderazione vale all'inverso, simmetricamente, per i danni: la valutazione economica di danni futuri o immediati tende a risultare equivalente. Questa assunzione teorica è stata tra le più aspramente criticate, ma occorre sottolineare come Stern abbia inteso il saggio di preferenza temporale nella sua accezione genuina, che si riferisce ai benefici futuri in termini di *benessere* (o utilità) delle generazioni successive, e non già al valore di beni materiali o monetari. Di conseguenza un tasso di preferenza temporale vicino allo zero andrebbe inteso come un'assunzione più etica che economica, ovvero come un modo per includere l'equità intergenerazionale.

Nel caso degli investimenti di mitigazione ed adattamento ai cambiamenti climatici, un tasso di sconto molto basso implica rispetto ai canoni normali una notevole rivalutazione non soltanto di tutti i benefici a lungo termine (i “danni evitati”), ma anche di tutti i costi futuri (o “mancati benefici”) connessi al “non intervento”. Proprio la presunta sopravvalutazione dei costi potenziali ha costituito l’altra principale critica mossa al Rapporto Stern. Attraverso il ricorso agli studi più pessimistici in letteratura, i costi vengono identificati nel Rapporto in una scala crescente: il 5% del PIL mondiale corrispondente al “caso base”; il 6,9% corrispondente a una più elevata sensibilità degli ecosistemi alle variazioni climatiche; il 14,4% nel caso si tengano conto delle esternalità come gli effetti sulla salute umana; infine il 20% se si tiene conto anche degli effetti estremi a carattere più o meno regionale e/o locale che la variabilità climatica implica.

Le conclusioni più pregnanti del Rapporto Stern rappresentano un esempio eloquente del principale tipo di confutazione a cui si espone in linea teorica ogni stima dei costi dei cambiamenti climatici sul piano concettuale prim’ancora che quantitativo: il livello eccessivamente basso del tasso di sconto adottato. Infatti, a puro titolo esemplificativo, è sufficiente assumere al 3% il saggio di preferenza temporale<sup>65</sup> per pervenire ad un’attualizzazione dei costi prossima allo zero<sup>66</sup>.

### 3.5.2 La “Carbon Bubble”

Un’interessante applicazione “a contrario” dell’internalizzazione dei costi dei cambiamenti climatici agli investimenti è quella che ha recentemente originato la denuncia del pericolo di una cosiddetta *carbon bubble*<sup>67</sup>. In questo caso si assume che oltre un incremento di 2 °C della temperatura media globale i danni diventerebbero irreversibili ed ingestibili; in termini economici, la curva del danno marginale diviene verticale, indicando cioè un valore infinito. Pertanto, la soglia dei 2 °C diventa un “cap” (perlomeno in termini probabilistici non superiori al 20%) e, a cascata, lo divengono la concentrazione massima di CO<sub>2</sub> ammissibile corrispondente a quella soglia e la quantità di fonti fossili tuttora immagazzinate nelle riserve che ci si può ancora consentire di estrarre e bruciare prima di raggiungere la suddetta concentrazione. Tale quantità, da ora al 2050, corrisponde a circa 565 Gt di emissioni di CO<sub>2</sub>, appena 1/5 rispetto alle 2795 corrispondenti al potenziale emissivo di tutte le riserve attualmente conosciute (composte per il 65% da carbone; per il 22% da petrolio; per il 13% da gas naturale). Circa 745 Gt di potenziale fanno capo alla proprietà delle maggiori 100 compagnie carbonifere e delle 100 maggiori compagnie petrolifere quotate sulle Borse mondiali (52% in carbone; 43% in petrolio; solo il 5% in gas naturale), quindi un valore già superiore rispetto a quello massimo consentito; ma che si riduce ad appena 150 Gt considerando le riserve di proprietà nazionale e applicando di conseguenza in modo uniforme, per tutti, un “fattore di sfruttabilità” pari al 20%. Si può pertanto affermare, da un lato, che la maggior parte delle riserve di fonti fossili, in base a un’internalizzazione dei costi sociali delle emissioni di fatto già esplicitata ed ufficializzata tramite l’adozione di una soglia alle emissioni globali, non potranno mai essere sfruttate. Mentre dall’altro lato, sul mercato, quelle stesse riserve costituiscono attualmente per intero *asset* oggetto di investimento, e sono capitalizzate sulle Borse come tali senza alcun riguardo al fatto che sono cinque volte superiori al budget effettivamente utilizzabile nei prossimi 40 anni. Su alcune Borse in particolare (Inghilterra, Russia, Canada, Brasile) l’incidenza della capitalizzazione delle società minerarie e petrolifere rispetto all’indice è molto pronunciata (circa il 25-30%), e questo determina un significativo potenziale di improvvisa svalutazione allorché il mercato riconoscesse l’incongruenza con un probabile effetto domino su tutto il mercato finanziario globale<sup>68</sup>.

---

<sup>65</sup> Nordhaus W.D., *The “Stern Review” on the Economics of the Climate Change*, National Bureau of Economic Research, workink paper n.12741, dic. 2006.

<sup>66</sup> L’intervallo 5-14,4% diviene 1,3-3,7% con *stpr* pari all’1%; 0,6-1,8% con saggio al 2%; 0,4-1,1% con saggio al 3%.

<sup>67</sup> *Unburnable Carbon – Are the World’s financial markets carrying a carbon bubble ?* Carbon Tracker Initiative.

<sup>68</sup> L’evidente analogia con la situazione dei mutui *subprime* da cui si originò la crisi globale tuttora in essere ha portato a mutuare l’espressione *carbon bubble*.

## 4 EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE

### 4.1 Sistemi energetici ed analisi di scenario

Nel seguente capitolo verranno presentate analisi di scenario del sistema energetico nazionale.

Appare pertanto importante chiarire fin da subito cosa si intenda per sistema energetico e per scenario, quali siano le finalità delle analisi basate su di essi, che approcci/metodologie esistano e quali le tipologie di strumenti maggiormente utilizzati.

Un sistema energetico, sia esso su scala locale o globale, può essere pensato come l'insieme dei flussi di risorse energetiche (commodities), di tecnologie e della rete di connessioni (fisiche e non) che le mette in relazione.

Per tecnologia energetica si intende un qualsiasi dispositivo che produca, trasformi, trasmetta, distribuisca o utilizzi energia; da notare che, nell'approccio sistemico, nessuna tecnologia lavora "in isolamento", ovvero in maniera del tutto indipendente dalle altre.

Nei modelli utilizzati per rappresentare i sistemi energetici, ogni tecnologia viene caratterizzata da parametri di tipo tecnologico (efficienza, vita utile, potenza..), economico (costi fissi e variabili, tassi di ammortamento..) ed ambientale (emissioni da combustione, emissioni di processo..).

L'analisi di un sistema energetico prevede una sua rappresentazione dettagliata, almeno in riferimento a quattro dimensioni chiave: energetica, ingegneristica (tecnologica), ambientale ed economica.

I sistemi energetici vengono studiati attraverso scenari, che non sono previsioni di come esso evolverà nel futuro: è invece possibile pensare agli scenari come ad immagini alternative del modo in cui un sistema può svilupparsi (senza entrare nel merito della probabilità che esso si verifichi), basate su un insieme di ipotesi verosimili, e che rappresentano evoluzioni intrinsecamente coerenti.

Il ricorso agli scenari energetici è in genere finalizzato a supportare i *decision makers* in merito alle più disparate problematiche in tema di energia, ad esempio:

- a definire obiettivi di riduzione delle emissioni di gas serra;
- ad individuare strumenti e misure per promuovere il ricorso alle fonti rinnovabili, il risparmio energetico e gli interventi di efficienza energetica;
- ad analizzare gli effetti sinergici/divergenti di strategie energetiche inerenti a settori diversi;
- a quantificare le ricadute economiche ed ambientali di una determinata politica energetica, in termini di costi addizionali, dipendenza energetica, prezzo dell'energia..

Allo scopo di aiutare il decisore a trovare risposta a quesiti come quelli su citati, in genere gli analisti definiscono, in una prima fase, *n* percorsi di possibili sviluppi del sistema energetico (*scenari esplorativi*), ed in un secondo momento "simulano" strategie che permettano di superare criticità, presenti e/o prospettate, e di centrare target prefissati, quantificandone gli impatti in termini energetici, ambientali, tecnologici ed economici (*scenari politici o strategici*).

Trattandosi di indagini relative ad orizzonti temporali che possono arrivare anche a diverse decine di anni in avanti, le condizioni nelle quali si opera sono contraddistinte da forte incertezza: in tali condizioni, il ricorso alle analisi di scenario assume un ruolo ancora più importante. La valutazione degli impatti delle strategie che si intendono adottare, non può infatti prescindere dalle diverse e possibili evoluzioni delle principali "variabili chiave" che influenzano un sistema energetico (tra cui il costo delle fonti energetiche, lo sviluppo demografico ed economico, l'intensità energetica degli stili di vita..).

Esplorare il futuro può essere estremamente utile per fornire in tempo utile un preavviso nel caso in cui lo sviluppo del sistema sia indirizzato lungo sentieri di non sostenibilità, e di avere quindi il tempo di organizzare strategie che consentano una correzione di traiettorie indesiderate.

In questo senso, una strategia può essere pensata come un insieme di politiche e misure in grado di guidare il sistema verso i target designati; essa potrà definirsi "robusta" quanto più tale cambiamento di rotta risulti indipendente da variabili che non è possibile controllare.

Gli scenari energetici analizzati nei paragrafi successivi sono elaborati tramite il TIMES – Italia, che appartiene alla famiglia di modelli "formali", in cui, cioè, la realtà viene rappresentata in linguaggio matematico ("formalizzato"), attraverso un insieme di sistemi di equazioni e disequazioni; tali strumenti garantiscono al tempo stesso coerenza, riproducibilità e trasparenza degli scenari prodotti.

I modelli sono una rappresentazione semplificata della realtà: un modello che sia in grado di replicare esattamente il mondo reale risulterebbe, di fatti, inutile.

Esistono molti tipi di modelli, una prima classificazione può essere effettuata a seconda che essi siano:

- economici / ingegneristici;
- bottom-up / top-down;
- ad equilibrio economico parziale / totale;
- con orizzonte temporale di breve / medio / lungo periodo.

I modelli economici (econometrici) si basano principalmente su analisi dei trend storici, e cercano di individuare delle relazioni tra gli aspetti energetici (consumi, produzioni, approvvigionamenti..) e le principali variabili macro economiche e socio-demografiche. Naturalmente, più lontano nel tempo si spinge l'analisi, maggiore potrà risultare l'errore derivante dall'assunzione, di base, che le relazioni individuate per il passato continuino a valere nel futuro.

I modelli ingegneristici, invece, partono dalla rappresentazione/descrizione delle componenti tecnologiche del sistema energetico. In tali strumenti le tecnologie energetiche, caratterizzate in maniera dettagliata, sono parte integrante di una rete (*RES, Reference Energy System*), in cui vengono esplicitate le molteplici connessioni tra gruppi di tecnologie e flussi delle *commodities* (fonti e vettori energetici). Generalmente, i modelli ingegneristici sono detti anche "bottom – up", dal momento che la rappresentazione del sistema parte dal basso, ovvero dalla descrizione dettagliata delle sue componenti principali.

I modelli, inoltre, si dividono in strumenti di simulazione e di ottimizzazione; questi ultimi determinano il punto di equilibrio tra domanda ed offerta di beni e servizi. Nel caso di modelli di ottimizzazione ad equilibrio economico parziale, l'offerta e la domanda si riferisce esclusivamente allo scambio di beni e servizi energetici: l'insieme dei punti di ottimo (uno per ogni intervallo temporale dell'orizzonte di indagine) rappresenta la traiettoria ottimale di sviluppo del sistema, ovvero la configurazione che, in termini tecnologici e di flussi energetici, minimizza il costo totale del sistema energetico, nel rispetto di vincoli di natura tecnica (rendimenti delle tecnologie..), fisica (disponibilità di risorse..) e politica (obiettivi specifici di strategie energetiche).

#### 4.2 Scenari energetici nazionali: ipotesi di base

Illustrati alcuni concetti chiave relativi all'approccio sistemico e al ricorso agli scenari, vengono ora analizzate tre possibili evoluzioni del sistema energetico Italiano, sulla base dei risultati di altrettanti scenari realizzati dall'ENEA. Tali scenari vengono prodotti con metodologie condivise e consolidate a livello internazionale ed elaborati tramite il modello tecnologico - economico TIMES-Italia, in cui il sistema energetico nazionale è rappresentato nella sua interezza (dalle fasi di approvvigionamento delle fonti energetiche, alla trasformazione, produzione e distribuzione di energia, fino alle tecnologie nei diversi settori di impiego finale).

L'ENEA nel tempo ha consolidato sempre più le proprie competenze nell'elaborazione di scenari energetici, focalizzando l'analisi intorno alle principali "incertezze-critiche", ovvero decisive per l'evoluzione di un sistema energetico, tra cui:

- il costo dell'energia (rappresentato dal prezzo internazionale di petrolio e gas naturale);
- la severità delle politiche di mitigazione dei cambiamenti climatici (rappresentata dal grado di penalizzazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>);
- lo sviluppo economico nazionale (rappresentato dalla crescita del PIL);
- l'intensità energetica degli stili di vita (rappresentata dalla possibilità di un uso più razionale dell'energia in risposta alla variazione del prezzo dell'energia).

Associando a ciascuno dei suddetti fattori di incertezza una variabile di tipo bi-variato (in corrispondenza di valori più o meno elevati) è possibile esaminare l'evoluzione del sistema energetico alla luce delle diverse "strade" che possono intraprendere i fattori chiave di cui sopra. Le tante possibili combinazioni, ognuna delle quali rappresenta un *sentiero* di sviluppo, vengono organizzate in quello che è stato definito "albero degli scenari".

Pur continuando a credere nell'importanza di un approccio di tipo "esplorativo", mirato cioè ad indagare nell'incertezza del futuro tenendo presenti le possibili e differenti evoluzioni dei fattori critici, quest'anno si è tuttavia deciso di analizzare scenari che permettessero da un lato di valutare gli effetti dei più recenti piani energetici nazionali, dall'altro di quantificare lo sforzo aggiuntivo (rispetto al quadro politico ed energetico in vigore) necessario per ridurre le emissioni di gas serra in linea con la recente traiettoria di abbattimento delineata dall'UE (Roadmap 2050).

In tabella si riportano le ipotesi di base dei tre scenari (i valori di crescita economica, per il breve periodo sono basate sulle valutazioni del Fondo Monetario Internazionale, per gli anni successivi sugli assunti dello scenario *baseline* 2009 del modello PRIMES, utilizzato dalla Commissione Europea). I prezzi delle fonti fossili, infine, sono basate sugli assunti dello scenario *baseline* 2009 del PRIMES.

**Tabella 4.1 – Tassi medi annui di crescita delle principali variabili chiave negli scenari ENEA**

%	2010	'05-10	'10-15	'15-20	'20-25	'25-30
<b>Popolazione</b>	60,2 Mln	0.6	0.32	0.17	0.23	0.08
<b>PIL (market prices - 2000)</b>	1'230 Mld €	-0.38	1.02	1.48	1.76	1.49
<b>Prezzo Petrolio</b>	78 \$/bbl	3.88	3.08	4.03	2.82	0.83
<b>Prezzo Gas naturale</b>	8.7 \$/MBtu	3.50	4.03	4.64	3.74	0.52
<b>Prezzo Carbone</b>	112.42 \$/ton	4.13	4.76	3.52	2.51	0.07
<b>Prezzo CO<sub>2</sub> (ETS)</b>	14.5 \$/ton CO <sub>2</sub>	7.71	6.64	4.56	5.06	4.04

Fonte: elaborazione ENEA su proiezioni ISTAT, FMI, DEF<sup>69</sup>, WEO 2010 – IEA e Primes 2009

Lo *Scenario di Riferimento* esplora una evoluzione di tipo tendenziale del sistema nazionale, in assenza di nuovi interventi di politica energetica ed ambientale, ipotizzando una sostanziale continuazione delle tendenze in atto in ambito demografico, tecnologico ed economico, alla luce degli effetti della recente crisi economica, delle difficoltà finanziarie del Paese e della forte volatilità dei prezzi dell'energia; sono pertanto esclusi gli obiettivi non-ETS<sup>70</sup>, i target per le fonti energetiche rinnovabili, i recenti Piani di Azione per le Fonti Rinnovabili e di Efficienza energetica.

I due Scenari di "policy", 'Politiche Correnti' e 'Strategico', esplorano invece come il sistema potrebbe evolvere laddove, a parità di ipotesi di base (PIL, popolazione, prezzo delle fonti energetiche) si attuassero politiche energetiche e ambientali finalizzate a conseguire obiettivi di riduzione delle

<sup>69</sup> Documento di Economia e Finanza 2011

<sup>70</sup> Per il settore coperto dall'ETS è incluso un prezzo della CO<sub>2</sub> pari a 25€/t al 2020 e 39€/t al 2030

emissioni nel breve periodo; in entrambi i casi sono assicurati gli impegni presi in ambito comunitario relativamente alla quota di Fonti rinnovabili (PANER 2010) e alla riduzione dei consumi finali di energia (PAEE 2011). Più nel dettaglio:

- Lo Scenario a Politiche Correnti analizza una evoluzione del sistema energetico nazionale che raggiunge gli obiettivi previsti nei recenti piani e programmi nazionali in materia di energia, dai Piani d'Azione per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) e per le Energie Rinnovabili (PANER 2010), ai DLgs n. 28 /2011 e DM del 5 maggio 2011; l'analisi condotta prescinde da una valutazione, anche solo qualitativa, dell'efficacia degli strumenti di incentivazione/promozione attualmente previsti e, quindi, dell'effettiva possibilità di far fede agli impegni presi.
- Lo Scenario Roadmap (o Strategico) descrive invece uno sviluppo del sistema energetico nazionale tale da garantire il raggiungimento dei target settoriali di abbattimento della CO<sub>2</sub>, così come indicati dalla Roadmap europea 2050 EU27<sup>71</sup>, fornendo così importanti indicazioni circa i potenziali ambiti di intervento, le tecnologie chiave e la "fattibilità tecnica" di uno sviluppo maggiormente sostenibile, quale è quello configurato da obiettivi di lungo periodo molto ambiziosi.

In linea generale, la richiesta di servizi energetici nei diversi settori finali, uguale in tutti e tre gli scenari, è proiettata seguendo le evoluzioni dei fattori economici e demografici a cui sono legate. Per i servizi per cui esistano dei riferimenti o studi settoriali specifici, l'evoluzione è stata invece considerata indipendente da tali variabili ed assegnata esogenamente (ad esempio nel caso dei settori Residenziale e Commerciale, per i cui segmenti di domanda si è fatto riferimento alle indicazioni del recente PAEE 2011, oppure per il settore dei Trasporti, per il quale si è fatto riferimento alle ipotesi dello scenario baseline del PRIMES).

### 4.3 Scenario di Riferimento

L'analisi dello *Scenario di Riferimento* consente di valutare l'evoluzione del sistema energetico nazionale sulla base degli attuali trend di crescita della popolazione e di sviluppo economico. Esso evidenzia come alcune tra le principali tendenze manifestatesi negli ultimi anni ed evidenziate nei capitoli precedenti, potrebbero verosimilmente mantenersi nei prossimi decenni. In prima istanza, questo può essere imputato al fatto che alcune tra le variabili critiche per l'evoluzione del sistema, come la dinamica demografica e i cambiamenti degli stili di vita, non paiono essere destinati a subire modifiche significative, almeno nel prossimo decennio: ad esempio, la crescita della popolazione, in ulteriore rallentamento, e la tendenza verso nuclei familiari sempre meno numerosi dovrebbero infatti mantenersi anche negli anni futuri di indagine (l'orizzonte dell'analisi arriva al 2030).

#### 4.3.1 Mix delle fonti di energia primaria

In assenza di misure ed interventi mirati, una delle questioni cruciali in tema di politica energetica nazionale, quale la forte dipendenza energetica del Paese, difficilmente potrebbe attenuarsi nei prossimi anni (per lo meno non significativamente): secondo le proiezioni ENEA (Scenario di Riferimento) il fabbisogno di energia primaria infatti continuerà ad essere soddisfatto per oltre i 4/5 da combustibili fossili per l'intero orizzonte d'indagine. In continuità con i trend degli ultimi anni saranno anche la riduzione dei consumi di prodotti petroliferi, l'aumento della quota di gas (sia per la generazione elettrica che per il riscaldamento domestico) ed il ricorso alle fonti rinnovabili. Nell'evoluzione tendenziale il peso delle fonti rinnovabili passa dal 10% del 2010 a quasi il 15% nel

---

<sup>71</sup> European Commission – Impact Assessment “A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050” – SEC(2011) 288 final - Brussels 8.03.2011 – scenario *Effect. Techn. (frag. Action, ref fossil f. prices)*.

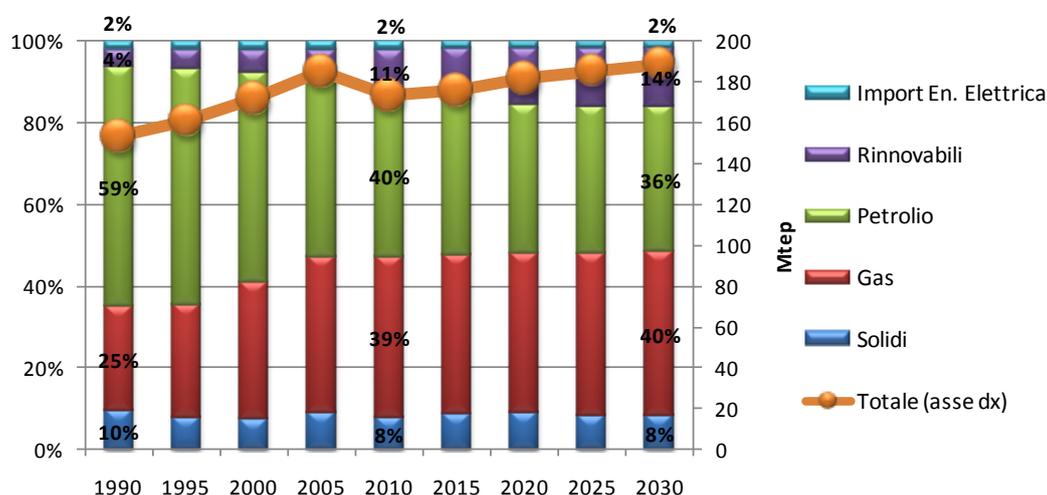
2030 (+ 10 Mtep), in particolare per le nuove rinnovabili elettriche (la produzione idroelettrica è stata ipotizzata invece praticamente invariata).

In termini assoluti, secondo l'evoluzione prospettata dallo *Scenario di Riferimento*, i consumi energetici primari riprenderanno a crescere, seppur lentamente, dopo la caduta registrata negli ultimi anni, tornando così sui livelli pre-crisi solo nella seconda parte del prossimo decennio (190 Mtep nel 2030).

Tale crescita è da attribuire principalmente alla crescente domanda di servizi energetici, conseguenza dell'ipotesi di ripresa economica, alla base dello scenario; contribuiranno all'aumento del fabbisogno primario anche il maggior ricorso a fonti rinnovabili per la generazione elettrica ed i processi di elettrificazione nei settori di impiego finale.

Per effetto dei processi di miglioramento spontaneo dell'efficienza delle nuove tecnologie nei settori di impiego e nella generazione elettrica, comunque riscontrabili in una evoluzione di tipo inerziale, nello scenario ENEA l'intensità energetica del Paese (tep/PIL) continua il trend di riduzione registrato negli anni passati, per l'intero orizzonte di indagine.

**Figura 4.1 – Fabbisogno di energia primaria (Mtep) e mix delle fonti (%), Scenario di Riferimento**



Fonte: elaborazione ENEA

### 4.3.2 Generazione elettrica

La ripresa dei consumi energetici primari precedentemente analizzata è legata, tra i vari fattori, all'aumento della domanda di energia elettrica prospettata dall'evoluzione tendenziale: dopo la flessione del periodo 2005-10 per la crisi, i consumi elettrici lordi<sup>72</sup> riprendono infatti i trend di crescita degli ultimi anni, arrivando a superare i 430 TWh nel 2030 (+ 1.1% medio annuo).

Il ricorso all'energia elettrica cresce in particolare nei settori civile, per il processo di terziarizzazione del Paese, la diffusione della climatizzazione estiva e delle apparecchiature elettriche per l'intrattenimento, ed in quello industriale, per l'automazione dei processi produttivi ed il maggior ricorso a motori elettrici.

L'aumento della richiesta di elettricità da un lato, la forte incentivazione e riduzione dei costi degli impianti a fonti rinnovabili insieme alla progressiva dismissione di impianti oggi in esercizio dall'altro, determina nello Scenario di Riferimento un graduale rinnovamento del parco di generazione già nei prossimi venti anni.

<sup>72</sup> Consumo interno lordo al netto dei pompaggi

Rispetto a quanto registrato nel corso dell'ultimo decennio, che ha visto un ricorso sempre maggiore al gas naturale, l'evoluzione di riferimento ci dice che a crescere negli anni futuri sono in primo luogo le installazioni di impianti eolici e fotovoltaici (+5,5% medio annuo nel periodo 2010-2030). La produzione elettrica da fonti rinnovabili, infatti, complessivamente raggiunge i 50 GW di potenza nel 2030 (30 GW al 2010) corrispondenti a circa 100 TWh di energia (oltre un terzo da eolico e fotovoltaico).

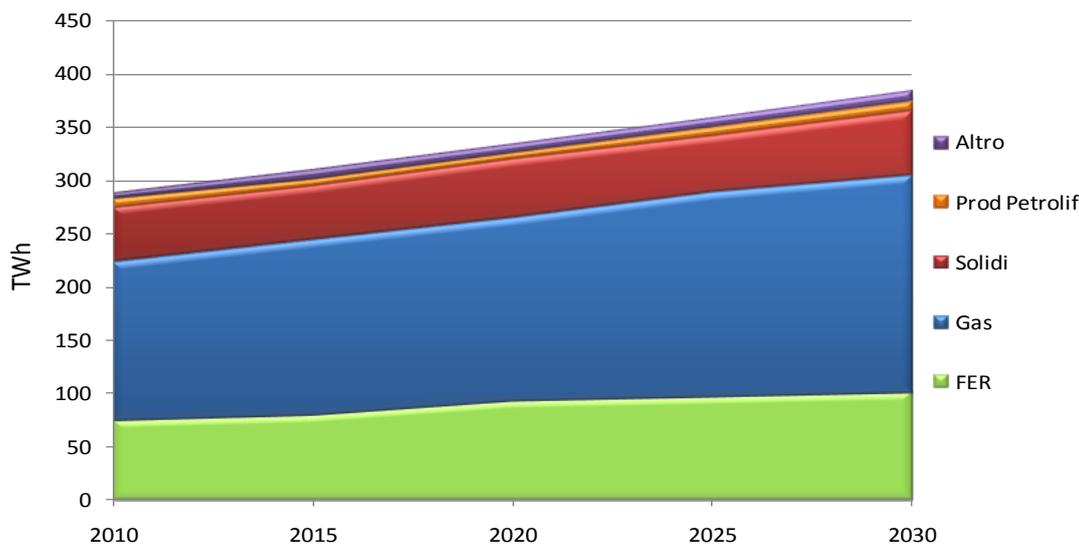
Dall'evoluzione tendenziale, non risulta trascurabile nemmeno la crescita del parco termoelettrico (+1,2% medio annuo nel periodo 2010-2030): a fronte di una riduzione di prodotti petroliferi e di un consumo di carbone pressoché costante, aumenta il ricorso al gas naturale, in grado di coprire più della metà della produzione elettrica complessiva nel 2030. Infine, in termini di potenza complessiva installata, il parco di generazione nazionale arriva a quasi 140 GW di potenza nel 2030, contro i 110 GW del 2010 (+1,4% medio annuo).

**Tabella 4.2 – Evoluzione della capacità efficiente netta di generazione elettrica, Scenario di Riferimento (GW)<sup>73</sup>**

Capacità – GW	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Termoelettrico	66,0	73,6	69,8	75,6	82,4	93,4
Idroelettrico	21,3	25,7	23,0	23,3	23,4	23,4
Eolico e FV	1,9	7,7	13,7	19,6	21,3	22,6

Fonte: elaborazioni ENEA – dati storici TERNA

**Figura 4.2 – Generazione elettrica per fonte, Scenario di Riferimento (TWh)**



Fonte: elaborazione ENEA

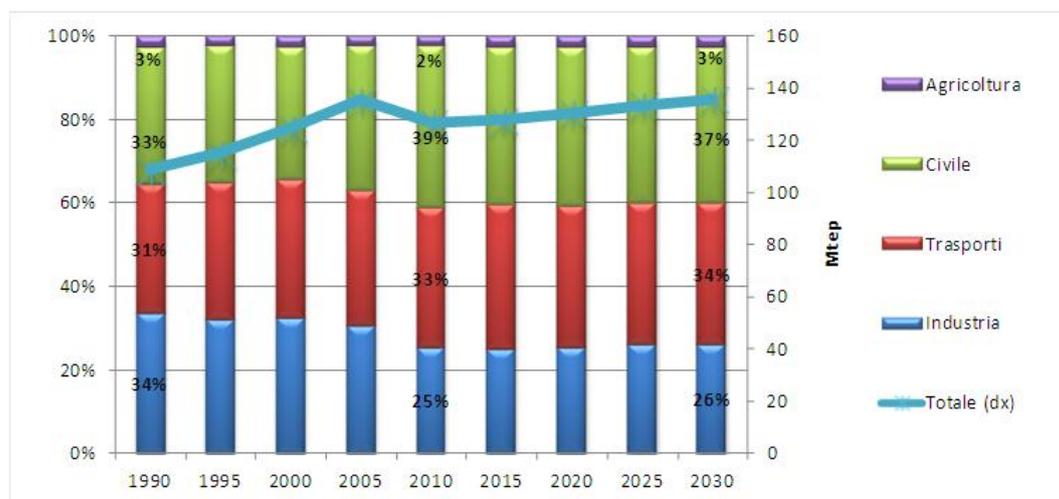
### 4.3.3 Consumi energetici finali

Qualora si ipotizzi, dopo una crescita piuttosto lenta nei prossimi anni, una ripresa economica più sostenuta nel lungo periodo, così come visto per il fabbisogno di energia elettrica, anche la domanda complessiva di energia nei settori di impiego riprende a crescere e tornare sui valori pre-crisi nel prossimo decennio, fino a superarli entro il 2030 (circa 140 Mtep il totale nei settori di impiego finale, esclusi bunkeraggi ed usi non energetici, Scenario di Riferimento).

<sup>73</sup> Nel termoelettrico sono incluse le capacità di impianti a biomasse e rifiuti.

In assenza di politiche di contenimento, i consumi sembrano infatti destinati ad aumentare in tutti i settori di utilizzo dell'energia. L'industria, in particolare, traina tale ripresa, essendo stato il settore più colpito dalla crisi degli ultimi anni (+15% nel 2030 rispetto al 2010). Nel Civile e nei Trasporti, che in termini energetici hanno risentito in maniera più lieve della crisi economica, tale ripresa è invece minore. Questa dinamica è riconducibile sia ad un aumento più contenuto della domanda di servizi energetici (dipendente da fattori demografici più che di sviluppo), sia a miglioramenti delle prestazioni dei nuovi dispositivi, effetto di innovazione di natura "spontanea" e come conseguenza di regolamenti e decreti già considerati operativi nell'evoluzione tendenziale (come nel caso dei livelli di emissioni medie delle autovetture nuove di 130 gCO<sub>2</sub>/km).

**Figura 4.3 – Consumi energetici totali (esclusi bunkeraggi ed usi non energetici, in Mtep) e contributo settoriale (in % sul totale) nello Scenario di Riferimento (Mtep)**



Fonte: elaborazione ENEA

#### 4.3.4 Emissioni di CO<sub>2</sub>

Come noto, le emissioni di gas di serra in Italia hanno cominciato a ridursi a partire dal 2005, anno in cui i valori di emissioni erano significativamente superiori a quelli del 1990 (di riferimento per i target di Kyoto). Nonostante questo, il nostro Paese, per effetto della crisi economica, si è notevolmente avvicinato all'obiettivo fissato dal Protocollo di Kyoto, posto per l'Italia a 485 Mt CO<sub>2</sub>-eq.

Tuttavia lo scenario di Riferimento ENEA mostra come tali riduzioni siano di natura temporanea: secondo l'evoluzione tendenziale, in assenza di mirate ed efficaci politiche di abbattimento, le emissioni sono infatti destinate a riprendere a crescere, seppur lentamente, fino ad oltre 446 MtCO<sub>2</sub> nel 2030.

**Tabella 4.3 – Tassi di variazione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, Scenario di Riferimento (%)**

	Δ 20/90 %	Δ 20/10 %	Δ 30/90 %	Δ 30/10 %
<b>Totale</b>	0,7	1,7	2,6	3,6
<b>Di cui : Generazione elettrica (CO<sub>2</sub>)</b>	-12,0	2,8	-10,4	4,7
<b>Industria (CO<sub>2</sub>)</b>	-9,9	-0,7	-6,0	3,6
<b>Trasporti (incl. aviaz, escl. Trasp. marittimi int.li) (CO<sub>2</sub>)</b>	24,8	2,7	29,9	6,9
<b>Trasporti escluse. aviazione e trasporti marittimi</b>	18,1	0,7	21,2	3,3
<b>Settore residenziale e servizi (CO<sub>2</sub>)</b>	7,1	2,0	2,0	-2,9

Fonte: elaborazioni ENEA

Tale ripresa, tra l'altro, è da considerarsi in parte mitigata da un importante ricorso a fonti rinnovabili nella generazione elettrica e da processi di innovazione tecnologica considerati comunque verosimili nell'evoluzione tendenziale, perché di natura "spontanea", o di mercato, o ancora in ottemperanza a regolamenti comunitari ipotizzati operativi.

Il trend di crescita prospettato dallo Scenario di Riferimento (che non garantisce il raggiungimento dei target dei piani PANER 2010 e PAEE 2011) evidenzia inoltre una sostanziale difficoltà per il Paese a far fede agli impegni di riduzione di emissioni per il 2020, presi in ambito comunitario e contemplati nel Pacchetto Clima Energia. Tale risultato deve far riflettere sulla necessità di mantenere, integrare e rendere maggiormente efficaci le misure e gli strumenti di incentivazione e promozione messi in campo dal Governo al fine di centrare gli obiettivi di breve periodo, in tema di risparmio energetico e di ricorso alle fonti rinnovabili, ed indicati nei piani energetici nazionali (rispettivamente nel PAEE 2011 e nel PANER 2010).

#### 4.4 Scenari di Policy

Dopo aver analizzato una possibile evoluzione del sistema energetico nazionale coerente con i recenti trend di sviluppo, risulta in primo luogo interessante quantificare gli effetti delle politiche energetiche attualmente in vigore e verificare la capacità del sistema Paese di rispettare gli obblighi assunti in sede europea, in merito al contenimento delle emissioni di gas serra, alla riduzione dei consumi energetici ed alla promozione delle fonti di energia rinnovabili (Scenario Politiche Correnti).

Inoltre, è stato realizzato uno *Scenario Roadmap (o Strategico)* che quantifica lo sforzo aggiuntivo, rispetto al quadro politico ed energetico in vigore, necessario per ridurre le emissioni di gas serra in linea con la recente traiettoria di abbattimento delle emissioni delineata con la "Roadmap 2050"<sup>74</sup> dalla UE. Questo esercizio, il cui obiettivo è quello di individuare potenziali settori di intervento e le tecnologie chiave per uno sviluppo più sostenibile del Paese, fornisce indicazioni importanti circa scelte future da intraprendere sulla politica industriale verso una solida crescita economica.

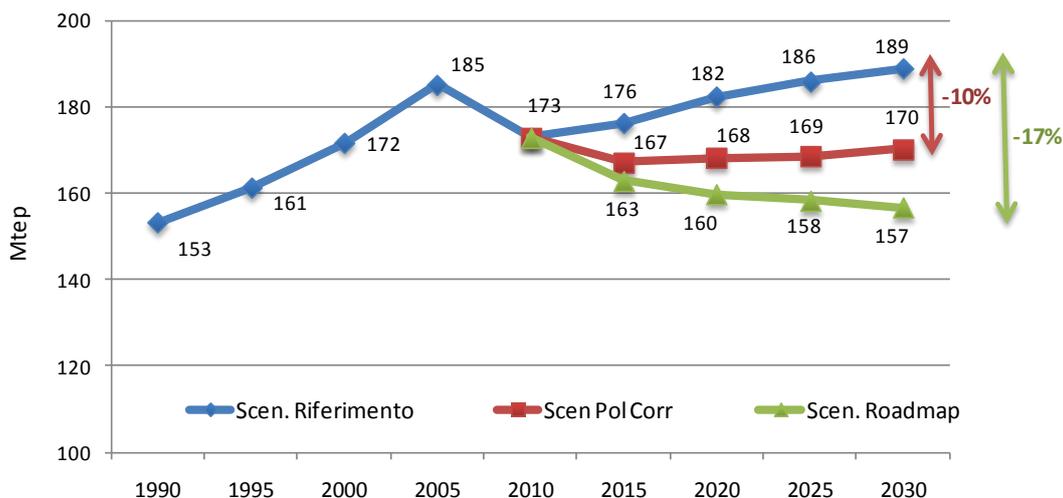
##### 4.4.1 Riduzione del fabbisogno di energia primaria

La sfida energetica pone problemi complessi che riguardano sia il tema dell'approvvigionamento, della dipendenza e della sicurezza, che quello dei costi dell'energia. Un mix ben bilanciato (vario) di fonti energetiche è una prima risposta a queste esigenze che potrebbero suggerire di ridurre il rischio di una collocazione troppo concentrata su poche fonti di importazione.

L'evoluzione del fabbisogno energetico del Paese nel breve periodo è fortemente legata all'adozione della previsione di una crescita piuttosto contenuta nel prossimo decennio, riflesso della crisi economica di questi ultimi anni. L'azione combinata di misure, politiche ed investimenti previsti negli Scenari di Policy determina non solo una riduzione della domanda come effetto delle politiche di efficientamento energetico, ma anche un differente modo di produrre ed utilizzare energia rispetto ai trend storici portando ad un mix energetico più diversificato.

---

<sup>74</sup> European Commission – Impact Assessment "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050" – SEC(2011) 288 final - Brussel 8.03.2011.

Figura 4.4 – Evoluzione del fabbisogno di energia primaria<sup>75</sup> negli Scenari ENEA (Mtep)

Fonte: elaborazione ENEA - dati storici IEA Energy Balances

La piena attuazione del nuovo Piano per l'Efficienza Energetica (PAEE 2011) comporta – al 2020 nello *Scenario a Politiche Correnti* - una riduzione di energia primaria rispetto allo *Scenario di Riferimento* pari all'8% (14 Mtep in meno) portando il fabbisogno italiano a circa il -20% rispetto allo stesso anno dello scenario Baseline 2008 del PRIMES considerato dalla Commissione Europea nella definizione del pacchetto clima-energia (20-20-20). Nel 2030 tale riduzione sale al 10% nello *Scenario a Politiche Correnti* (-20 Mtep), ma uno sforzo ancora maggiore è richiesto nello *Scenario di Roadmap* con una riduzione di circa il 17% (-32Mtep).

La riduzione del fabbisogno di energia primaria rispetto all'anno 2005 è soltanto del -1,5% nel 2020 nello scenario di Riferimento, del -9% in quello a Politiche Correnti e circa del -14% nello scenario Roadmap. Il fabbisogno energetico continua ad essere soddisfatto anche nei prossimi anni in larga misura da combustibili fossili in tutti gli scenari ma lo *Scenario Roadmap* vede ridursi in maniera significativa il ricorso alle fonti tradizionali (77% nel 2020 fino al 73,3% nel 2030), e con esso la dipendenza energetica del Paese (72% nel 2030).

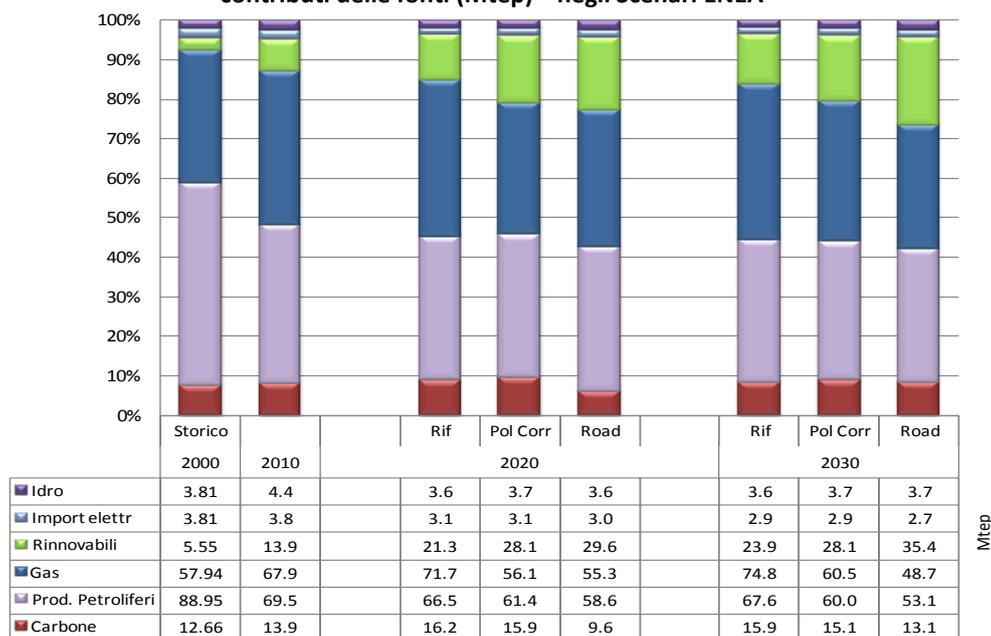
Gran parte di tale riduzione interessa i prodotti petroliferi che già nello *Scenario di Riferimento* vedono un drastico ridimensionamento del loro utilizzo nel settore termoelettrico rimpiazzati dal gas naturale cosicché il loro consumo tende a rimanere confinato al settore trasporti. Nello *Scenario Roadmap* questo ridimensionamento è ancor più significativo registrando circa 15 Mtep in meno dei prodotti petroliferi nel 2030 (che contribuiscono per il 33,8% del fabbisogno) rispetto all'evoluzione tendenziale grazie alle politiche sulle emissioni e la penetrazione di combustibili alternativi proprio nel settore trasporti.

Una ulteriore significativa diminuzione della dipendenza dalle fonti fossili deriva dalla riduzione dell'utilizzo del gas naturale. Mentre nello *Scenario di Riferimento* il gas continua il suo trend di crescita (+10% nel 2030 rispetto al 2010 fino a costituire il 40% del fabbisogno), già nello *Scenario a Politiche Correnti* il contributo di tale combustibile al fabbisogno primario scende al 36% nel 2030.

Nello stesso anno, nello *Scenario Roadmap* i consumi di gas si riducono di oltre 25 Mtep rispetto all'evoluzione tendenziale, contribuendo al soddisfacimento del 31% dei consumi energetici, come effetto delle politiche di efficientamento del settore civile e della crescita delle fonti rinnovabili sia nel settore elettrico che nel termico (+155% nel 2030 rispetto al 2010).

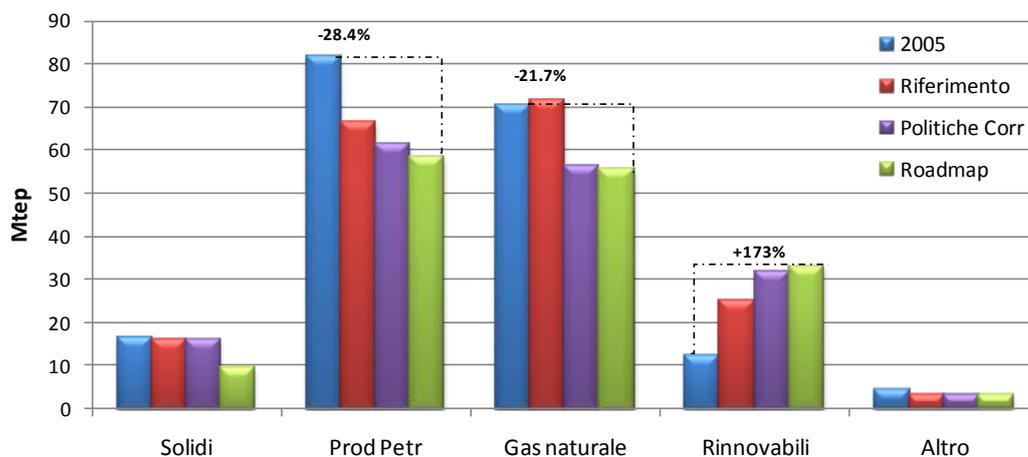
<sup>75</sup> Nella contabilizzazione in energia primaria, le fonti non fossili e l'elettricità non proveniente da biomasse sono convertite utilizzando la metodologia del "Contenuto di energia fisica" dell'IEA [IEA Key World Energy Statistics].

**Figura 4.5 – Contributo percentuale per fonte alla copertura del fabbisogno energetico primario (%) e contributi delle fonti (Mtep)<sup>76</sup> negli Scenari ENEA**



Fonte: elaborazione ENEA

**Figura 4.6 – Variazione del mix di fonti primarie negli Scenari ENEA nel 2020 (Mtep)**



Fonte: elaborazione ENEA

I consumi di combustibili solidi sono pressoché stabili in un'evoluzione tendenziale. Solo nello *Scenario di Roadmap* si registra una riduzione di circa il 38% nel periodo 2010-20, mentre nel secondo decennio di indagine l'utilizzo di CCS nel settore elettrico e nella produzione industriale di clinker portano ad una risalita dei consumi di tali combustibili.

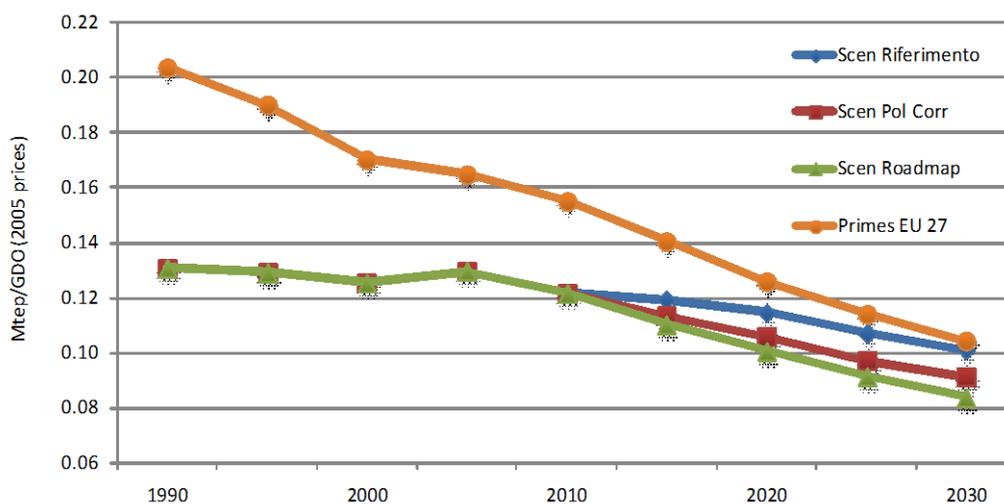
Le fonti rinnovabili in effetti vedono un trend in crescita in tutti e tre gli scenari ma nello *Scenario Roadmap* arrivano a rappresentare il 25% dell'intero fabbisogno energetico, superando i 39 Mtep nel 2030 (non considerando nel calcolo anche l'energia geotermica, idrotermica ed aerotermica utilizzata nelle pompe di calore, normativa 2009/28/CE.)

L'intensità energetica del Paese parte già dal 1990 da valori molto più bassi della media europea e nella proiezione tendenziale presenta un tasso medio annuo (t.m.a.) di riduzione, pari allo 0,92%,

<sup>76</sup> \* Fonte dato storico: IEA Energy Balance.

più elevato rispetto al trend degli ultimi anni per effetto di un miglioramento spontaneo dell'efficienza e di cambiamenti "strutturali" come la riduzione della domanda di servizi energetici a parità di reddito. Si tratta comunque di un valore ancora lontano dal tasso medio annuo di riduzione del 2% previsto per l'Europa a 27 paesi<sup>77</sup>. Solo attraverso l'adozione di misure e politiche che favoriscano una forte accelerazione tecnologica e il risparmio energetico è possibile avvicinarsi al trend comunitario di decrescita superando una certa rigidità del sistema energetico italiano (-1,43% medio annuo per lo *Scenario a Politiche Correnti* e -1,85% medio annuo per lo *Scenario Roadmap* nel periodo 2010-2030).

Figura 4.7 – Intensità energetica negli Scenari ENEA (TPES<sup>78</sup>/PIL tep/€2005)



Fonte: elaborazione ENEA

#### 4.4.2 Trasformazione del settore elettrico

Nelle analisi di scenario della Commissione Europea eseguite per la Comunicazione *Roadmap 2050* è emersa la forte potenzialità del settore elettrico nel contribuire al raggiungimento dell'obiettivo politico di ridurre, entro il 2050, le emissioni di gas serra dell'80-95% nel 2050 rispetto ai valori del 1990. Un forte contributo si ritiene possibile nonostante la previsione di crescita della domanda elettrica nei settori di uso finale e di una elevata elettrificazione nel settore trasporti.

L'adozione di una prospettiva di lungo periodo, volta a conseguire ambiziosi obiettivi di riduzione delle emissioni, sembra dunque comportare, nel settore elettrico, la necessità di investimenti ingenti su filiere tecnologiche in grande crescita o per le quali gli scenari energetici globali prevedono una fortissima espansione e presentano un potenziale di sviluppo molto elevato, sia dal punto di vista della nuova capacità da installare che a livello di crescita industriale. Alla luce delle recenti scelte dell'Italia in ambito nucleare e del recente piano d'azione delle fonti rinnovabili (PAN), le principali opzioni *low carbon* sono costituite, oltre che dall'efficientamento e dallo sviluppo delle reti di trasmissione e distribuzione e *smart grid* che permettono di abbattere il picco di richiesta alla rete, dalle tecnologie per le fonti rinnovabili elettriche e per la cattura e stoccaggio (CCS) della CO<sub>2</sub>.

Politiche volte al contenimento delle emissioni e dei consumi spingono non solo ad un rinnovamento del parco di generazione ma anche ad una differente evoluzione del fabbisogno elettrico.

Mentre lo *Scenario di Riferimento*, dopo la flessione dovuta alla crisi economica, riprende il trend storico di crescita del Consumo Interno Lordo (CIL)<sup>79</sup> con un aumento dell'1,13% medio annuo,

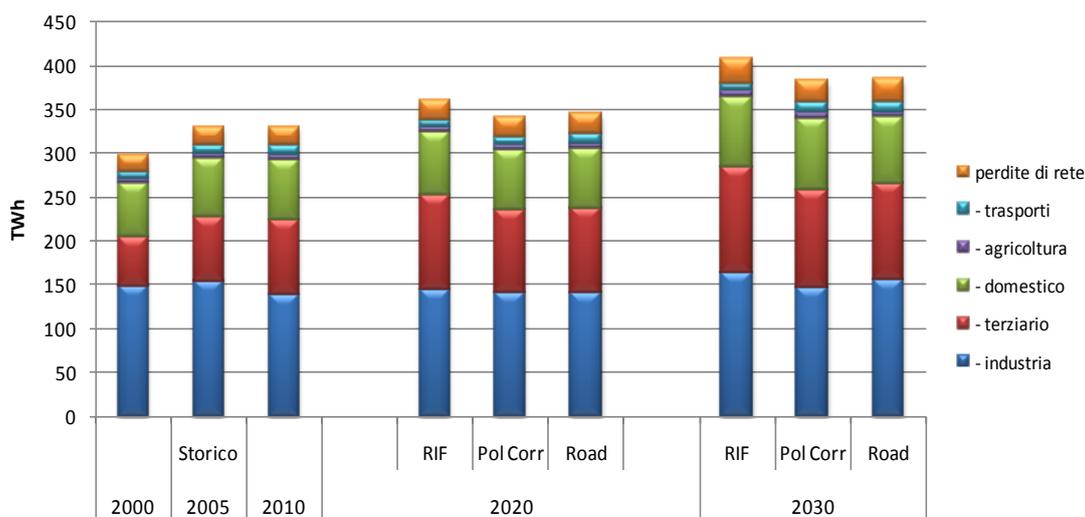
<sup>77</sup> Fonte: Scenario PRIMES EU27 – giugno 2010.

<sup>78</sup> TPES=Total Primary Energy Supply.

entrambi gli scenari di policy suggeriscono un'evoluzione del consumo elettrico ad un ritmo più lento, pari allo 0,85% nel periodo 2010-2030. Tale trend di crescita è il risultato del compromesso di due esigenze: da un lato gli obiettivi indicati dal PAEE e dal suo prolungamento al 2020 spingono ad una riduzione nei settori di uso finale della domanda di elettricità come effetto dell'utilizzo di tecnologie sempre più efficienti e performanti, soprattutto nel settore residenziale, dall'altro i target stringenti della Roadmap EU portano ad una maggiore elettrificazione dei settori di uso finale e alla riduzione del consumo dei combustibili fossili.

In quest'ottica l'incremento dei consumi elettrici (CIL al netto dei pompaggi) nel periodo 2010-2030 degli scenari ENEA è compreso tra i 64 TWh dello scenario Roadmap (+19% rispetto al 2010) gli 87 TWh di quello di Riferimento (+26% rispetto al 2010).

**Figura 4.8 – Consumi di energia elettrica per settore di uso finale nei tre Scenari ENEA (TWh)**



Fonte: elaborazione ENEA - dati storici TERNA

Lo sviluppo della domanda di energia elettrica nei settori di uso finale, insieme con le politiche e misure di settore previste (PAN, DLgs 28, DM 5 maggio 2011, Emission Trading System), influenza l'evoluzione del parco di generazione sia in termini di mix delle fonti che di tecnologie di produzione elettrica, consentendo al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello *Scenario a Politiche Correnti*, con una riduzione della CO<sub>2</sub> del 20% nel 2030 rispetto al 2030.

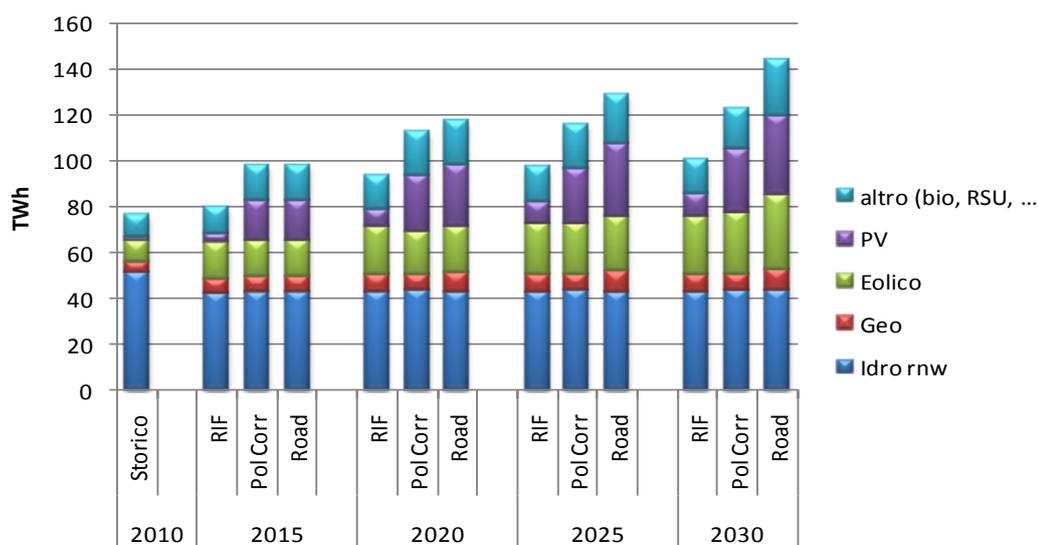
Tali obiettivi non sono, però, coerenti con quelli della Roadmap UE 2050 per il cui raggiungimento si rende necessaria una ulteriore accelerazione del dispiegamento delle tecnologie *low-carbon* e, presumibilmente, un ulteriore investimento in ricerca e innovazione tecnologica.

La strada della decarbonizzazione del settore può procedere di pari passo con quella della diversificazione delle fonti guidata da una continuazione dei trend di diffusione di un portafoglio di tecnologie rinnovabili. La produzione elettrica da fonti rinnovabili, infatti, nel 2030 raggiunge i 101 TWh nello *Scenario di Riferimento* ma già supera i 120 TWh in quello a *Politiche Correnti* fino ai 143 TWh in quello *Roadmap* (nel 2020 rispettivamente 93, e 112 e 117 TWh).

A fare da traino per il settore rinnovabile nello *Scenario Roadmap* il contributo dell'energia prodotta da fonti intermittenti, quali eolico e fotovoltaico, che potrebbe superare i 60 TWh nel 2030 (circa il 18% della produzione totale).

<sup>79</sup> CIL= Consumo interno Lordo di energia elettrica, pari alla produzione lorda di energia elettrica più il saldo scambi con l'estero. Può essere al lordo o al netto dei pompaggi.

Figura 4.9 – Produzione elettrica rinnovabile negli Scenari ENEA (TWh)



Fonte: elaborazione ENEA- dati storici TERNA

Tabella 4.4 – Produzione elettrica netta negli Scenari ENEA (TWh)

TWh	Storico			RIF	Pol Corr	Road	RIF	Pol Corr	Road
	2000	2005	2010	2020			2030		
Idro	50,2	42,4	53,7	47,6	47,6	47,9	48,7	48,8	48,9
Termoelettrico	212,5	241,0	220,9	250,5	212,0	220,0	292,0	249,4	243,0
Geo	4,7	5,3	5,1	7,5	6,9	8,2	7,5	7,5	9,3
Eolico e FV	0,6	2,4	10,9	28,7	43,2	46,7	35,4	54,5	65,7
Netto Import-export	48,4	49,2	44,2	36,4	36,4	35,2	34,2	34,2	29,9
TOT	316,3	340,2	334,7	371	346	358	418	394	397

Fonte: elaborazione ENEA - dati storici TERNA

Per supportare la diffusione di queste *low-carbon technologies* e garantire un certo grado di affidabilità del sistema elettrico, saranno però necessari maggiori investimenti iniziali in capacità di generazione. Con gli attuali livelli di penetrazione di fonti rinnovabili intermittenti i requisiti incrementali operativi, come il bilanciamento orario e la fornitura di riserve operative, sono state assorbiti dal sistema. Con l'espandersi della quota di queste fonti, tuttavia, i requisiti operativi saranno sempre più stringenti. In un'evoluzione tendenziale, infatti, la potenza netta installata passa dagli attuali 106 GW a circa 140 GW nel 2030 (+1,4% m.a) mentre negli scenari di intervento cresce fino a oltre i 170 GW nel 2030 (+2,5% medio annuo) per garantire la giusta stabilità operativa al sistema<sup>80</sup>.

Negli scenari di intervento si verifica una diminuzione del carico elettrico richiesto nei diversi periodi dell'anno e un leggero appiattimento della curva di carico. Il carico massimo continua a registrarsi nei giorni estivi raggiungendo i 55 GW nel 2020 e i 60 GW nel 2030 registrando un picco nel periodo estivo di 72 GW nel 2030.

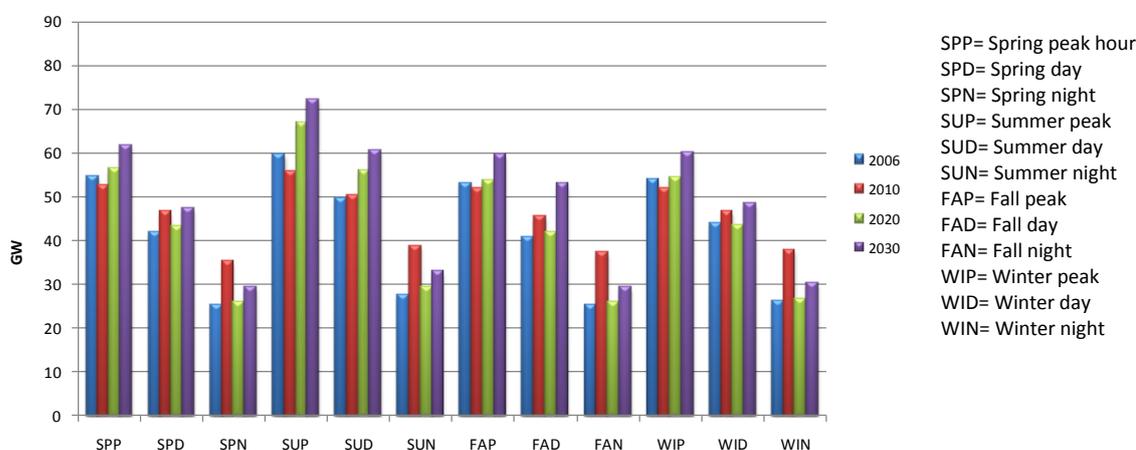
In Italia la generazione elettrica incide attualmente per circa il 30% delle emissioni totali di CO<sub>2</sub>.

<sup>80</sup> In questo studio non sono state fatte analisi puntuali di affidabilità del sistema elettrico con elevata penetrazione di fonti rinnovabili.

Nello scenario Roadmap una elevata penetrazione di fonti rinnovabili permette insieme con la CCS un cospicuo abbattimento di emissioni che porta nel 2030 ad un'emissione specifica del parco di generazione pari a 140 gCO<sub>2</sub>/kWh prodotto. Secondo il recente studio "Assessment of the Required Share for a Stable EU electricity Supply until 2050", commissionato a Ecorys (Nederland) dalla Direzione Energia della UE, una quota di fonti intermittenti al di sopra del 40% del mix elettrico europeo avrebbe costi insostenibili, richiedendo costose misure aggiuntive preventive per garantire la stabilità del sistema elettrico. Nello Scenario Roadmap in esame, in Europa la quota di fonti intermittenti che soddisfa la domanda elettrica raggiunge il 17% nel 2030, perfettamente in linea con tale studio<sup>81</sup>.

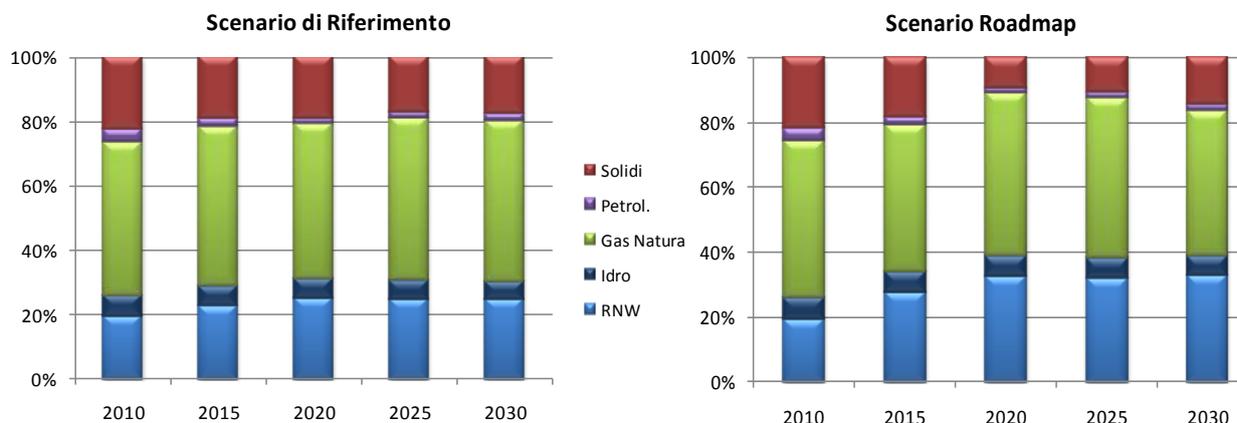
La spinta alla generazione da fonte rinnovabile e la diminuzione della domanda elettrica negli scenari di policy penalizza l'utilizzo di combustibili fossili, in particolare il ricorso al gas naturale (nel 2030 circa 5 Mtep in meno rispetto all'evoluzione tendenziale). Nello Scenario di Riferimento, al contrario, è previsto un aumento rispetto ai livelli attuali del ricorso al gas arrivando a coprire una quota pari al 53% nella generazione elettrica (nello Scenario Roadmap il 43% sul totale prodotto).

**Figura 4.10 – Carico richiesto sulla rete nello Scenario Roadmap ENEA (GW)**



Fonte: elaborazione ENEA

**Figura 4.11 – Mix di combustibili per la generazione elettrica, Scenari di Riferimento e Politiche Correnti (%)**



Fonte: elaborazione ENEA

<sup>81</sup> È da ricordare che in questo studio non sono state fatte valutazioni economiche quantitative sulla necessità di investimenti in nuove infrastrutture per il trasporto, distribuzione e accumulo del vettore elettricità.

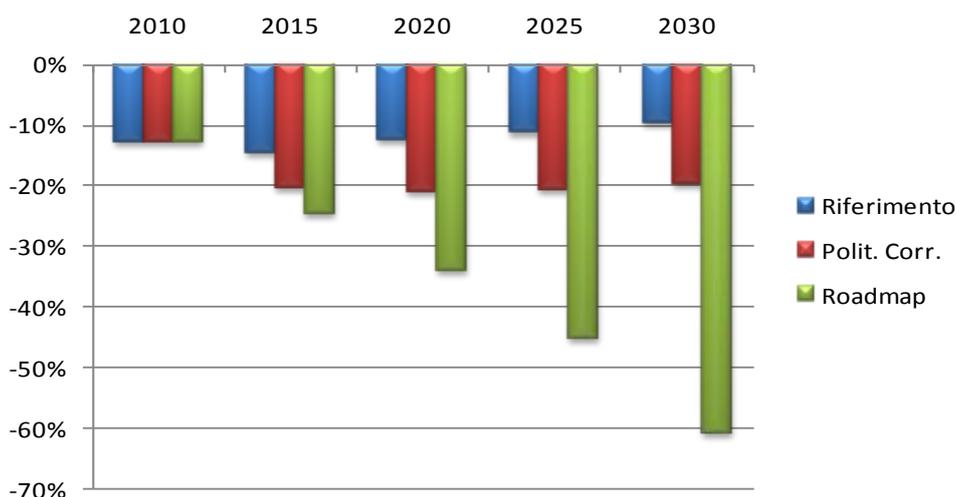
Il consumo di carbone rimane pressoché costante nel tempo sia nello *Scenario di Riferimento* che nello *Scenario a Politiche Correnti*, per l'economicità delle tecnologie e del combustibile utilizzato, ma nello *Scenario di Roadmap*, così attento alla decarbonizzazione del parco, il ricorso a combustibili solidi diventa possibile solo se associato a cattura e sequestro della CO<sub>2</sub> prodotta (9 Mtep nel 2030 per circa 7 GW totali).

Il ricorso a prodotti petroliferi per la generazione elettrica è destinato a diminuire drasticamente già nello scenario tendenziale passando dagli oltre 8 Mtep del 2006 a poco più di 1,5 Mtep nel 2030.

Le politiche e misure di settore previste se permettono al settore elettrico di controllare e ridurre le emissioni già nello *Scenario a Politiche Correnti*, portando ad una riduzione della CO<sub>2</sub> nel 2030 rispetto al 1990 del 20%, non sono però sufficienti per rispettare una traiettoria che rispecchi la Roadmap UE 2050. Questa, infatti, richiederebbe per l'Italia una riduzione di emissione nel 2030 pari a 66 Mt di CO<sub>2</sub> e a 78 Mt di CO<sub>2</sub> rispetto al 1990.

Nel decennio in corso, quindi, l'Unione Europea e l'Italia stessa avranno bisogno, per garantire l'attuazione degli impegni attuali e soprattutto per guidare la decarbonizzazione del settore energetico dopo il 2020, di definire politiche adeguate tenendo presente che per perseguire obiettivi così stringenti in maniera economicamente sostenibile bisognerà agire già da subito.

**Figura 4.12 – Riduzione delle emissioni CO<sub>2</sub> nel settore elettrico rispetto ai valori del 1990 negli Scenari ENEA (%)**



Fonte: elaborazione ENEA

#### 4.4.3 Contenimento dei consumi energetici nei settori di impiego finale

Gli scenari ENEA mostrano come, in assenza di misure ed interventi di politica energetica e ambientale, i consumi finali di energia, dopo la crisi che ha colpito il Paese negli scorsi anni, siano destinati a riprendere la loro crescita.

Nello *Scenario di Riferimento*, infatti, per effetto della crescita economica ipotizzata piuttosto elevata, la domanda finale di energia<sup>82</sup> passa dai circa 130 Mtep attuali a 134 Mtep già nel 2020, toccando i 140 Mtep nel 2030. Per il periodo 2010-30 il tasso di crescita del consumo di energia è dello 0,4% medio annuo. A tale risultato si perviene nonostante si registri un miglioramento spontaneo dell'efficienza nell'utilizzo dell'energia (la crescita dei consumi risulta infatti inferiore alla crescita della domanda di servizi energetici).

<sup>82</sup> Per Domanda Finale di Energia si intende la somma dei consumi dei settori industria, trasporti e civile. Sono esclusi gli usi non energetici, i bunkeraggi e perdite di rete.

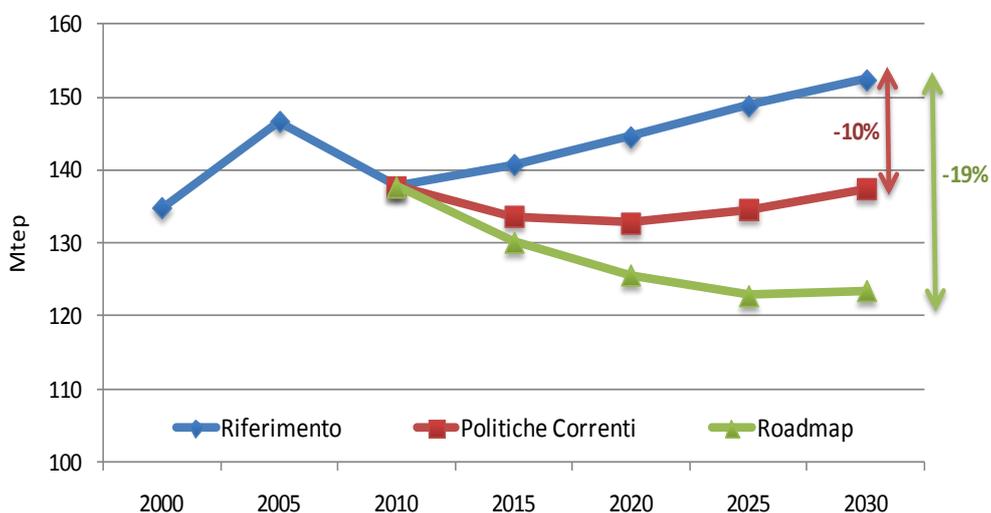
D'altro canto nello *Scenario a Politiche Correnti* l'insieme delle politiche energetiche oggi in vigore appare, in linea di massima, in grado di contenere tale ripresa entro i valori attuali fino al 2030.

Tale evoluzione comporta una riduzione dell'ordine di 15 Mtep nel 2030 rispetto allo *Scenario di Riferimento*, da ricercare in primo luogo nel settore Civile, nel quale si concentrano la maggior parte delle misure previste dal Piano di Efficienza Energetica Nazionale. Nello *Scenario Politiche Correnti* non sono previste, infatti, misure aggiuntive oltre quelle oggi vigenti, né tanto meno è ipotizzato un prolungamento di tali politiche e, quindi, nuovi target di riduzione di consumi.

Uno sviluppo del sistema energetico nazionale più sostenibile da un punto di vista ambientale, quale è delineato dallo *Scenario Roadmap*, prevede tuttavia riduzioni di consumi molto più consistenti, quasi 30 Mtep in meno rispetto allo *Scenario di Riferimento* nel 2030.

Nello *Scenario Roadmap* l'efficienza energetica rappresenta, infatti, la principale opzione tecnologica nel breve-medio periodo per l'abbattimento delle emissioni. Il contributo di ciascun settore alla riduzione dei consumi energetici è naturalmente diverso: quasi il 50% è attribuibile al Civile, il resto è suddiviso tra Trasporti (23%) ed Industria (27%).

**Figura 4.13 – Consumi finali di energia negli Scenari ENEA<sup>83</sup> (Mtep)**



Fonte: elaborazione ENEA

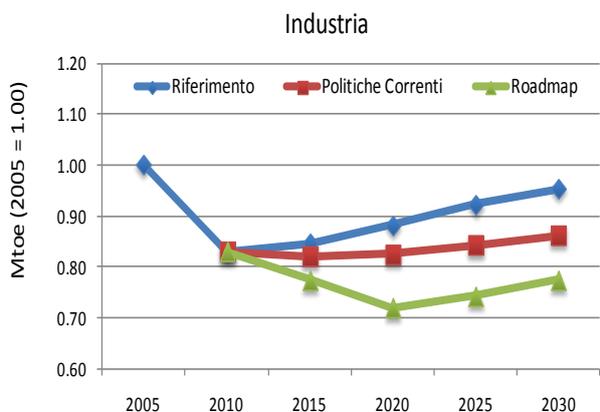
Nel settore Civile, d'altra parte, è possibile ottenere importanti riduzioni in tempi relativamente brevi, data la limitata vita utile di molti dispositivi e la varietà di opzioni tecnologiche con migliori livelli di prestazioni già oggi largamente disponibili.

Il motivo di tali differenze è da ricercare, oltre che nelle caratteristiche strutturali sostanzialmente diverse, anche nel fatto che i target settoriali di abbattimento delle emissioni applicati nello scenario sono fortemente disuguali (-42% nel Civile, -36% nell'Industria, -5% nei Trasporti, rispetto ai livelli di CO<sub>2</sub> settoriali del 1990). Lo scenario, tuttavia, mostra come grossi potenziali di riduzione dei consumi siano possibili in tutti i settori di impiego, evidenziando, inoltre, come in alcuni settori sia importante da subito implementare delle misure di contenimento dei consumi.

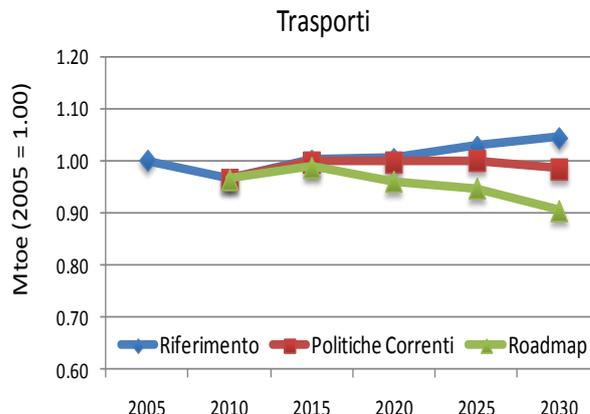
In ogni caso, oltre che garantire il proseguimento degli interventi previsti anche nel decennio 2020-2030, dalle analisi emerge da un lato la necessità di implementare nuove misure che si affianchino a quelle esistenti (es: trasporto merci), dall'altro l'esigenza di concentrarsi sull'efficacia dei meccanismi di incentivazione/promozione oggi previsti per garantire il raggiungimento dei target dichiarati.

<sup>83</sup> Inclusi gli usi non energetici.

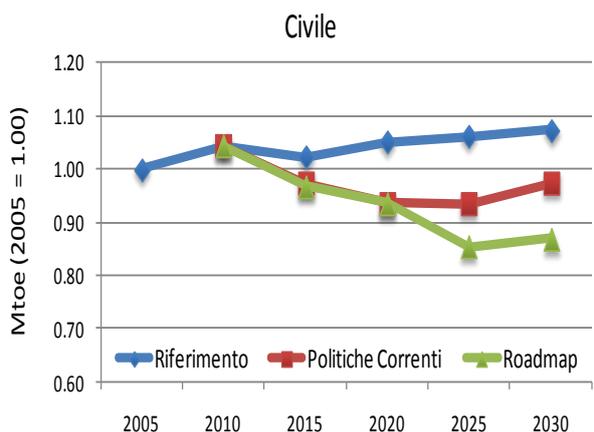
**Figura 4.14 – Domanda di energia finale negli Scenari ENEA, Settore industriale (Mtep, 2005 = 1.00)**



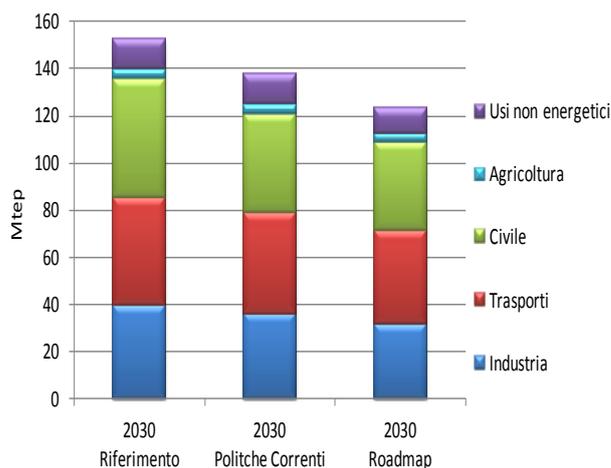
**Figura 4.15 – Domanda di energia finale negli Scenari ENEA, Settore Trasporti (Mtep, 2005 = 1.00)**



**Figura 4.16 – Domanda di energia finale negli Scenari ENEA, Settore Civile (Mtep, 2005 = 1.00)**



**Figura 4.17 – Domanda di energia finale totale negli Scenari ENEA, anno 2030 (Mtep, 2005 = 1.00)**



Fonte: elaborazione ENEA

#### 4.4.4 Ruolo dell'efficienza energetica nella riduzione delle emissioni

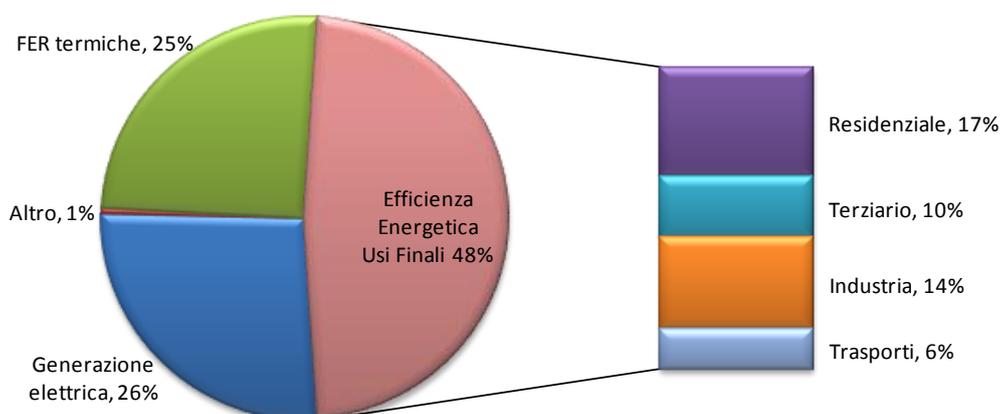
L'efficienza energetica rappresenta di certo la principale opzione tecnologica per la riduzione delle emissioni nel breve periodo. Essa è posta al centro della politica energetica europea, che ha di recente definito un nuovo piano per l'efficienza energetica, al fine di raggiungere l'auspicata, seppur non vincolante, riduzione del 20% di energia primaria già nel 2020 (rispetto ad una evoluzione di tipo tendenziale), considerata una tappa intermedia fondamentale nella Roadmap al 2050.

L'importante ruolo degli interventi di efficienza energetica nella lotta ai cambiamenti climatici è confermata dagli scenari ENEA di policy che indicano come, nel primo decennio di indagine dello scenario, le maggiori riduzioni di CO<sub>2</sub> si ottengano tramite interventi di efficientamento nei settori finali di impiego dell'energia.

Nello *Scenario Roadmap*, quasi la metà della riduzione di CO<sub>2</sub> nel breve periodo proviene da interventi di efficienza energetica nei settori d'uso finale dell'energia. Il settore Civile<sup>84</sup> rappresenta, in particolare, il principale segmento di intervento, sia per il suo crescente peso nel totale dei consumi energetici, sia per la varietà di opzioni tecnologiche già oggi disponibili in tutti i servizi energetici richiesti nel settore (climatizzazione estiva ed invernale, illuminazione, elettrodomestici), sia per la vita media relativamente breve dei dispositivi (figura 4.18).

D'altra parte, l'importante contributo "potenziale" del settore deriva anche dal peso che esso ha sul totale dei consumi energetici nazionali (circa un terzo, valore atteso in aumento per la "terziarizzazione" del Paese). Anche gli interventi di efficienza energetica nei settori Industriale e dei Trasporti presentano importanti potenziali di abbattimento di consumi ed emissioni, quasi il 20% del totale al 2020. Tra i principali ostacoli al ricorso ad interventi di efficienza energetica vi è la disponibilità finanziaria per l'investimento iniziale; a tale scopo, il ruolo delle ESCO (Energy Service Company) potrebbe risultare cruciale, specie se esse fossero in grado di farsi carico dei costi iniziali, assumendosi i relativi rischi finanziari.

**Figura 4.18 – Contributo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario Strategico rispetto al Riferimento per tipologia di intervento, anno 2020 (%)**



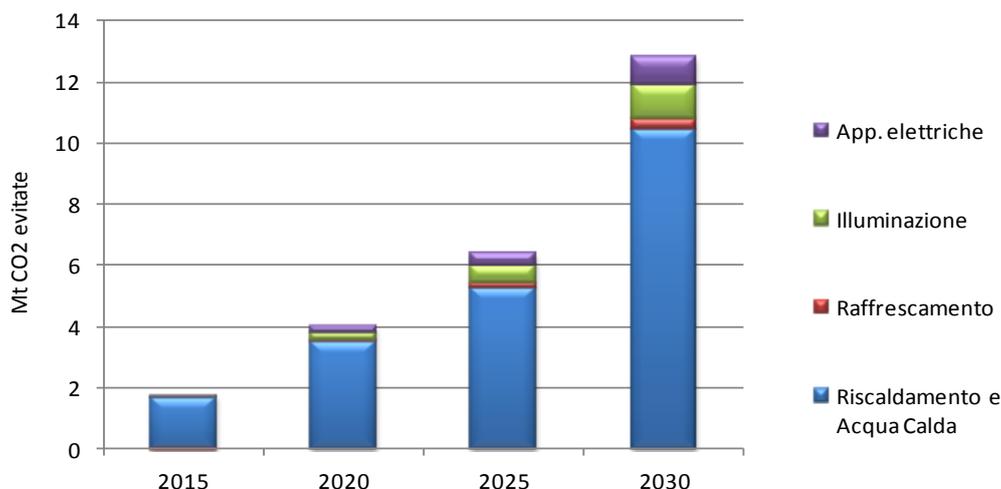
Fonte: elaborazione ENEA

I meccanismi di incentivazione per gli interventi nel settore Civile (principalmente Titoli di Efficienza Energetica e detrazioni fiscali), non sempre sono sufficienti per superare l'ostacolo dell'investimento iniziale, specie nel caso di interventi "importanti" (come le ristrutturazioni edilizie). La possibilità di accedere ad incentivi programmabili e costanti rappresenterebbe, in questo senso, un importante strumento per favorire tali tipologie di interventi.

Come mostra la successiva figura 4.19, esistono infatti ancora ampi margini di manovra in tale settore, in particolare in relazione agli interventi sull'involucro i quali, oltre a ridurre in maniera significativa il fabbisogno di climatizzazione, rappresentano una importante occasione di "riqualificazione" e di decoro urbano, oltre che di controllo e messa in sicurezza degli immobili stessi (si pensi a strutture quali scuole, ospedali e uffici pubblici). Tali processi di riqualificazione potrebbero poi essere accelerati da interventi promossi dalla pubblica amministrazione, che, specie nelle prime fasi, potrebbero fungere da valido esempio anche per i privati cittadini e da volano per l'economia del settore e per l'occupazione. Un aspetto assolutamente non trascurabile, è infatti rappresentato dall'indotto occupazionale che interventi di efficienza energetica potrebbero produrre sul sistema Paese.

<sup>84</sup> Il settore civile comprende il settore Residenziale e il settore Terziario.

**Figura 4.19 – Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario Strategico rispetto al Politiche Correnti, settore Civile (Mt CO<sub>2</sub>)**



Fonte: elaborazione ENEA

Nei Trasporti la diffusione di veicoli più performanti ed, in parte, un maggior ricorso a carburanti alternativi, contribuisce in maniera importante all'abbattimento dei consumi e delle emissioni del trasporto su strada. Tuttavia, data la complessità che caratterizza il settore dei Trasporti, il ruolo strategico ed il carattere globale di alcuni segmenti di traffico come quello aereo e marittimo, l'accelerazione tecnologica potrebbe non risultare sufficiente per perseguire una traiettoria di sviluppo coerente con la Roadmap UE 2050, almeno nel lungo periodo.

Il Piano d'Azione per l'Efficienza Energetica, che recepisce la direttiva 2006/32/CE (DLgs 115/08), fornisce importanti indicazioni sulle strade di efficientamento percorribili anche nel settore industriale attraverso l'utilizzo di strumenti di incentivazione quali il meccanismo dei certificati bianchi e le detrazioni fiscali.

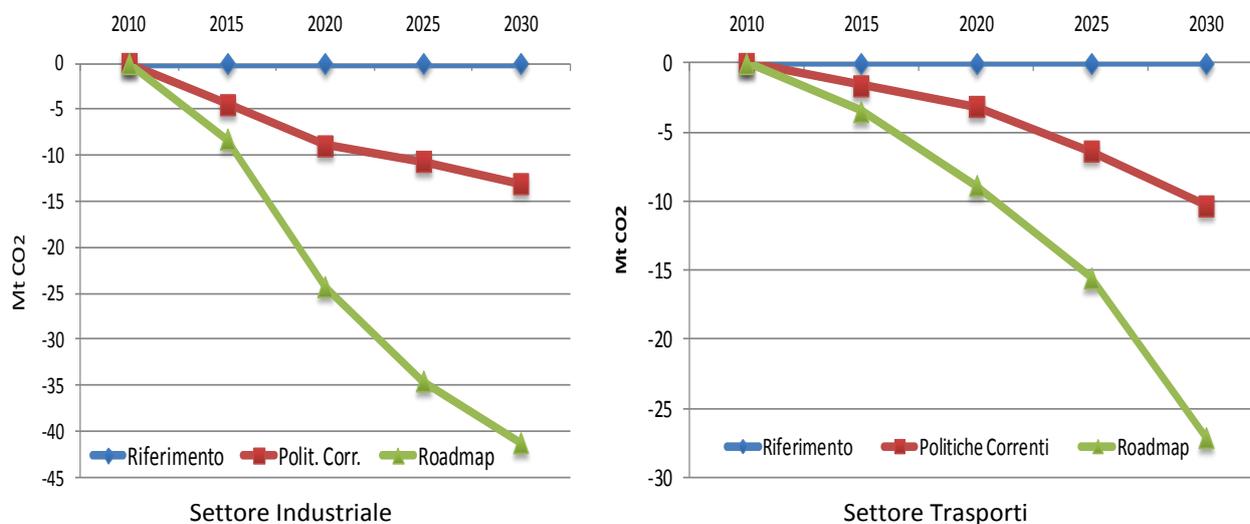
Pertanto lo *Scenario a Politiche Correnti* prevede aumenti di efficienza energetica per unità di valore aggiunto e importanti riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> delle industrie ad alta intensità energetica, in linea con i trend storici.

Per realizzare i potenziali di riduzione previsti dalla Roadmap è richiesto uno sforzo aggiuntivo, principalmente in termini di efficienza energetica coadiuvata nel lungo periodo dall'uso di tecnologie di cattura e sequestro della CO<sub>2</sub>. Lo *Scenario Roadmap* vede infatti l'installazione di dispositivi CCS ad impianti di produzione di clinker per circa il 40% della produzione totale nel 2030, con il confinamento di quasi 10 Mt di CO<sub>2</sub>.

Gli scenari considerati non contemplano significative variazioni della struttura settoriale né la delocalizzazione delle produzioni *energy intensive* per cui il principale strumento per una traiettoria ambientalmente ed economicamente sostenibile del settore industriale rimane l'efficienza energetica, che oltre a ridurre le emissioni climalteranti, porta alla riduzione della bolletta energetica, contribuendo alla competitività dei prodotti e libera risorse per retribuzioni, investimenti e ulteriore innovazione.

Con un'azione soltanto europea tali potenziali di abbattimento delle emissioni nel lungo periodo potrebbero però pregiudicare la competitività economica dei comparti ad alta intensità energetica rispetto a paesi quali Cina e India, soprattutto se le riduzioni dovessero essere raggiunte principalmente con CCS, che è una tecnologia che non ha altro reale beneficio se non la riduzione delle emissioni dei gas serra. Solo con un'azione globale volta all'abbattimento delle emissioni climalteranti si potrebbe garantire un certo equilibrio nel settore.

**Figura 4.20 – Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> negli Scenario Politiche Correnti e Roadmap<sup>85</sup> rispetto al Riferimento, nei settori Industriale (a sin) e dei Trasporti (a dx), in Mt CO<sub>2</sub>**



Fonte: elaborazione ENEA

#### 4.4.5 Mitigazione delle emissioni di gas serra

Anche se, per effetto della crisi economica, nel 2009 l'Italia si è notevolmente avvicinata al target di emissioni indicato dal Protocollo di Kyoto, registrando emissioni per 491 Mt CO<sub>2</sub>-eq, lo *Scenario di Riferimento* mostra come queste tendenze siano da considerarsi temporanee in assenza di interventi, politiche ed investimenti in grado di indurre cambiamenti di tipo strutturale nel sistema energetico.

Secondo un'evoluzione di tipo "tendenziale", le emissioni di CO<sub>2</sub> potrebbero infatti riprendere ad aumentare già nel breve periodo, arrivando a sfiorare i 450 milioni di tonnellate<sup>86</sup> nel 2030. Tale aumento potrebbe in realtà risultare ancora più significativo: lo *Scenario di Riferimento* infatti in parte già sconta i benefici derivanti da diversi fattori, tra cui una significativa produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e i processi di innovazione tecnologica "spontanea", di mercato o in ottemperanza di regolamenti operativi.

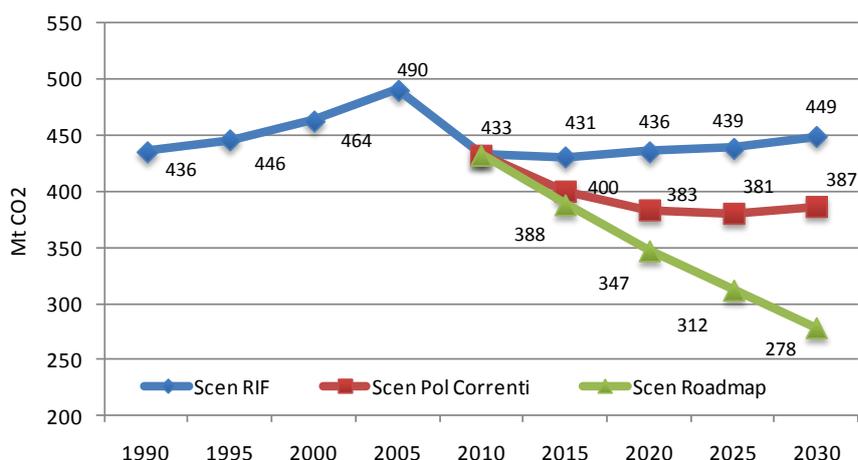
D'altro canto, lo *Scenario a Politiche Correnti* prospetta un quadro del Paese in grado di condurre il sistema energetico verso una traiettoria ambientalmente più sostenibile con un trend emissivo in decrescita per almeno i prossimi 15 anni.

La tendenza che caratterizza lo *Scenario a Politiche Correnti* è l'effetto combinato di molteplici fattori:

- il graduale processo di decarbonizzazione della generazione elettrica, per l'aumento di produzione da fonti rinnovabili;
- la riduzione della domanda di energia nei settori finali, conseguenza dell'incremento di efficienza tecnologica;
- il differente mix di combustibili negli usi finali di energia, per un maggior ricorso alle fonti rinnovabili termiche.

<sup>85</sup> Includere le emissioni del settore Raffineria.

<sup>86</sup> Emissioni di sola CO<sub>2</sub>.

Figura 4.21 – Evoluzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nei tre Scenari ENEA (Mt CO<sub>2</sub>)

Fonte: elaborazione ENEA – dati storici UNFCCC

Tabella 4.5 – Target settoriali di riduzione delle emissioni, Roadmap 2050 EU 27  
(in % rispetto ai dati del 1990)

Riduzione dei gas serra rispetto al 1990	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Totale</b>	-7%	-26%	-41%	-61%	-80%
<b>Settori</b>					
Electricità (CO <sub>2</sub> )	-7%	-34%	-61%	-82%	-97%
Industria (CO <sub>2</sub> )	-20%	-32%	-36%	-55%	-84%
Trasporti (incl. aviazione, escl. Trasp. marittimi) (CO <sub>2</sub> )	30%	25%	7%	-36%	-64%
Trasporti escl. aviazione e trasporti marittimi	25%	15%	-5%	-47%	-71%
Settore residenziale e servizi (CO <sub>2</sub> )	-12%	-25%	-42%	-67%	-90%
Agricoltura (emissioni diverse dal CO <sub>2</sub> )	-20%	-	-36%	-	-45%
Altre emissioni diverse dal CO <sub>2</sub>	-30%	-47%	-54%	-53%	-58%

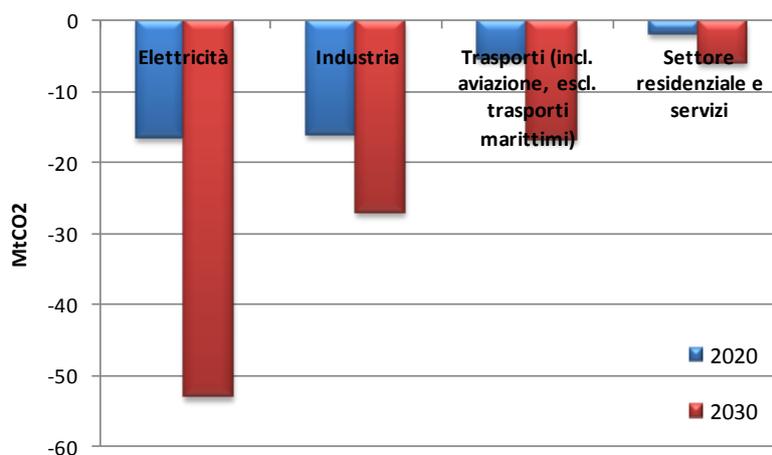
Fonte: European Commission<sup>87</sup>

Sebbene lo *Scenario a Politiche Correnti* richieda al Paese uno sforzo significativo per una riduzione importante delle emissioni, questo non è sufficiente a garantire uno sviluppo climaticamente sostenibile così come prospettato nello scenario Roadmap 2050 dell'UE, che riduce entro il 2050 le emissioni di gas serra dell'80-95% rispetto ai valori del 1990.

Lo *Scenario Roadmap* dell'ENEA, che segue le stesse traiettorie settoriali di riduzione delle emissioni dello scenario per l'intera UE, prevede un abbattimento rispetto al 1990 di 89 Mt di CO<sub>2</sub> nel 2020 e circa 170 Mt nel 2030. Questi risultati sono raggiungibili solo con una accelerazione tecnologica più spinta di quella evidenziata dallo *Scenario a Politiche Correnti*, un maggiore ricorso a fonti rinnovabili e l'utilizzo di tecnologia di cattura e stoccaggio della CCS sia nel settore elettrico che industriale. I settori per i quali è richiesto uno sforzo maggiore sono proprio il settore industriale e quello elettrico (figura 4.22) mentre nel settore civile con le misure e piani messe in atto dal Governo Italiano i target della Roadmap EU sembrano molto più accessibili.

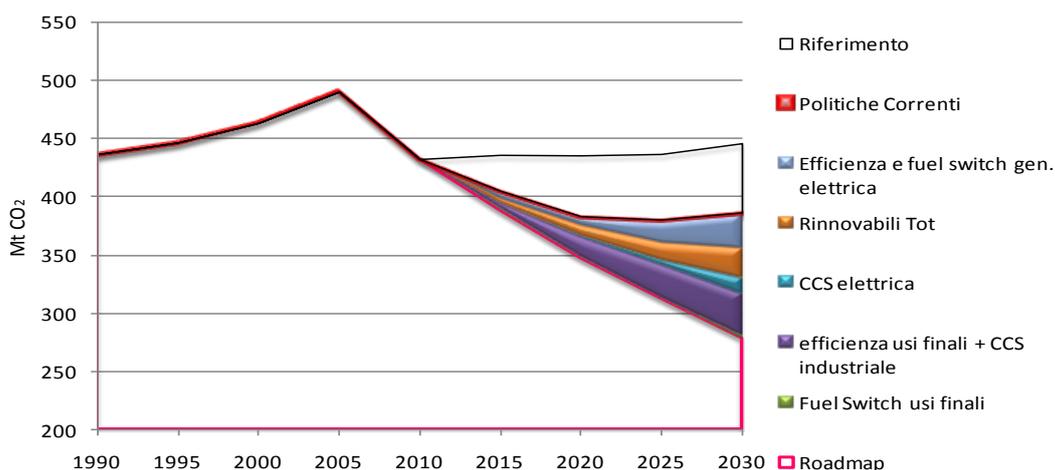
<sup>87</sup> European Commission – Impact Assessment “A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050” – SEC(2011) 288 final - Brussel 8.03.2011 – scenario “Effect. Techn. (frag. Action, ref fossil f. prices)”.

Figura 4.22 – Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario Roadmap ENEA rispetto al Politiche Correnti, anni 2020 e 2030 (Mt CO<sub>2</sub>)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 4.23 – Contributo all’abbattimento delle emissioni di CO<sub>2</sub> nello Scenario Roadmap rispetto al Politiche Correnti, per gruppo di tecnologie (Mt CO<sub>2</sub>)



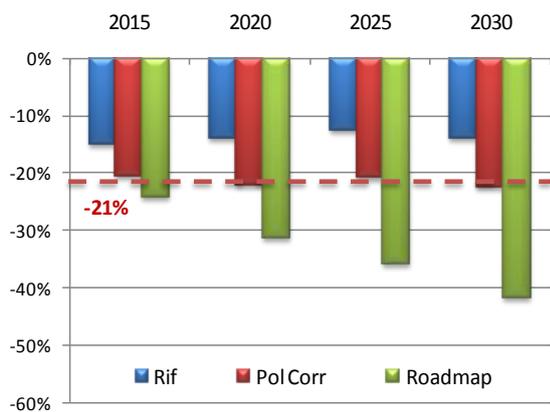
Fonte: elaborazione ENEA

Il settore elettrico, e parte di quello industriale (oltre 1.100 impianti), sono oggetto dell’Emission Trading Scheme (Direttiva 2003/87/CE) che ha lo scopo di regolare le emissioni di CO<sub>2</sub>.

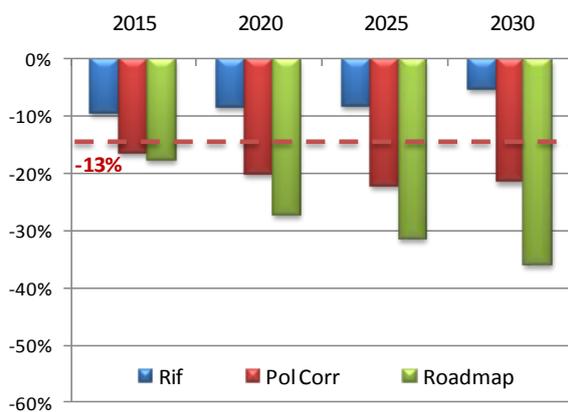
Nel 2009 – come effetto della crisi e della contrazione generalizzata della produzione – si è assistito a un calo del 20% della CO<sub>2</sub> emessa rispetto al 2005, con riduzioni che vanno dal 17% per il comparto termoelettrico al 38% per l’acciaio, fino ad arrivare al 57% per gli impianti per la produzione della ceramica. Rispetto ai livelli del 2008 la riduzione delle emissioni è stata del 17,8%, pari a circa 40 Mt di CO<sub>2</sub>. Nello *Scenario di Riferimento* la crescita delle emissioni non consente di perseguire gli obiettivi al 2020 del “pacchetto Clima e Energia” del 2009 sia nei settori ETS (per l’Italia -21% rispetto ai valori 2005) che nei settori non ETS (-13% rispetto ai valori 2005).

Nello *Scenario a Politiche Correnti*, l’azione congiunta delle misure per l’efficienza energetica e per la diffusione delle tecnologie per l’utilizzo di fonti rinnovabili permette di raggiungere gli impegni di riduzione delle emissioni. Molto più impegnativo si presenta, invece, lo sforzo necessario per raggiungere gli obiettivi previsti nella traiettoria della Roadmap UE 2050 (*Scenario Roadmap*).

**Figura 4.24 – Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> negli Scenari ENEA rispetto ai valori 2005, Settori ETS (%)**



**Figura 4.25 – Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> negli Scenari ENEA rispetto ai valori 2005, Settori NON ETS (%)**



Fonte: elaborazione ENEA

## 5 L'ITALIA E LA GREEN ECONOMY

### 5.1 Green economy e low-carbon society nel percorso dello sviluppo sostenibile

***“Green is not a colour, green is a state of mind”<sup>88</sup>***

Il concetto di “sviluppo sostenibile” è ritenuto il paradigma di riferimento per la definizione delle politiche dei singoli stati e per la stipula degli accordi internazionali sempre più rivolti al contenimento delle crisi globali (economica, finanziaria, climatica) in atto.

La prossima Conferenza delle Nazioni Unite Rio+20 ha come principale obiettivo di assicurare un rinnovato impegno politico sullo sviluppo sostenibile, valutare i progressi realizzati e i passi ancora da fare nell’attuazione dei programmi stabiliti dai principali vertici mondiali sul tema della sostenibilità. La Conferenza intende affrontare le nuove sfide per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione mondiale, attraverso l’estensione delle garanzie e dell’accesso alle tutele sociali, alle risorse economiche ed ambientali delle generazioni presenti e future.

Le tematiche proposte riguardano il lavoro e l’inclusione sociale, l’accesso all’energia e la sicurezza energetica, la sicurezza alimentare e l’agricoltura sostenibile, la protezione e la gestione integrata delle risorse idriche, uno sviluppo urbano sostenibile, la tutela degli oceani e delle risorse marine ed infine la prevenzione delle catastrofi naturali.

In tale quadro la *green economy* è vista come un’opportunità per superare i tanti limiti ed uscire dalla crisi dell’attuale modello di crescita, ma soprattutto rappresenta il collante necessario a predisporre interventi integrati per gli obiettivi di sostenibilità. La *green economy* può essere interpretata, infatti, come l’insieme delle misure economiche, ambientali e sociali necessarie a indirizzare verso un modello di società a impatto ridotto in termini di emissioni<sup>89</sup>. In tale percorso, la *low-carbon society* può essere considerata la tappa intermedia, nella quale anche i singoli comportamenti possono concorrere significativamente a ridurre sia l’impatto ambientale che il consumo delle risorse.

L’importanza della dimensione energetica per la crescita verde è alquanto evidente. L’energia è alla base dell’economia globale. L’uso delle fonti fossili, peraltro in aumento con la crescita delle economie emergenti, costituisce una delle cause di maggiore pressione ambientale<sup>90</sup>. Le decisioni in ambito energetico possono essere dunque il fattore determinante per invertire il corso delle suddette crisi e dei rischi connessi, per contenere gli effetti del *climate change* e per garantire una crescita verde più equa e inclusiva.

Il sistema energetico esercita una pressione sull’ambiente non solo per le emissioni prodotte, che incidono sulla **qualità** dell’aria, ma anche nel consumo delle risorse, nella **quantità** dei prodotti naturali utilizzati o sfruttati.

L’assenza sino ad ora di politiche ambientali integrate e di una corretta gestione delle risorse ha già prodotto elevati costi economici in termini di **danni ambientali**, e sta determinando una **scarsità di risorse** che si ripercuote sui delicati equilibri economici e sociali globali.

Nell’economia globalizzata, l’adozione di scelte politiche in settori strategici particolarmente importanti, come l’energia o l’ingegneria genetica, anche se fatte in funzione anticrisi, possono non solo incidere sui costi economici ma provocare anche crisi di diverso tipo, come nuovi conflitti o emergenze umanitarie.

---

<sup>88</sup> Gro Harlem Brundlandt.

<sup>89</sup> La *green growth*, altro concetto utilizzato nell’attuale dibattito della sostenibilità è considerato “non come sostituto allo sviluppo sostenibile, ma piuttosto come un sottoinsieme dello stesso. Essa ha infatti degli obiettivi meno ambiziosi e prevede un’agenda politica e operativa mirata al raggiungimento di un progresso concreto e misurabile, in grado di coniugare le esigenze dell’economia con quelle dell’ambiente.” OECD (2011), “Towards green growth”.

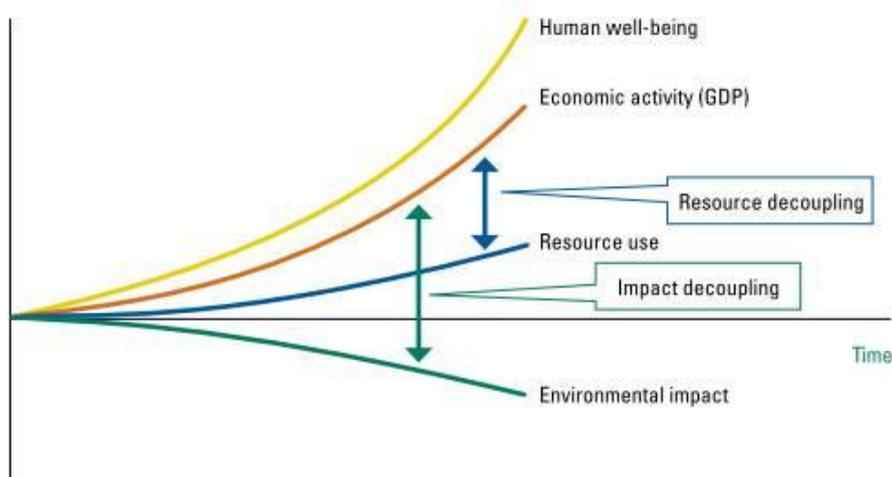
<sup>90</sup> Nel 2009 i dati relativi alla combustione delle fonti fossili per la produzione energetica parlano dell’84% delle emissioni mondiali di gas serra (OECD 2012).

È quanto si sta verificando negli ultimi anni in alcune aree a seguito dell'aumento dei prezzi dei beni di prima necessità che ha acuito le crisi alimentari già esistenti e in alcuni casi innescato vere e proprie rivolte sociali<sup>91</sup>. Previsioni della Banca Mondiale indicano che un aumento del 10% dell'indice dei prezzi alimentari comporta l'esposizione di circa 10 milioni di persone al rischio di povertà, mentre un aumento del 30% potrebbe estendere tale rischio a 34 milioni di persone<sup>92</sup>.

La sostituzione dei combustibili fossili con i biocombustibili, e la conseguente riconversione delle produzioni agricole verso usi non alimentari, hanno spinto alla crescita anomala dei prezzi di prodotti vitali per economie di sussistenza<sup>93</sup> quali mais e zucchero. Una misura ambientale globale pensata come contributo per la riduzione delle emissioni si è così trasformata in uno strumento, forse involontario ma sicuramente prevedibile<sup>94</sup>, di ulteriore squilibrio economico e sociale a danno delle aree più povere del pianeta.

Lo stretto legame tra **energia**, **ambiente** ed **economia**, impone che gli obiettivi per la lotta al cambiamento climatico o i piani di intervento in risposta alla crisi finanziaria, non siano pensati in maniera isolata ma inseriti all'interno di una strategia basata sull'integrazione delle misure. Si possono in tal modo definire nuovi e ambiziosi obiettivi di sviluppo, e tendere verso l'ideale di massimo **disaccoppiamento** tra crescita economica e impatto ambientale (minori emissioni) e tra crescita economica e sfruttamento delle risorse (maggiore produttività). In tale prospettiva la risorsa energia, dalla sua produzione all'uso finale, offre grandi opportunità di sviluppo e trasformazione della società verso una dimensione più verde.

**Figura 5.1 – Trend ideale di disaccoppiamento tra uso delle risorse/impatto ambientale e crescita economica**



Fonte: UNEP (2011), "Decoupling Nature Resource Use and Environmental Impacts from Economic Growth"

Un nuovo paradigma energetico non solo è indispensabile ma è realizzabile nel breve e medio periodo se accompagnato dall'implementazione di politiche di sviluppo scientifico e tecnologico. L'**innovazione tecnologica** rende possibile un uso più efficiente delle risorse attraverso l'aumento della produttività industriale e un minor consumo energetico. Anche considerando specificamente solo l'industria energetica, le analisi più recenti cominciano a rilevare il doppio effetto positivo della

<sup>91</sup> La Banca Mondiale evidenzia la relazione tra l'aumento dei prezzi e le rivolte sociali in diversi paesi del Medio Oriente e del Nord Africa. Food Price Watch, World Bank, aprile 2011, [http://www.worldbank.org/foodcrisis/foodpricewatch/april\\_2011.html](http://www.worldbank.org/foodcrisis/foodpricewatch/april_2011.html)

<sup>92</sup> Food Price Watch, Aprile 2011, World Bank.

<sup>93</sup> Alcune stime prevedono che al 2030, 35-54 milioni di ettari (2,5-3,8% del terreno coltivabile) saranno utilizzati per la produzione di biocarburanti. FAO and IIED (2008), "The biofuels boom and poor people's access to land", p. 19, <http://pubs.iied.org/pdfs/12551IIED.pdf>

<sup>94</sup> "Who controls green economy?", Report dell'ETC Group.

modernizzazione del sistema energetico che produrrebbe nuova occupazione<sup>95</sup> oltre che una maggiore efficienza energetica.

L'energia e l'innovazione tecnologica in questo ambito costituiscono i pilastri della strategia di Europa2020. Per raggiungere l'obiettivo di un'economia intelligente, sostenibile e solidale, occorre un significativo aumento degli investimenti in Ricerca e Sviluppo per la realizzazione di un'economia a bassa intensità energetica, soprattutto con il contributo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Lo spostamento della **produzione energetica** dalle **fonti fossili alle rinnovabili** offre possibilità in termini di apertura di nuovi mercati, sviluppo di nuove filiere e occupazione. L'impatto complessivo di tale processo rimane tuttavia di difficile valutazione e quantificazione.

La trasformazione del sistema energetico implica un cambiamento della società nel suo insieme, che riguarda il sistema economico, la dimensione sociale, la percezione e il comportamento individuale. Nuovi prodotti energetici, uniti a processi tecnologici innovativi, impongono trasformazioni strutturali del mercato del lavoro, nella composizione e nelle caratteristiche degli occupati, la definizione di nuovi percorsi formativi e dei cicli curriculari della formazione scolastica, l'identificazione delle competenze professionali per le nuove occupazioni nonché l'adeguamento professionale dei lavoratori già occupati.

La crescita verde è un processo già in atto da qualche anno e osservabile in quasi tutte le economie mondiali. La sfida attuale della sostenibilità e della green economy sta anche nella comprensione e misurazione di tale processo, perché sia possibile offrire ai decisori politici elementi di valutazione utili alla *governance* del processo stesso.

Nell'ambito dell'indirizzo metodologico, le Nazioni Unite hanno prodotto il report "*Working towards a Balanced and Inclusive Green Economy*", frutto dello sforzo di sintesi concettuale sui temi della green economy condotto dal gruppo ambientale sulle 40 agenzie ONU. L'OECD a sua volta sta sviluppando un quadro concettuale per monitorare il progresso verso la crescita verde attraverso la definizione e l'utilizzo di un set di indicatori. Analogo sforzo è in corso da tempo da parte di Eurostat per allineare criteri e strumenti di misura dei paesi europei sul concetto di sviluppo sostenibile.

Nei seguenti paragrafi, si cercherà di proporre una lettura dello sviluppo della *green economy* in Italia a partire dalla prospettiva energetica. L'obiettivo è di tentare di cogliere la complessità del processo attraverso l'analisi di alcune sue dimensioni misurabili e confrontabili nel tempo e tra paesi.

Il capitolo nel suo insieme mira a proporre una lettura multidisciplinare delle varie sfaccettature della green economy, sottolineando il doppio aspetto del *greening*. Da un lato, la trasformazione del **sistema produttivo** attraverso alcuni principali *driver* quali:

- Impatto energetico (consumo di energia) e ambientale (emissioni di CO<sub>2</sub> e utilizzo di risorse).
- Innovazione tecnologica e competitività internazionale (in particolare, nel settore delle fonti rinnovabili).
- Potenzialità occupazionale e bisogni formativi (aggiornamento di *skill* e formazione di base).

Dall'altro, la **dimensione comportamentale**, strettamente connessa alle diverse realtà territoriali, in termini di consapevolezza e partecipazione del singolo e delle autorità locali alla realizzazione degli obiettivi di sostenibilità attraverso, ad esempio, una pianificazione energetica maggiormente informata e scientificamente fondata.

---

<sup>95</sup> Riguardo l'analisi degli occupati nel settore, il condizionale è d'obbligo, data ancora la grande disomogeneità negli assunti, nei metodi e nei calcoli prodotti dai vari studi. Per una breve ricognizione, si veda OECD (2011), "Green growth studies: Energy", p. 70.

## 5.2 Misurare la crescita verde: l'Italia e le principali economie europee

L'attuale crisi economica e finanziaria e la concomitante urgenza di trovare soluzioni adeguate nella lotta al cambiamento climatico pongono l'accento sull'importanza di **ridefinire obiettivi e priorità** della politica economica in un'ottica di sviluppo sostenibile, ossia tenendo nella dovuta considerazione non solo la sostenibilità economica e finanziaria delle proprie scelte di *policy*, ma anche la sostenibilità ambientale e sociale. In tal senso, politiche a supporto di una **crescita verde**, tra cui la scelta di consacrare importanti risorse finanziarie al settore energetico e in particolare alle tecnologie verdi (fonti rinnovabili, efficienza energetica, mobilità sostenibile ecc.), hanno il merito di poter conciliare il perseguimento di **obiettivi congiunturali** di breve periodo (di natura prevalentemente economica) e **obiettivi strutturali** di lungo periodo che influenzano non solo la sfera economica, ma anche quella ambientale e sociale.

Il disegno e l'implementazione di politiche efficaci necessitano tuttavia di **strumenti di valutazione e indicatori** per orientare i decisori politici nella definizione di obiettivi di breve, medio e lungo periodo, e per misurare il progresso verso il raggiungimento di questi obiettivi. A questo riguardo, è interessante la recente proposta dell'OECD che cerca di **qualificare il PIL** rapportandolo a variabili rappresentative della dimensione ambientale e sociale della crescita economica<sup>96</sup>.

In questo paragrafo, si vogliono fornire alcune indicazioni e spunti di riflessione sul progresso delle principali economie europee (Italia, Francia, Germania, Spagna, Regno Unito e media UE-27) nel percorso lungo un sentiero di crescita verde. L'analisi che segue si focalizzerà in particolare sulla **dimensione energetica e ambientale** (in termini di consumi energetici, emissioni e utilizzo delle risorse naturali).

Innanzitutto, si presenteranno tre indicatori di riferimento per le economie nel loro complesso con l'obiettivo di evidenziare possibili trend di **disaccoppiamento** (*decoupling*) tra attività economiche e servizi energetici e ambientali:

- Intensità carbonica (rapporto tra emissioni di CO<sub>2</sub> e PIL).
- Intensità energetica (rapporto tra consumo di energia e PIL).
- Intensità materiale (rapporto tra consumo di risorse naturali e PIL).

L'analisi proseguirà poi con l'elaborazione di alcuni indicatori riguardanti settori/comparti particolarmente rilevanti nel contesto energetico - ambientale:

- Industria e residenziale.
- Fonti energetiche rinnovabili.
- Trasporti.
- Rifiuti.

Ai fini di una più corretta interpretazione dei successivi paragrafi, è importante precisare come gli indicatori scelti vadano letti tenendo presenti le differenze, talvolta sostanziali, che possono esserci tra un Paese e un altro sia dal punto di vista della struttura del sistema economico sia per quanto attiene ad altri aspetti che possono incidere fortemente sul valore di un indicatore (quali, ad esempio, le diverse condizioni climatiche). In particolare, gli indicatori elaborati possono essere utili per cogliere l'evoluzione nel tempo di un dato indicatore per un singolo Paese e per rappresentarne un miglioramento/peggioramento rispetto alla propria situazione iniziale. In tal senso, dagli indicatori presentati non è opportuno trarre conclusioni sulla relativa "virtuosità" di un Paese (e delle sue politiche) ma piuttosto indicazioni sulle tendenze in atto nelle diverse economie europee.

---

<sup>96</sup> OECD (2011), "Towards Green Growth: Monitoring Progress: OECD Indicators", OECD Publishing, <http://dx.doi.org/10.1787/9789264111356-en>

### 5.2.1 Intensità carbonica, energetica e materiale

“Un’Europa efficiente sotto il profilo delle risorse” è una delle iniziative prioritarie avviate nell’ambito della strategia Europa 2020 e promuove il passaggio a un’economia efficiente nell’uso delle risorse e a basse emissioni di carbonio per realizzare una crescita sostenibile.

L’iniziativa ha stabilito che l’efficienza nell’uso delle risorse sia il principio guida per le politiche europee nei diversi settori in un’ottica di lungo termine. L’obiettivo è rafforzare il clima di certezza per gli investimenti, promuovere l’innovazione e garantire che tutte le politiche interessate tengano conto in maniera equilibrata del problema dell’uso efficiente delle risorse naturali.

Tra le principali proposte emerse da questa iniziativa, la comunicazione della Commissione Europea *Roadmap to a Resource Efficient Europe* del 20 settembre 2011<sup>97</sup> definisce obiettivi di medio e lungo termine, e le relative strategie per il loro raggiungimento, con il fine ultimo di favorire la transizione verso un’economia verde coerentemente con gli sforzi intrapresi da altri soggetti internazionali (la *Green Growth Strategy* dell’OECD, il rapporto sulla Green Economy dell’UNEP, e il lavoro dell’European Environment Agency).

La visione di lungo periodo che sta dietro alla *roadmap* prevede una crescita economica che rispetti i limiti del nostro pianeta con una gestione sostenibile di tutte le risorse naturali (materie prime, energia, acqua, aria, suolo).

Per monitorare il miglioramento/peggioramento di un’economia nell’uso efficiente delle risorse, sono necessari indicatori che identifichino la capacità di produrre valore con un dato utilizzo di risorse ambientali. I relativi indicatori di **produttività delle risorse** misurano il rapporto tra il valore prodotto da un insieme di attività economiche e le quantità di risorse ambientali richiesta alla natura da tali attività. In maniera analoga, rappresenteremo di seguito la quantità fisica (di emissioni, energia, risorse naturali) per unità di PIL ossia l’intensità carbonica, energetica e materiale.

Il primo indicatore elaborato ai fini di un confronto tra le principali economie europee è l’**intensità carbonica**, che esprime la quantità di emissioni di gas climalteranti (convertiti in CO<sub>2</sub> equivalenti) per unità di PIL prodotta. Esso è funzione della struttura del sistema economico, dell’offerta e del mix energetico, dell’intensità energetica dei diversi settori (industria, residenziale, trasporti ecc.), dell’utilizzo del suolo e dell’attività agricola<sup>98</sup>.

Come si evince dalla figura 5.2, tra il 2000 e il 2009 si registra un sostanziale calo dell’intensità carbonica nell’UE, avvenuto in maniera più rapida nel periodo successivo all’entrata in vigore del protocollo di Kyoto (-12%) rispetto al precedente periodo 2000-2004 (-5%).

In termini assoluti, nel 2009 l’Italia (0,40 migliaia tonnellate di gas serra/milioni € PIL) si colloca sotto la media UE-27 (0,45) e in una posizione intermedia rispetto a Regno Unito, Paese che registra la minore intensità carbonica tra le principali economie europee (0,31) e Spagna, Paese con il valore più alto (0,48).

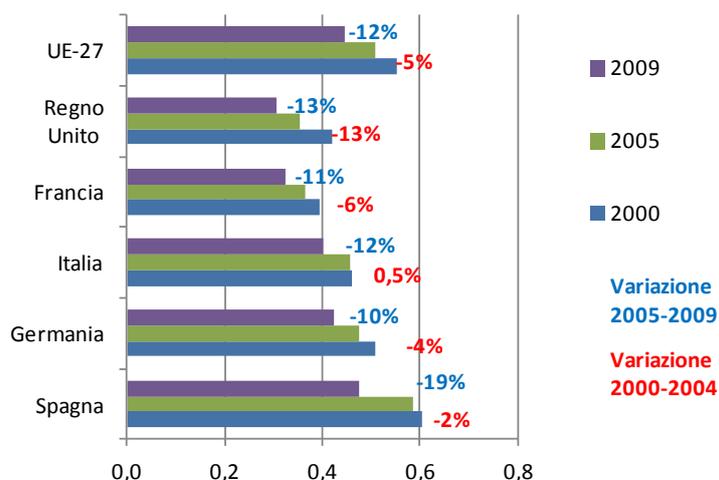
In termini di variazione nel periodo 2005-2009, è invece la Spagna a far registrare la riduzione più consistente (-19%), seguita dal Regno Unito (-13%) e dall’Italia (-12%), quest’ultima allineata alla media dell’UE.

---

<sup>97</sup> COM(2011) 571 final.

<sup>98</sup> *The Complete Guide to Climate Change*. B.Dawson, M.Spannagle, 2009.

**Figura 5.2 – Intensità carbonica delle principali economie europee dal 2000 al 2009 (migliaia di tonnellate di gas serra/milioni € PIL)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati EEA – Eurostat

Il secondo indicatore elaborato è l'**intensità energetica** che misura la quantità di energia necessaria per la produzione di un'unità di PIL. È evidente dalla successiva figura 5.3 come tra il 2000 e il 2009 nell'UE si sia realizzato un disaccoppiamento tra consumo di energia e crescita economica, soprattutto nel periodo successivo all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto (2005-2009).

In questo secondo periodo, infatti, si registra una diminuzione del 9% dell'intensità energetica a fronte di una riduzione del 2% nel periodo pre-Kyoto (2000-2004). Con riferimento ai cinque paesi osservati, la Spagna è quello che nel 2009 presenta la maggiore intensità energetica ma allo stesso tempo anche quello che nel periodo post-Kyoto ha diminuito più rapidamente il proprio consumo di energia per unità di PIL prodotto. Il Regno Unito è, invece, il Paese con il più basso rapporto energia su PIL e un tasso di riduzione tra il 2005 e il 2009 dell'11%. Pur registrando un tasso di riduzione nel periodo post-Kyoto più basso (-7%) rispetto alla media dell'UE (-9%), nel 2009 l'Italia presenta un'intensità energetica in linea con le principali economie europee.

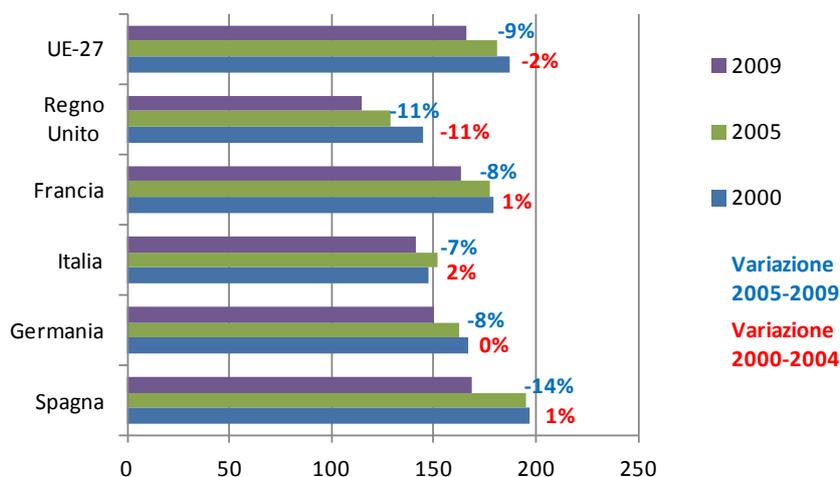
In generale, è possibile osservare come le economie europee cui sono associati i minori valori di intensità carbonica ed energetica siano quelle dei gruppi UE-12 e UE-15, ossia i paesi entrati a far parte dell'UE prima di aprile 2004. Una spiegazione di ciò è la trasformazione avvenuta negli ultimi anni di buona parte delle attività economiche dei paesi relativamente più ricchi, passate dal settore dell'industria pesante a quello dei servizi. Questo ha favorito pertanto una riduzione dell'intensità energetica, determinando anche un calo delle emissioni per unità di PIL.

Un altro aspetto da considerare per decifrare tali dinamiche è la variazione del mix energetico avvenuta soprattutto nelle principali economie europee, sempre più orientate verso tecnologie di generazione energetica di tipo *low-carbon* a discapito di quelle tradizionali<sup>99</sup>. Infine, va sottolineato come i paesi dell'Est europeo, pur presentando valori elevati dal punto di vista delle emissioni e dell'energia consumata per unità di PIL prodotto (a causa principalmente della presenza di industrie energivore e di infrastrutture energetiche non molto efficienti<sup>100</sup>) sono quelli in cui, dal 2000 ad oggi, si registrano i maggiori tassi di riduzione di entrambi gli indicatori.

<sup>99</sup> Using official statistics to calculate greenhouse gas emissions. Eurostat, 2010.

<sup>100</sup> Sustainable development in the European Union. Eurostat, 2012.

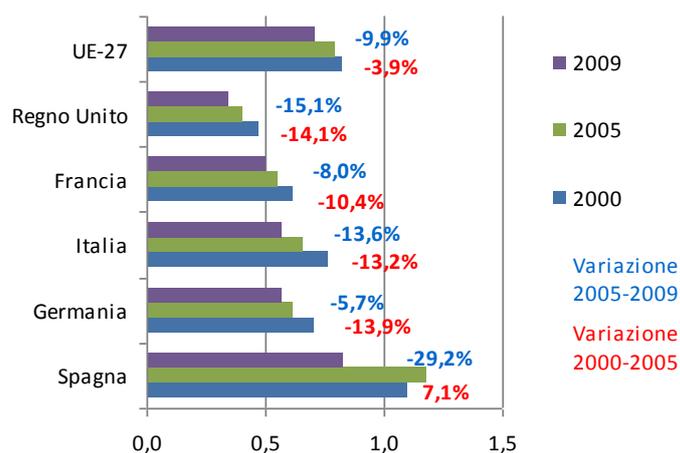
**Figura 5.3 – Intensità energetica delle principali economie europee dal 2000 al 2009 (kg di petrolio equivalente/1.000 € PIL)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Il terzo indicatore elaborato per le principali economie europee è l'**intensità materiale** che misura la quantità di risorse naturali necessaria per la produzione di un'unità di PIL<sup>101</sup>. Con riferimento alle principali economie europee, è possibile osservare come, dall'inizio del periodo di osservazione, sia in corso un processo di progressiva **de-materializzazione delle attività economiche**, interpretabile come un uso più efficiente delle risorse naturali. Con l'eccezione della Spagna, che ha registrato un incremento dell'intensità materiale nel periodo 2000-2005 (salvo invertire in maniera marcata questa tendenza nel successivo quinquennio), gli altri paesi, inclusa l'Italia, mostrano un trend di riduzione più marcato rispetto alla media UE-27. Nel caso dell'Italia, un recente studio dell'OECD<sup>102</sup> mostra come tra il 2000 e il 2008 si registrerebbe addirittura un **disaccoppiamento assoluto** tra crescita economica e utilizzo di materie prime non energetiche, ossia un aumento del PIL a fronte di una riduzione della quantità di materie usate come input produttivo.

**Figura 5.4 – Intensità materiale delle principali economie europee dal 2000 al 2009 (kg/euro di PIL)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

<sup>101</sup> L'intensità materiale corrisponde all'inverso della "produttività delle risorse", dato dal rapporto tra PIL e consumo domestico di risorse e che mette in relazione crescita economica e pressione sulle risorse naturali. Il consumo domestico di risorse misura l'ammontare totale di risorse materiali utilizzate direttamente da un'economia ed è definito come la quantità annuale di materie prime estratte nel Paese in aggiunta a tutte le importazioni e al netto di tutte le esportazioni. Le risorse naturali considerate includono: biomasse (raccolti, foraggi, legname, pesci e animali e prodotti derivati); minerali metallici e non-metallici grezzi; materiali/vettori energetici di origine fossile; rifiuti per trattamento finale e smaltimento; altri prodotti.

<sup>102</sup> OECD (2011), *Towards Green Growth: Monitoring Progress: OECD Indicators*, OECD Publishing.

<http://dx.doi.org/10.1787/9789264111356-en>

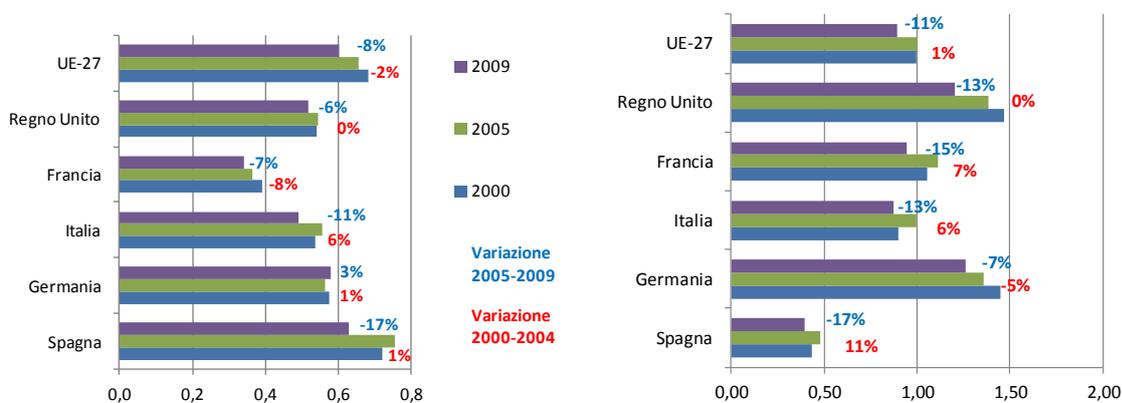
In termini generali, tale processo di de-materializzazione dell'economia è riconducibile ad un cambiamento della struttura produttiva di questi paesi (da attività industriali di tipo tradizionale verso attività di servizi/terziario), ovvero ad un miglioramento della gestione delle risorse nei processi produttivi dei diversi settori o ancora ad un cambiamento nel mix di materiali usati e alla sostituzione della produzione domestica con beni intermedi e finali importati.

### 5.2.2 Industria e residenziale

Con riferimento all'intensità carbonica delle cinque economie europee prese in considerazione, la Francia è il Paese che nel 2009 registra i valori più bassi di emissioni su valore aggiunto nel settore industriale, mentre la Spagna è quello con il rapporto più elevato, nonostante evidenzi un tasso di riduzione nel periodo 2005-2009 (-17%) superiore alla media UE (-8%). L'Italia si trova in una posizione intermedia con un tasso di riduzione nel periodo post-Kyoto (-11%) e un'intensità carbonica nel 2009 rispettivamente più alto e più bassa rispetto alla media dell'UE.

In termini di emissioni procapite del settore residenziale<sup>103</sup>, nel 2009 la Spagna è quello che registra il valore più basso, nettamente al di sotto anche della media europea. I valori più alti spettano invece a Germania e Regno Unito, entrambi sopra la media europea ma, nel caso del secondo, con un tasso di riduzione nel periodo 2005-2009 maggiore rispetto alla media UE-27.

**Figura 5.5 – Intensità carbonica nel settore industriale (migliaia ton. gas serra/Milioni €) – grafico a sinistra) ed emissioni procapite di quello residenziale (ton/persona – grafico a destra) delle principali economie europee dal 2000 al 2009**



Fonte: elaborazione ENEA su dati EEA ed Eurostat

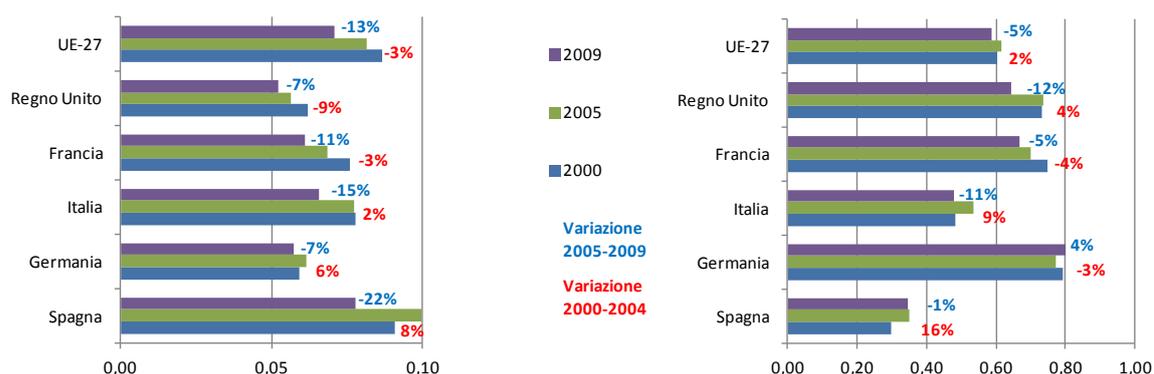
In relazione all'intensità energetica dell'industria e del residenziale nei cinque paesi esaminati (figura 5.6), si registrano tendenze simili a quelle riscontrate per l'intensità carbonica. Nel 2009, infatti, il valore più alto dell'indicatore nel settore industriale appartiene alla Spagna che registra però, anche questa volta, il maggiore tasso di riduzione nel periodo post-Kyoto, superiore anche alla media dell'UE.

Nel 2009 il paese con il minore livello dell'indicatore è il Regno Unito, seguito a sua volta dalla Germania. Per quanto riguarda l'Italia, si riscontra un maggior tasso di riduzione 2005-2009 e una minore intensità energetica nell'ultimo anno rispetto alla media dell'UE.

<sup>103</sup> Per fornire un'indicazione delle differenti tendenze in atto nei Paesi europei nel settore residenziale relativamente sia al livello di emissioni che al consumo di energia, si è scelto di utilizzare, ai fini dell'analisi il dato procapite per entrambi gli indicatori.

Per quanto attiene al consumo di energia procapite, è ancora la Spagna il paese con il più basso valore dell'indicatore ma con un tasso di riduzione negli ultimi anni particolarmente basso (-1%) rispetto a quello di altri paesi come Regno Unito (-12%) e Italia (-11%). Quest'ultima, però, denota un consumo di energia procapite nel 2009 inferiore rispetto alla media europea. La Germania, invece, è il paese con il rapporto tra energia consumata su popolazione più elevato. Tuttavia, è sempre importante ricordare le considerazioni iniziali relative alle differenze (di struttura economica, climatiche ecc.) esistenti tra i paesi esaminati.

**Figura 5.6 – Intensità energetica nel settore industriale (migliaia tep/milioni € – grafico a sinistra) e consumo di energia procapite (tep/persona – grafico a destra) delle principali economie europee dal 2000 al 2009 (Migliaia tep/Milioni € PIL)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

### 5.2.3 Fonti energetiche rinnovabili

La Direttiva sulla promozione e l'uso di energia da fonti rinnovabili (Direttiva 2009/28/EC), nell'ambito del cosiddetto "pacchetto Energia-Clima", fissa un obiettivo generale vincolante del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia ed un obiettivo minimo, anch'esso vincolante, del 10% di biocarburanti da raggiungere entrambi entro il 2020.

L'obiettivo del 20% riguarda tutti gli usi delle energie rinnovabili, quindi generazione elettrica ma anche trasporti e climatizzazione. Ogni stato membro ha l'obbligo di adottare un Piano di Azione Nazionale (PAN) che fissi per gli obblighi nazionali la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e del raffreddamento nel 2020, tenendo anche in considerazione gli effetti di altre misure politiche legate all'efficienza energetica e misure aggiuntive previste per raggiungere gli obiettivi nazionali.

**Tabella 5.1 – Percentuale di energia da fonti rinnovabili sui consumi energetici finali lordi (2009-2010)**

	2009	2010	TARGET 2020 DIR 2009/28/EC
Francia	11,7	12,4	23
Germania	9,3	10,7	18
Italia	7,8	8,5	17
Spagna	12,9	14,1	20
Regno Unito	2,9	3,3	15
<b>Unione Europea (27 paesi)</b>	<b>11,5</b>	<b>12,4</b>	<b>20</b>

Fonte: EurObserv'ER

Al 2010, l'Unione Europea con una percentuale pari al 12,4% di energia prodotta da fonti rinnovabili sui consumi finali lordi di energia ha raggiunto più della metà del target che si è prefissata per il 2020 benché con una situazione diversificata tra gli Stati membri. L'incremento di circa 0,9 punti percentuali rispetto al 2009 non è stato causato da una contrazione dei consumi di energia legata alla crisi economica, come nel corso del 2009, ma piuttosto da un incremento del consumo da fonti energetiche rinnovabili, pari a 13,4 Mtep, più della metà della crescita dei consumi energetici totali (24,4 Mtep).

Gli incrementi percentuali maggiori al 2010 si sono registrati nei paesi scandinavi (in particolare, la Danimarca ha incrementato la sua quota di 3,9 punti percentuali rispetto al 2009 e la Finlandia di 3 punti percentuali). Tra i paesi europei di maggiori dimensioni, Francia, Germania, Spagna e Italia hanno avuto una crescita di circa un punto percentuale principalmente a causa di un maggiore sviluppo in termini di installazione di impianti da fonti rinnovabili.

Dall'esame dei Piani di Azione Nazionale degli Stati membri, secondo quanto riportato dalla Commissione a gennaio 2011 (COM(2011) 31 def.), il nuovo approccio della Direttiva Rinnovabili (DIR 2009/28/EC) sta dando i primi risultati. Un quadro normativo completo e vincolante si sta dimostrando determinante per promuovere lo sviluppo delle energie rinnovabili al fine di raggiungere gli obiettivi ambiziosi che l'UE si è fissata. Sembra perciò verosimile che tali obiettivi si possano raggiungere a condizione che i Piani Nazionali siano interamente rispettati e che sia potenziato il quadro dei finanziamenti alle energie rinnovabili sia a livello degli Stati membri che di Unione Europea come pure agevolati i meccanismi di cooperazione tra gli Stati membri.

Per ciò che concerne in particolare il settore elettrico, considerando il contributo delle fonti energetiche rinnovabili al consumo interno lordo di elettricità (Direttiva 2001/77/EC), si è assistito nel 2010 ad un notevole incremento di tale percentuale che è passata da 18,2% nel 2009 a 19,8% nel 2010, a poco più di un punto percentuale di distanza dall'obiettivo per il 2010 previsto dalla vecchia direttiva sull'elettricità da fonti rinnovabili.

**Tabella 5.2 – Percentuale di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili sui consumi elettrici lordi (anni 2008-2010)**

	2008	2009	2010	TARGET 2010 DIR 2001/77/EC
Francia	14	13,5	14,4	<b>21</b>
Germania	15,2	16,1	12,5	<b>12,5</b>
Italia	16,2	20,5	22,5	<b>25</b>
Spagna	20,6	25,9	33,1	<b>29,4</b>
Regno Unito	5,4	6,7	6,7	<b>10</b>
<b>Unione Europea (27 paesi)</b>	<b>16,4</b>	<b>18,2</b>	<b>19,8</b>	<b>21</b>

Fonte: EurObserv'ER

L'incremento di 74,8 TWh di elettricità da fonti rinnovabili in Europa in un solo anno è stato principalmente determinato dall'espansione di quattro principali filiere di produzione da fonti rinnovabili. Dapprima il settore idroelettrico ha visto una ripresa dopo il mediocre apporto nel 2009, seguito dal settore della biomassa che ha superato la crescita dell'eolico e il solare che in Germania, Spagna e Italia ha registrato un sensibile aumento di produzione.

I bassi costi di installazione di centrali fotovoltaiche a terra di elevata potenza ha portato ad un incremento delle installazioni dal 2009 al 2010, che in alcuni casi ha sfruttato i sistemi di incentivazione in vigore.

Dodici dei ventisette paesi dell'Unione Europea hanno raggiunto i target previsti dalla direttiva. Francia, Italia e Regno Unito, al contrario, nonostante le diverse dinamiche interne, non hanno

raggiunto i rispettivi obiettivi al 2010.<sup>104</sup> Dal primo gennaio 2012, la più recente direttiva 2009/28/EC ha definitivamente abrogato la precedente direttiva 2001/77/EC.

#### 5.2.4 Trasporti

I trasporti, più di ogni altro settore, dipendono in larga misura dal petrolio e dai derivati. In Europa, nonostante gli sviluppi tecnologici e la maggiore efficienza energetica, il livello di dipendenza si mantiene alto, oltre il 96% del totale, anche a causa dell'aumento costante della domanda di trasporto di passeggeri e merci<sup>105</sup>.

Analoga criticità si rileva sul fronte delle emissioni di CO<sub>2</sub> cresciute costantemente a fronte della riduzione registrata invece in altri settori. Nel 2010 in Europa i trasporti hanno inciso per il 30% delle emissioni totali<sup>106</sup>, di cui il 71% è imputabile al segmento della circolazione stradale.

Il settore impiega direttamente 10 milioni di persone, il 4,5% dell'occupazione europea, generando quasi il 5% del PIL e comportando una spesa media del 13% del bilancio familiare destinato a coprire i costi per beni e servizi relativi<sup>107</sup>.

Con il Libro Bianco del 28 marzo 2011, la Commissione ha definito la *roadmap* europea dei trasporti, per arrivare a creare un sistema competitivo che sappia interrompere la dipendenza dal petrolio "senza sacrificarne l'efficienza e compromettere la mobilità". La *roadmap* prevede per il 2050 la riduzione del 60% delle emissioni di CO<sub>2</sub> e del 70% del consumo di petrolio. L'insieme delle misure dovrebbe contribuire all'obiettivo più generale di riduzione della CO<sub>2</sub> dell'80% entro il 2050 rispetto ai dati del 1990.

Ai fini della riduzione dei consumi la Commissione Europea ritiene cruciale un intervento sulla mobilità stradale che da sola rappresenta l'80% del consumo energetico di tutto il settore. Vanno in tal senso misure quali la Direttiva 2009/33/CE per la promozione di veicoli puliti e a basso consumo energetico nel trasporto su strada e la Direttiva 2009/28/CE che fissa gli obiettivi vincolanti al 2020 per ciò che riguarda la quota di energia da fonti energetiche rinnovabili.

Il segmento stradale ha dunque le caratteristiche per contribuire a ridurre sensibilmente le emissioni e i consumi energetici a condizione che si implementi una strategia che consideri entrambi i settori, pubblico e privato, promuovendo da un lato i servizi di mobilità pubblica e coinvolgendo il settore privato nel migliorare l'efficienza e la qualità dei veicoli attraverso il rinnovamento del parco macchine con veicoli più efficienti e alimentati a biocarburante.

Tali le considerazioni che hanno motivato la selezione di alcuni indicatori soprattutto nel sottolineare il valore del segmento mobilità stradale, sia privata che pubblica, nel descrivere la traiettoria *green* di un Paese.

Gli indicatori scelti sono i seguenti:

- Intensità energetica del settore: consumo energetico/PIL totale;
- Intensità emissioni del settore: emissioni CO<sub>2</sub>/PIL totale
- Trasporto passeggeri: quote di ripartizione tra trasporto privato e pubblico;
- Quota rinnovabili su consumo energetico totale: quote biocarburante.

---

<sup>104</sup> E' necessario ricordare che l'indicatore della Direttiva (2001/77/EC) non include la produzione idroelettrica normalizzata, che in realtà permetterebbe il raggiungimento dell'obiettivo per quei paesi che hanno incrementato la produzione idroelettrica nel 2010. Tale metodologia non si applica nella Direttiva rinnovabili (2009/28/EC) che invece prevede nuove regole di normalizzazione per la produzione eolica ed idroelettrica.

<sup>105</sup> Energy and Transport in Europe – Statistical Pocketbook 2010.

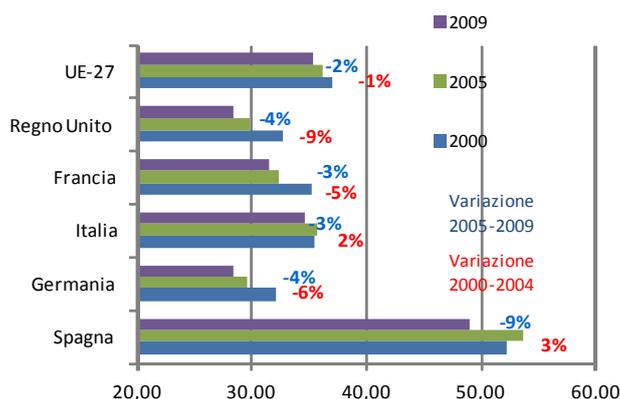
<sup>106</sup> "How clean are Europe's cars? An analysis of carmaker progress towards EU CO<sub>2</sub> targets in 2010-2011", European Federation for Transport and Environment (T&E), settembre 2011.

<sup>107</sup> Eurostat, sito [http://ec.europa.eu/transport/strategies/facts-and-figures/transport-matters/index\\_it.htm](http://ec.europa.eu/transport/strategies/facts-and-figures/transport-matters/index_it.htm)

L'intensità energetica e quella carbonica permettono una comparazione tra i paesi UE per l'intero settore dei trasporti, mentre il tasso di motorizzazione e la quota delle rinnovabili si riferiscono solo al segmento stradale. Il riferimento temporale concerne l'andamento degli indici negli ultimi anni, compatibilmente con la disponibilità di dati.

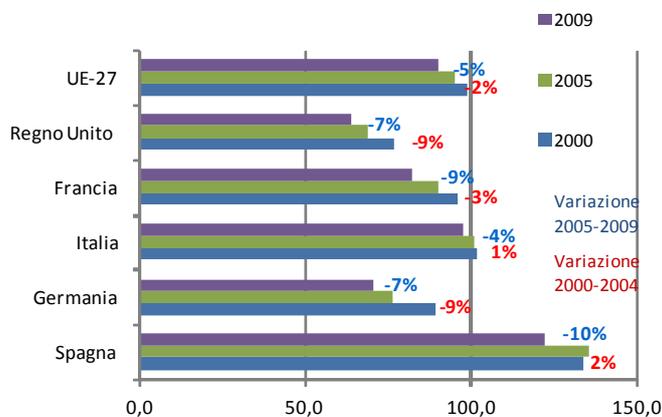
Dall'analisi dei dati Eurostat, emerge come dal 2000 ad oggi sono diminuite sia l'intensità energetica che l'intensità carbonica in tutto il settore trasporti europeo. In termini di intensità energetica, l'Italia si trova al di sotto della media UE-27 nonostante nel quinquennio 2000-2004 abbia registrato, assieme alla Spagna, un andamento meno positivo rispetto alle principali economie, con un incremento di due punti percentuali.

**Figura 5.7 – Intensità energetica nel settore trasporti per le principali economie europee e media UE-27**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

**Figura 5.8 – Intensità carbonica nel settore trasporti per le principali economie europee e media UE-27**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

Il tasso di motorizzazione<sup>108</sup>, che rimanda al trasporto privato passeggeri su gomma, descrive una crescita costante del parco macchine e del rapporto auto per mille abitanti. Ben sei abitanti italiani su dieci dispongono di una autovettura contro una media europea di cinque su dieci<sup>109</sup>.

Guardando all'intero segmento del trasporto passeggeri, qualche segnale positivo si rileva nel rapporto tra trasporto pubblico e privato. Nell'ultimo decennio l'utilizzo delle auto private si è lievemente contratto a favore dell'uso di mezzi pubblici quali autobus e treni.

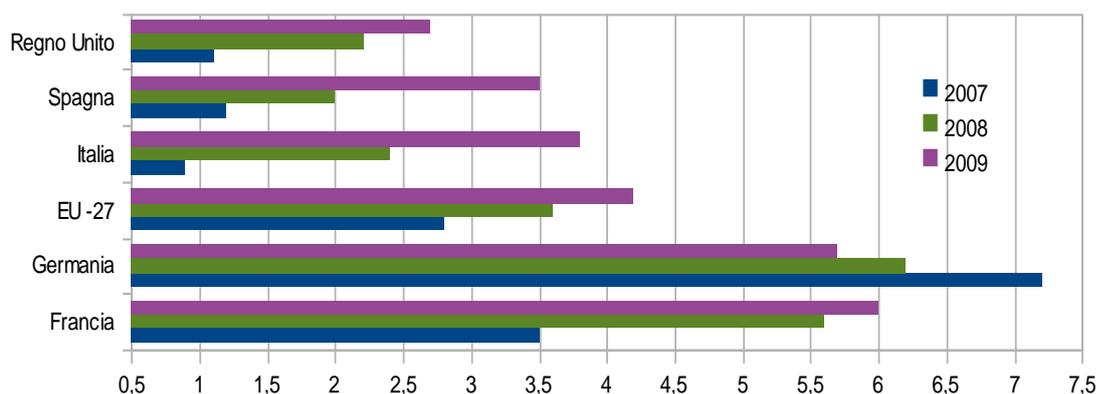
<sup>108</sup> Numero di autovetture per 1000 abitanti.

<sup>109</sup> Cifra raggiunta già nel 2006, come riportato nel rapporto di Eurostat 2011, "Energy Transport and Environment Indicators", p. 95.

Privilegiando il trasporto pubblico su gomma, l'Italia si distingue dai principali paesi europei come il Regno Unito, la Germania e la Francia, più orientati verso il trasporto su rotaia<sup>110</sup>.

Infine, considerando l'obiettivo di ridurre la quota del combustibile tradizionale nel settore a favore dei biocarburanti, è evidente la crescita significativa che accomuna l'Italia ai principali paesi europei in funzione del raggiungimento degli obiettivi previsti dal Decreto Legislativo 28 del 3 marzo 2011 sulla promozione dell'uso dell'energia da rinnovabili<sup>111</sup>.

**Figura 5.9 – Percentuale di rinnovabili sul consumo totale di combustibile nel settore trasporti per le principali economie europee e media UE-27**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

### 5.2.5 Rifiuti

Strettamente connesso al tema dell'utilizzo e consumo delle risorse, è il tema della **produzione e gestione di rifiuti**. L'Unione Europea, al fine di dissociare la crescita economica dalla produzione di rifiuti, propone un quadro giuridico volto a controllare tutto il ciclo dei rifiuti, dalla produzione allo smaltimento, ponendo l'accento su recupero e riciclaggio. Il quadro giuridico di riferimento è rappresentato dalla Direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 novembre 2008, il cui obiettivo è proteggere l'ambiente e la salute umana attraverso la prevenzione degli effetti nefasti della produzione e della gestione dei rifiuti. Gli Stati membri devono adottare delle misure per il trattamento dei loro rifiuti conformemente alla seguente gerarchia, che si applica per ordine di **priorità**: prevenzione; preparazione per il riutilizzo; riciclaggio; recupero di altro tipo, per esempio il recupero di energia; smaltimento.

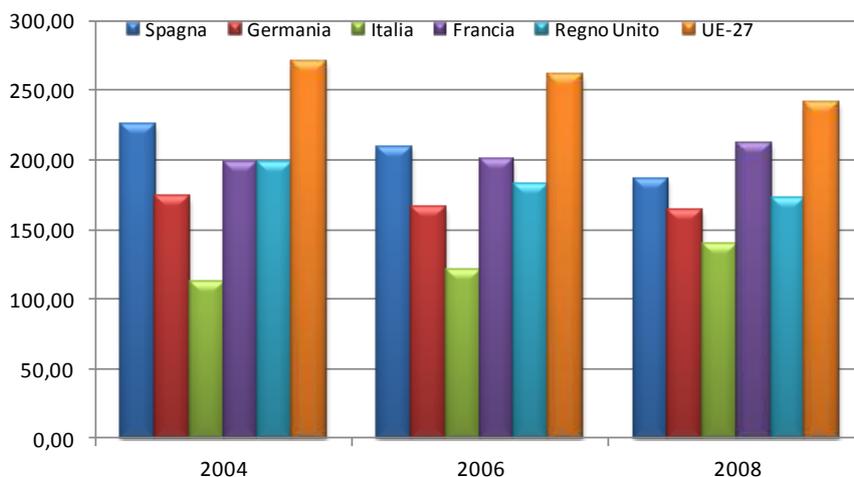
Pur senza voler proporre un'analisi dettagliata di un argomento articolato e complesso che meriterebbe una trattazione a parte, si vogliono evidenziare alcune tendenze in atto nelle principali economie europee interessanti per monitorare ed eventualmente orientare le scelte di *policy* nel settore in un'ottica di crescita verde e sviluppo sostenibile.

Con l'intento di valutare la risposta delle principali economie europee alla prima priorità nel trattamento dei rifiuti, ossia la loro prevenzione, la figura 5.10 mostra la produzione di rifiuti totali in rapporto al PIL nelle principali economie europee e la media UE-27 nel periodo 2004-2008.

<sup>110</sup> Dai dati Eurostat, emerge che la percentuale di trasporto su ferro in Francia e Germania è rispettivamente del 10% e 9% circa contro il 5,5% e 5,7% di Spagna e Italia.

<sup>111</sup> "La quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto dovrà essere nel 2020 pari almeno al 10 per cento del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nel medesimo anno", art. 3 comma 2 del Dlgs 28/3/2011.

**Figura 5.10 – Produzione di rifiuti totali in rapporto al PIL nelle principali economie europee (milioni di tonnellate/milioni di €)**

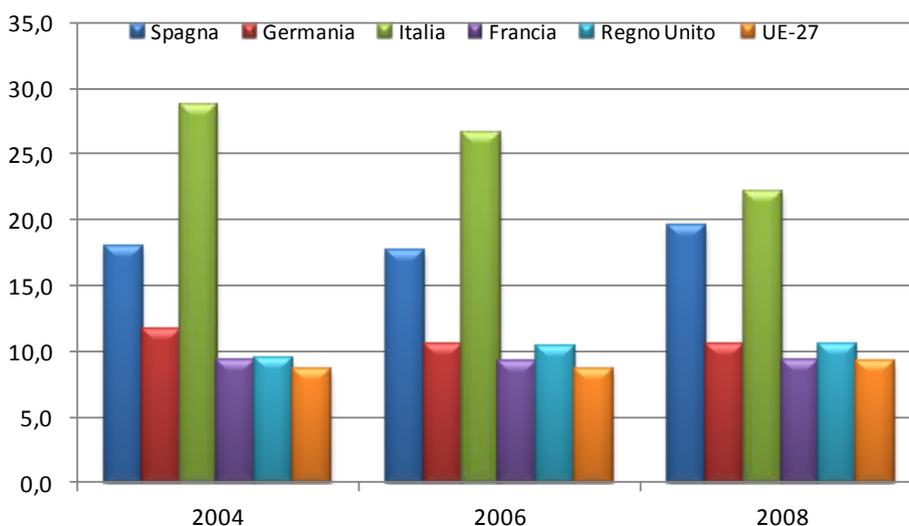


Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

La quantità di rifiuti prodotti per unità di PIL mostra un andamento decrescente per Germania, Spagna, Regno Unito e UE-27 (In linea con quanto osservato per l'intensità materiale), mentre il trend è stabile o positivo per Francia e Italia. Nel caso dell'Italia, tuttavia, il valore di questo indicatore rimane comunque inferiore rispetto agli altri paesi.

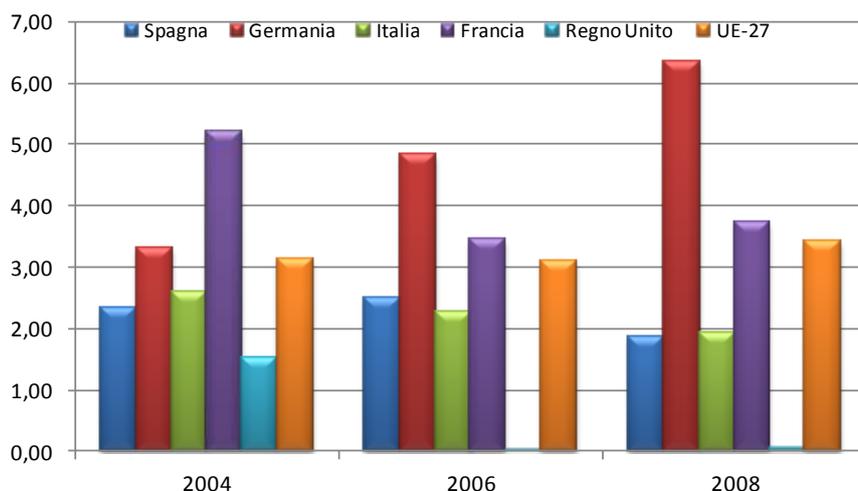
Tale risultato può essere almeno in parte riconducibile al rapporto tra produzione di rifiuti da parte delle famiglie e da parte dell'industria nei paesi considerati (figura 5.11). Nel caso dell'Italia, infatti, il contributo delle famiglie alla produzione di rifiuti si attesta su valori superiori al 20% contro una media UE-27 inferiore al 10% (in linea con Germania, Francia e Regno Unito). Un tale dato è interessante anche dal punto di vista delle politiche per il settore in quanto identifica in maniera alquanto evidente un *target* (le famiglie) che ha un peso specifico rilevante nel caso italiano ma non altrettanto nel contesto europeo. Da qui l'importanza di investire risorse in Italia per migliorare la gestione del ciclo dei rifiuti a livello delle famiglie e del singolo cittadino.

**Figura 5.11 – Rapporto (%) tra produzione di rifiuti delle famiglie e dell'industria nelle principali economie europee**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

**Figura 5.12 – Rifiuti utilizzati per recupero energetico sul totale dei rifiuti trattati nelle principali economie europee (in %)**

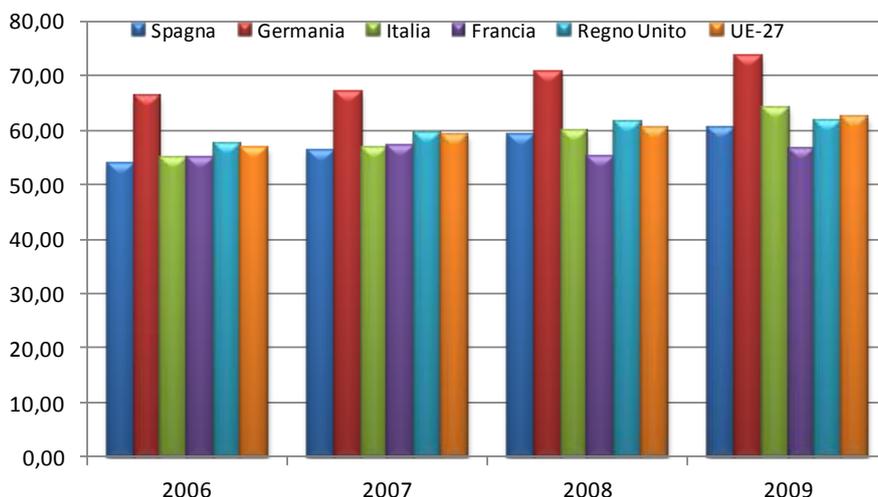


Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

I dati riguardanti la percentuale di rifiuti per recupero energetico sul totale dei rifiuti trattati (figura 5.12) mostrano tendenze contrastanti nelle principali economie europee. In Germania, in particolare, si registra un marcato aumento tra il 2004 e il 2008 a fronte di un lieve aumento a livello UE-27 e di una flessione in Italia, Spagna e Francia, ma soprattutto nel Regno Unito (con valori prossimi allo zero nel 2006 e nel 2008).

La Germania, al contrario, si dimostra leader tra le principali economie europee nel riciclaggio dei materiali da imballaggio (figura 5.13) con una percentuale superiore al 70%. Da notare come l'Italia, tra il 2006 e il 2009, abbia saputo migliorare in maniera sensibile la propria posizione tra le principali economie europee e si collochi ora al di sopra della media UE-27.

**Figura 5.13 – Riciclaggio dei materiali da imballaggio nelle principali economie europee (in %)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Eurostat

### 5.3 Innovazione tecnologica e competitività internazionale

#### 5.3.1 Crisi internazionale e transizione alla green economy: tendenze mondiali e questioni di fondo

La crescita globale della produzione di energia da fonti di energia rinnovabili ha conosciuto nel quinquennio 2005–2010 uno sviluppo del tutto straordinario, a conferma che è in atto una profonda trasformazione dei processi produttivi a livello mondiale. Tale crescita appare peraltro enfatizzata dalle drammatiche vicende della crisi internazionale, che ha causato forti contrazioni dell'attività economica soprattutto nei paesi più industrializzati. Proprio per questo il processo di trasformazione energetica a cui stiamo assistendo necessita di particolare attenzione e segna indubbiamente un pilastro fondante del passaggio al modello di sviluppo centrato sulla *green economy*. Questo passaggio si sta peraltro determinando in un contesto di grande complessità e di forti contraddizioni di ordine geo-economico (e politico) nel quale è tutta aperta la contesa tra la crisi strutturale dello sviluppo che ha investito i paesi avanzati, e gli spazi entro i quali si sta definendo il ruolo di nuove leadership competitive da parte dei paesi di nuova industrializzazione. L'ottica con cui debbono essere guardati e valutati i cambiamenti in atto e le variabili che ne consentono la lettura, appare dunque quella rappresentata – in estrema sintesi – dal progressivo delinearci di una nuova divisione internazionale del lavoro a forte base tecnologica nell'ambito di un "sistema di riferimento" in continua evoluzione, sia sotto il profilo produttivo che sotto quello geo-economico. Un primo fondamentale segno della rivoluzione in atto nel mondo della produzione globale risulta evidente dall'incremento degli investimenti in tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, che l'UNEP ha puntualmente documentato nei suoi rapporti. Lungo un trend in continua ascesa, gli investimenti in tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili hanno registrato nel 2010 un valore complessivo di 211 miliardi di dollari<sup>112</sup> (figura 5.14), un incremento del 32% rispetto all'anno precedente, proprio all'indomani di quelle incertezze che lo scoppio della crisi sembrava riservare, sebbene in termini assai più contenuti che in altri ambiti. Tale variazione risulta inoltre la più alta tra quelle registrate dopo l'inizio della crisi, anche se non è trascurabile la prosecuzione della crescita degli investimenti nel 2011, con un incremento stimato del 17%.

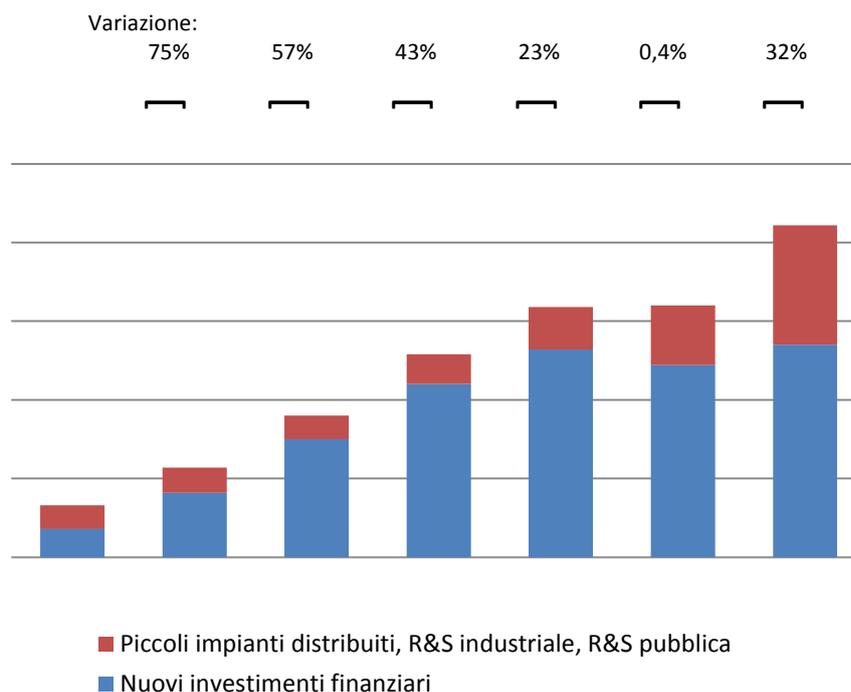
Per tutto il periodo di osservazione il centro di gravità degli investimenti nel settore delle rinnovabili si è continuamente spostato verso le economie emergenti, che nel 2010 hanno realizzato per la prima volta, globalmente e ancorché di misura, un sorpasso negli investimenti in tecnologie per le fonti rinnovabili sulle maggiori potenze industriali (72,2 contro 70,5 miliardi di dollari). Tra i maggiori protagonisti di questa ascesa troviamo i BRICS con Cina (*in primis*), Brasile ed India, che confermano il consolidamento di un percorso di sviluppo già ben avviato. Significative appaiono comunque anche le performance di molte altre aree, come l'America Latina, il resto dell'Asia, e persino l'Africa. Il sorpasso delle economie emergenti su quelle più industrializzate non si è confermato nel 2011, ma, a detta degli esperti, è un fenomeno verosimilmente temporaneo a causa dell'accelerazione che hanno avuto iniziative di investimento a supporto pubblico per il previsto ridimensionamento dei bilanci statali per il rientro dal debito (particolarmente in Europa e negli Stati Uniti).

Lo scenario degli investimenti nelle rinnovabili appare altresì fortemente caratterizzato da una sempre più forte preminenza delle tecnologie del solare. Nel 2010, si rileva infatti il sorpasso delle nuove iniziative di investimento intraprese nel solare rispetto a quelle realizzate nel più maturo segmento dell'eolico. Lo spazio dedicato al solare è sempre più ampio e diversificato, e include molti e sempre più diffusi progetti su piccola scala, come quelli dei tetti fotovoltaici, prevalenti in ambito europeo.

---

<sup>112</sup> Le cifre riportate nel Rapporto UNEP 2012 differiscono per eccesso da quelle presenti nel Rapporto UNEP del 2011 (UNEP, 2011, *Global Trends in Renewable Energy Investments*, Bloomberg-New Energy Finance) e nei precedenti, in quanto le serie delle stime degli investimenti sono state riviste. Nel presente testo sono stati utilizzati i valori del Rapporto UNEP 2011 dato l'interesse specifico per i dati del 2010, che risulta essere l'anno di massimo aggiornamento delle variabili analizzate nel capitolo.

Figura 5.14 – Nuovi investimenti mondiali in energia rinnovabile. Anni 2004-2010 (miliardi di dollari USA)



Fonte: Bloomberg New Energy Finance, in UNEP "Global Trends in Renewable Energy Investment 2011"

Quest'ultimo tipo di investimento ha totalizzato nel 2010 solo in Europa una cifra di investimento di 60 miliardi di dollari, pari a 2 volte quella dell'anno precedente, determinata in buona parte dalle politiche di incentivazione operate in Germania e in diversi altri paesi dell'area<sup>113</sup>.

Al decollo degli investimenti nel solare hanno contribuito anche le spese pubbliche in Ricerca e Sviluppo (essendo quelle private crollate in seguito alla crisi) con un aumento dell'8% (a livello mondiale) sostenuto dai diversi "pacchetti" pubblici all'economia verde (*green stimulus*) messi in campo insieme ad altre misure per contrastare gli effetti della recessione economica (figura 5.15).

Allo stesso tempo è bene precisare che le spese in Ricerca e Sviluppo realizzate dal settore privato nel solare sono state pari a quattro volte quelle realizzate nell'eolico e che le imprese hanno continuato a concentrare i propri sforzi sulla riduzione dei costi di produzione. Ed è un fatto che non si conosca tecnologia energetica che nel corso degli ultimi tre anni abbia registrato una riduzione dei costi superiore a quella conseguita nel solare<sup>114</sup>.

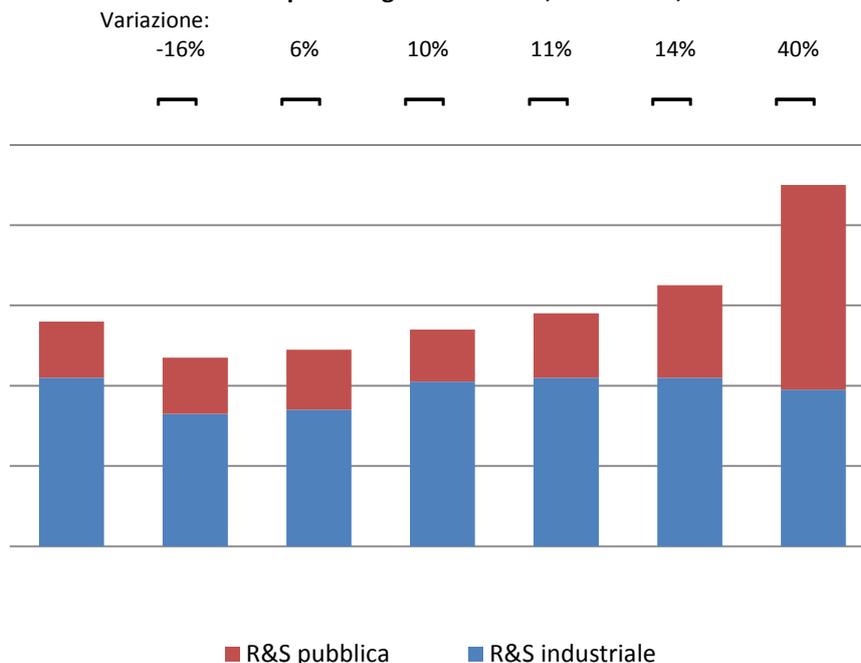
Le tecnologie del solare si confermano così nel 2011 la voce di gran lunga più importante degli investimenti nelle rinnovabili, distaccando di molto (quasi del doppio) le iniziative presenti nell'eolico, che invece ha subito nello stesso anno una contrazione<sup>115</sup>.

<sup>113</sup> Si veda al proposito il BOX 5.1 - Le politiche di promozione dell'offerta tecnologica per le fonti di energia rinnovabile: Italia e Germania a confronto.

<sup>114</sup> Secondo una stima di Bloomberg New Energy Finance, a partire dall'estate del 2008 il prezzo dei moduli fotovoltaici per MW si è ridotto del 60%, rendendo per la prima volta competitivi i costi di fornitura di elettricità in tutta una serie di paesi. Le stime relative al confronto tra il 2011 e il 2012 informano inoltre di un ulteriore calo del 50% insieme ad ulteriori cali di costo realizzati nella produzione di turbine eoliche (18% per MW negli ultimi due anni, tra il 5% e il 10% tra il 2011 e il 2010). L'attesa è dunque che nel vicino futuro si determineranno condizioni molto favorevoli nei costi di produzione di energia da fonti rinnovabili, con buone possibilità di creare una effettiva concorrenza con il mercato delle fonti fossili.

<sup>115</sup> Tra il 2011 e il 2010 gli investimenti nel solare hanno infatti registrato un incremento di circa il 52%, pari a quasi il 67% di tutti gli investimenti realizzati nelle tecnologie per le rinnovabili (UNEP, 2012).

Figura 5.15 – Investimenti in R&amp;S per energia rinnovabile, 2004-2010, miliardi di dollari USA



Fonte: Bloomberg, Bloomberg New Energy Finance, IEA, IMF, varie agenzie governative, in UNEP "Global Trends in Renewable Energy Investment 2011"

Il sostegno alla ricerca nel settore delle rinnovabili di avanguardia rappresenta dunque la cifra reale della nuova ascesa degli investimenti nel settore delle rinnovabili nel 2010. Il processo sta interessando tanto le economie occidentali quanto le economie emergenti, e, tra queste ultime, specialmente quelle dove già da un po' di tempo sono state poste le premesse per la creazione di nuove filiere di produzione, grazie anche all'impulso derivato inizialmente dagli investimenti diretti esteri.

Nonostante la morsa della crisi, si sta dunque prefigurando la creazione di nuove ed importanti "catene del valore" a livello mondiale. Le tendenze in atto negli investimenti globali mostrano inoltre che la costruzione di queste "catene del valore" deve poggiare sul possesso di competenze tecnologiche ben salde e che l'impegno nella spesa in Ricerca e Sviluppo è del tutto essenziale al loro sostegno ed accrescimento. Per questo l'analisi e la valutazione degli investimenti nel settore delle rinnovabili, ancorché rilevante nel far emergere la straordinarietà del processo di cambiamento in atto, è appena rivelatrice di quei profondi mutamenti che stanno modificando l'assetto produttivo e competitivo di tutti i paesi industrializzati. Gli stessi dati in questione sono comprensivi di operazioni di diversa natura, che non raramente traducono una dimensione di pura rendita finanziaria agevolata dall'esistenza di particolari misure di incentivazione. Se da un lato ciò non può che confermare il senso di un fiorente sviluppo del settore, dall'altro è tuttavia importante indagare il sostrato entro cui le diverse economie stanno costruendo le premesse per un profondo cambiamento dei propri sistemi produttivi, e questo appare tanto più importante quanto maggiori si vanno facendo gli interrogativi sulle possibilità di uscita dalla crisi da parte dei singoli paesi.

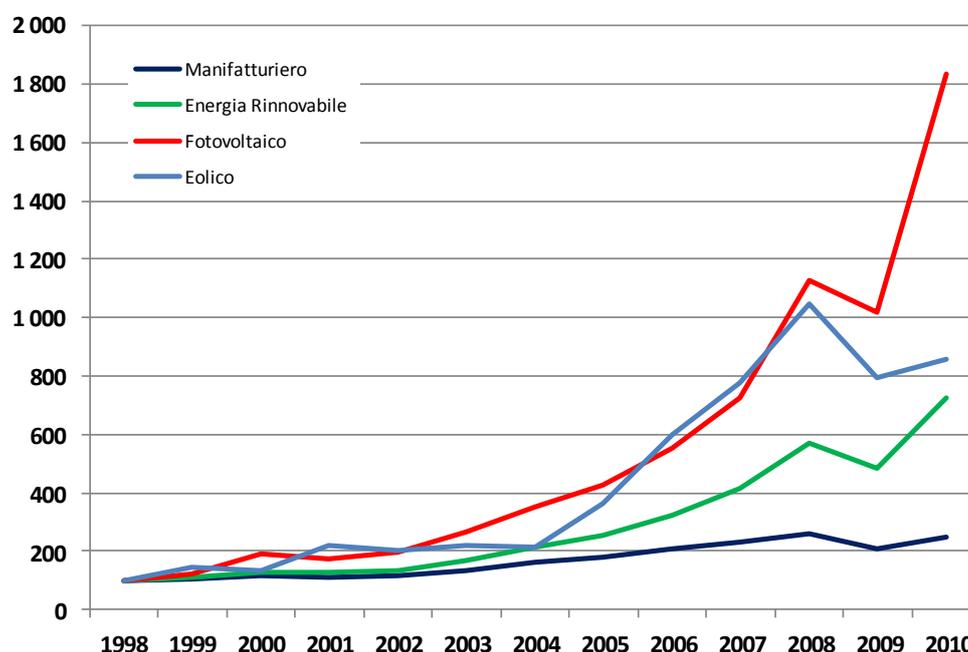
### 5.3.2 Verso una nuova divisione internazionale del lavoro

È opinione condivisa che gli effetti recessivi della crisi internazionale si siano potuti manifestare con impatto forte e diffuso sull'economia reale dei diversi paesi in conseguenza del fitto tessuto di connessioni produttive creato dall'ampiezza e dalla crescente articolazione del processo di globalizzazione. Nella realtà la situazione appare molto più complessa, e non è possibile stabilire dei collegamenti immediati tra lo scoppio della crisi e la sua trasmissione ai settori dell'economia

reale<sup>116</sup>. Inoltre, non tutti i settori hanno manifestato una stessa fragilità, mentre le valutazioni e i comportamenti degli investitori sulle prospettive di sviluppo di alcuni di essi, sono state decisive nel determinare il grado di resilienza dei sistemi produttivi all'avversità dello shock subìto.

Fenomeni di netta resistenza al ciclo economico sono in effetti ben evidenti se si considera lo sviluppo del commercio internazionale di tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili lungo tutto il corso dell'ultimo decennio. In questo arco di tempo le cosiddette tecnologie di "seconda generazione"<sup>117</sup> si sono distinte per la straordinaria dinamica di crescita, riportando nel periodo 2005-2010 un'accelerazione negli scambi (fatto salvo il 2009, all'indomani della crisi) con un tasso di incremento medio annuo del 33%, circa 5 volte quello osservato per gli scambi manifatturieri nel loro complesso (figura 5.16). In particolare, lungo questo trend e nel quinquennio compreso tra il 2005 e i 2010, il fotovoltaico ha registrato il suo maggiore sviluppo negli scambi commerciali, fino a conseguire un sorpasso sull'eolico in prossimità del periodo di crisi<sup>118</sup>.

**Figura 5.16 – Commercio mondiale: confronto fra manifatturiero e fonti rinnovabili (1998=100)  
(fotovoltaico, solare termico, eolico, geotermia, idroelettrico, biomasse)**



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

Nello sviluppo del fotovoltaico si conferma il ruolo dell'Asia ed in particolare del Giappone, della Cina, dei NICs e dei NECs<sup>119</sup>, che nel complesso detengono una quota di export pari ad oltre il 60%. Se si guarda all'arco di tutto il trascorso decennio, si osserva che la quota sulle esportazioni mondiali di fotovoltaico dell'Asia ha oscillato tra il 60% e il 50%, raggiungendo un massimo del 63% tra il 2001 e il 2004, per poi ridimensionarsi significativamente tra il 2008 e il 2009 (54% circa), e recuperare infine nel 2010 6 punti percentuali.

<sup>116</sup> OECD, 2010, OECD Economic Globalisation Indicators.

<sup>117</sup> Sono considerate tecnologie di seconda generazione quelle dell'eolico e del solare (fotovoltaico, solare termico, solare a concentrazione).

<sup>118</sup> I dati dell'EPIA indicano che la variazione della capacità globale installata nel fotovoltaico è stata di circa il 75% sia tra il 2010 e il 2009, sia tra il 2011 e il 2010 (EPIA, Global Market Outlook for Photovoltaic, May 2012); per quanto riguarda l'eolico la World Wind Energy Association riporta invece tra il 2010 e il 2009 un aumento della capacità globale installata di circa il 40%.

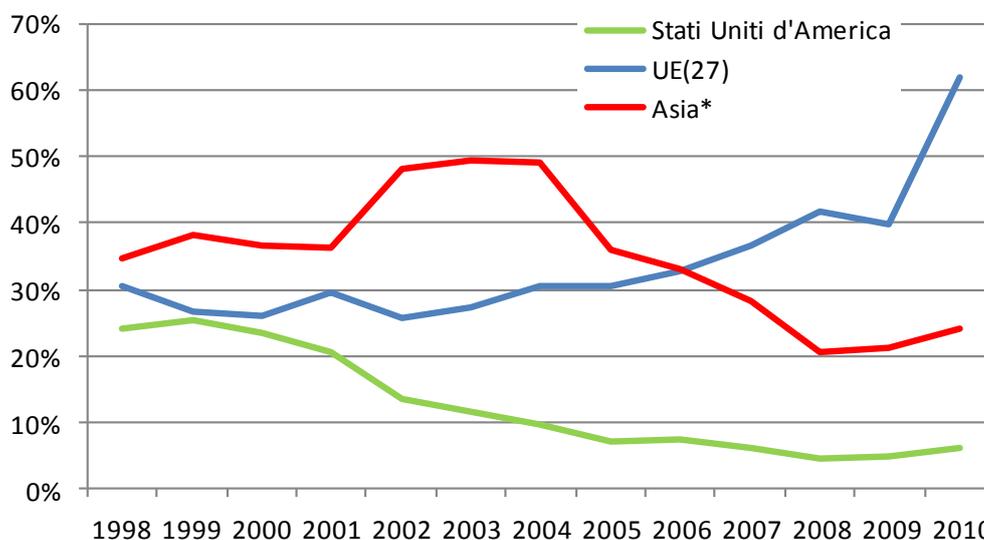
<sup>119</sup> Fanno parte dei NICs (Newly Industrialized Countries) asiatici: Singapore, Corea del Sud, Hong Kong e Taiwan; dei NECs (Newly Emerging Countries) asiatici: Malaysia, Indonesia, Thailandia e Filippine.

L'andamento di tale quota nel periodo successivo al 2008 appare influenzato da fattori che sommano gli effetti della crisi a livello mondiale, alla domanda attivata dai paesi occidentali, e particolarmente dall'Europa (figure 5.17 e 5.18) all'indomani dell'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto (2005). Ma a livello disaggregato è presente una realtà assai composita, che mette in rilievo una sostanziale redistribuzione geografica delle quote sulle esportazioni mondiali, dalla quale spicca un declino del Giappone a fronte della progressiva avanzata della Cina, in maniera quasi speculare almeno fino al 2007 (figura 5.19). La situazione è certamente emblematica del ruolo rivestito dalle multinazionali che operano nel settore e che nel corso del passato decennio si sono potute avvalere dei vantaggi offerti dalla Cina agli investitori esteri<sup>120</sup>. A partire dal 2008 la Cina mostra tuttavia nel fotovoltaico una ripresa superiore al declino del Giappone, riportando lo straordinario risultato di una quota di export che supera il 30% nel 2010.

La crescita della produzione di energia da fotovoltaico annovera anche un nuovo protagonismo dei paesi europei nel commercio internazionale, ancorché importante rimanga la quota di importazioni di tutta l'area lungo un trend che per tutto il decennio passato ha mostrato una crescita continua ed incalzante nonostante lo scoppio della crisi internazionale (figure 5.17 e 5.18). Tra il 2001 e il 2008 la quota di export dell'UE27 nel fotovoltaico è passata infatti dal 19% al 25% (+ 33%) mentre quella delle importazioni è aumentata dal 26% al 39% (+ 48%).

Alla flessione registrata dalla quota di export tra il 2008 e il 2009 e alla sua successiva, sebbene più lieve, diminuzione del 2010, si contrappone poi la continua crescita della quota di importazioni, che mostra con forte evidenza che il settore è in espansione ma non ancora in grado di manifestare un'autonomia rispetto alla dinamica della domanda.

**Figura 5.17 – Fotovoltaico: quote sulle importazioni mondiali dei principali paesi ed aree**

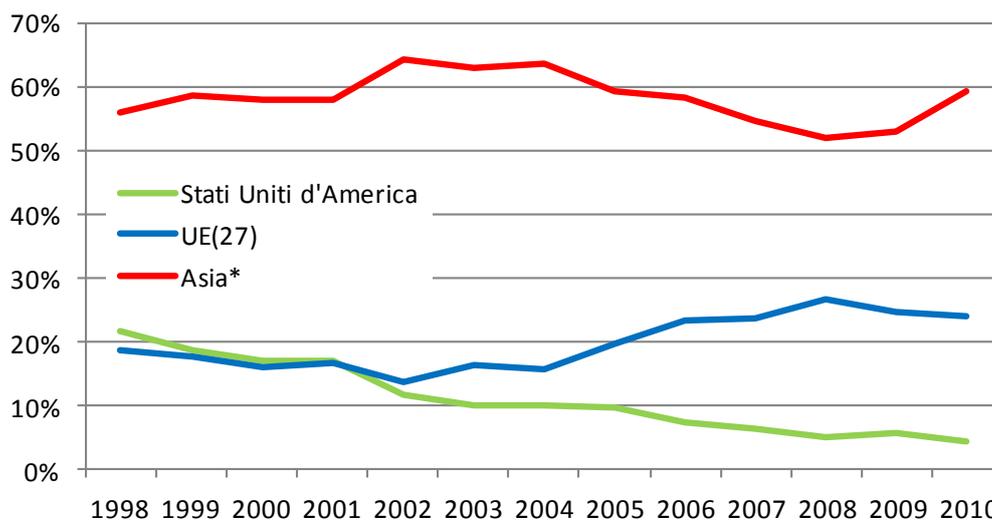


\* aggregato comprendente NICs, NECs, Cina, Giappone e India.

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

<sup>120</sup> Un fenomeno questo d'altra parte non nuovo per l'economia del Sol Levante, che già nel corso degli anni '90 aveva convogliato la produzione del settore elettronico nelle limitrofe aree dei NICs e dei NECs con conseguenti riduzioni delle quote di esportazione sul commercio mondiale detenute nel comparto. Per questo si veda l'analisi dell'Osservatorio ENEA sull'Italia nella Competizione Tecnologica Internazionale presentata in Ferrari S., Guerrieri P., Malerba F., Mariotti S., Palma D., 2002, *L'Italia nella Competizione Tecnologica Internazionale. Terzo Rapporto*, Franco Angeli.

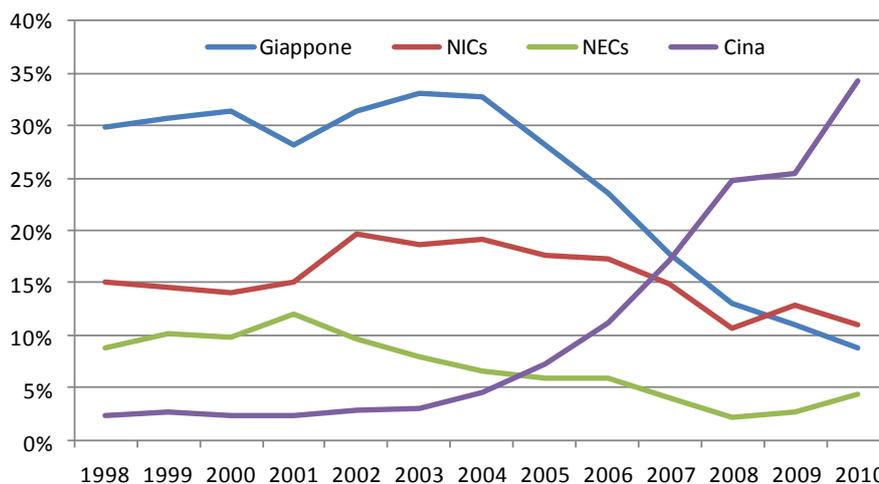
Figura 5.18 – Fotovoltaico: quote sulle esportazioni mondiali dei principali paesi ed aree



\* aggregato comprendente NICs, NECs, Cina, Giappone e India.

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

Figura 5.19 – Fotovoltaico: quote sulle esportazioni mondiali dei principali esportatori asiatici



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

La posizione sui mercati esteri appare invece sensibilmente più arretrata per gli Stati Uniti, segno evidente di una fase ancora iniziale che il paese sta intraprendendo sul fronte di questa tecnologia. Lo slancio nello sviluppo del settore è infatti legato all'inizio della Presidenza Obama e finora i segni più tangibili di uno sforzo verso una conversione energetica alle rinnovabili si sono visti solo a partire dal 2009, come mostra peraltro con chiarezza il raddoppio delle importazioni tra il 2009 e il 2010, da poco più di 3 a poco più di 6 miliardi di dollari.

Lo scenario mondiale della produzione e della competizione internazionale nel campo delle tecnologie per le energie rinnovabili non ha tuttavia nel fotovoltaico l'unico asse del suo promettente sviluppo. La crescita della potenza installata nell'eolico nel periodo 2005–2010 è stata quasi di tre volte e mezzo, mentre sempre più articolato si è fatto il mercato dei competitori sul mercato internazionale con il progressivo avanzare, anche in questo caso, dei paesi asiatici ed in particolare di Cina, India e Giappone. In effetti le dinamiche commerciali segnano importanti passaggi di uno scenario produttivo in continua evoluzione.

Nel 2010 le quote di export eolico (tabella 5.3) dei paesi asiatici subiscono infatti una forte contrazione (appena il 3%, a fronte del 18% del 2009) a causa di una diminuzione delle importazioni da parte degli Stati Uniti e, per quanto riguarda la Cina, di un forte aumento della domanda interna.

Una significativa polarizzazione geografica può essere infine ravvisata nel resto del commercio delle tecnologie solari (limitatamente al solare termico), con un coinvolgimento dell'Europa e del NAFTA e con quote sul totale delle esportazioni mondiali che si attestano in media intorno al 60% e al 25%, rispettivamente (tabella 5.3).

**Tabella 5.3 – Quote di mercato per le esportazioni nell'eolico e nel solare termico (%)**

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
UE27	eolico	96,75	98,71	99,17	98,94	95,50	61,41	50,51	51,34	53,55	53,10	59,07
	solare termico	57,85	57,77	52,68	59,50	61,63	54,89	57,84	56,17	60,60	57,17	51,42
Stati Uniti d'America	eolico	0,24		0,17	0,14	2,35	0,13	1,67	0,25	0,30	2,18	4,93
	solare termico	7,89	8,41	8,37	6,72	5,19	5,74	5,50	5,71	5,04	6,52	9,49
Asia*	eolico	2,50	0,05	0,33	0,31	0,36	1,24	7,01	13,46	18,47	18,09	3,12
	solare termico	4,60	1,36	1,80	2,49	3,11	2,99	3,33	4,14	6,93	5,75	6,58
BRICs**	eolico	0,31	0,33	0,32	0,07	0,24	0,90	4,07	7,26	12,10	9,38	3,14
	solare termico	0,58	0,72	0,63	0,82	1,39	1,97	2,67	3,51	5,54	5,12	5,90

\* aggregato comprendente NICs, NECs, Cina, Giappone e India

\*\* aggregato comprendente Brasile, Russia, India e Cina

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

La dinamica del commercio internazionale di tecnologie di “seconda generazione” permette in effetti di tracciare un quadro sufficientemente strutturato del processo di trasformazione energetica nel quale tutte le realtà industriali più importanti a livello mondiale risultano coinvolte. Le tendenze mostrate confermano da un lato quanto in senso più complessivo è stato segnalato dalle dinamiche generali degli investimenti di cui si è detto, mentre dall'altro lato offrono una prospettiva su come il sistema della produzione di queste tecnologie si vada conformando nei diversi paesi in relazione alla crescita della domanda di energie rinnovabili.

Il rapporto tra crescita della domanda energetica da fonti rinnovabili e adeguamento dell'offerta tecnologica diventa sempre più cruciale e a livello di paese determinante nello stabilire in che misura il passaggio all'uso delle fonti rinnovabili può diventare sorgente di un nuovo vincolo energetico su base tecnologica. Da questo punto di vista è interessante notare come in misura diversa i paesi stiano puntando ad una diversificazione energetica di queste fonti e come in taluni casi si vada prefigurando il rafforzamento di vantaggi comparati a livello settoriale. Quest'ultimo aspetto può risultare più chiaro dall'esame della specializzazione commerciale (tabella 5.4) delle diverse aree e paesi nell'ambito delle diverse tecnologie a confronto con il manifatturiero. Appare così netto il vantaggio dell'Asia nel fotovoltaico, così come quello dell'Europa nell'eolico e nel solare termico, mentre assoluta è la despecializzazione degli Stati Uniti in tutti i casi. Ma è altrettanto evidente come gradualmente si stia producendo anche un riequilibrio delle diverse posizioni competitive, con una diminuzione della distanza tra paesi specializzati e despecializzati.

Da questo confronto emerge peraltro il maggior ritardo degli Stati Uniti, che non autorizza tuttavia ad escludere il paese dalla competizione su questa nuova frontiera tecnologica. L'impegno della Presidenza Obama per lo sviluppo delle rinnovabili (segnato anche dal consistente aumento della spesa pubblica in Ricerca e Sviluppo Energetica a partire dal 2009) e la consapevolezza che la svolta energetica debba accompagnarsi anche alla costruzione di un'autonomia energetica, sono infatti parte di un unico disegno e non è un caso che, proprio di recente, gli Stati Uniti abbiano sancito l'applicazione di dazi ai pannelli fotovoltaici di importazione cinese<sup>121</sup>.

<sup>121</sup> Il Sole 24 Ore, 21 marzo 2012.

**Tabella 5.4 – Specializzazione commerciale dei principali paesi ed aree nelle tecnologie energetiche da fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero**

Eolico					
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010
Sud-Est Asia*	-0,85	-0,98	-0,74	-0,19	-0,77
Federazione Russa	-0,98	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Brasile	-0,53	-0,54	-0,88	-0,70	-0,30
Unione Europea (27)	0,39	0,40	0,37	0,28	0,38
Stati Uniti d'America	-0,76	-0,97	-0,68	-0,76	-0,11
Fotovoltaico					
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010
Sud-Est Asia*	0,35	0,37	0,33	0,25	0,30
Federazione Russa	-0,37	-0,75	-0,86	-0,91	-0,98
Brasile	-0,77	-0,98	-0,99	-0,99	-1,00
Unione Europea (27)	-0,41	-0,46	-0,36	-0,22	-0,24
Stati Uniti d'America	0,20	0,08	-0,02	-0,20	-0,34
Solare termico					
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010
Sud-Est Asia*	-0,80	-0,87	-0,80	-0,68	-0,63
Federazione Russa	-0,90	-0,82	-0,90	-0,98	-0,98
Brasile	-0,94	-0,91	-0,91	-0,87	-1,00
Unione Europea (27)	0,19	0,14	0,20	0,22	0,19
Stati Uniti d'America	-0,14	-0,18	-0,22	-0,16	0,09

\* Giappone, Cina, India, NICs (Corea del Sud, Taiwan, Hong-Kong, Singapore) e NECs (Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia).

Un paese è specializzato nelle esportazioni di un certo prodotto se la sua quota di mercato per questo prodotto (x) è maggiore della sua quota di mercato nel manifatturiero (y). L'indice è quindi normalizzato fra -1 e +1.

$$IS = \frac{\frac{x}{y} - 1}{\frac{x}{y} + 1}$$

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

Rispetto ad un quadro della competizione tecnologica nelle energie rinnovabili che è in profonda e continua evoluzione, è possibile tuttavia chiarire quali siano le prospettive di sviluppo di queste tecnologie, ovvero le maggiori difficoltà con cui i paesi debbono confrontarsi per affrontare una sfida di così grande portata, tenuto conto della comparazione che deve essere effettuata con i costi derivanti dalla produzione di energia da fonti fossili.

Il possesso di competenze tecnologiche nello specifico ambito delle rinnovabili non è scindibile dal possesso di competenze tecnologiche a livello sistemico e sono le caratteristiche relative ai singoli "sistemi nazionali di innovazione" a creare le premesse per un reale sviluppo di filiere tecnologiche su base nazionale, tutelando in questo modo l'autonomia energetica<sup>122</sup>.

L'analisi della brevettazione nelle rinnovabili consente da questo punto di vista di valutare la base tecnologica delle diverse aree e la direzione della specializzazione che questa tende ad assumere.

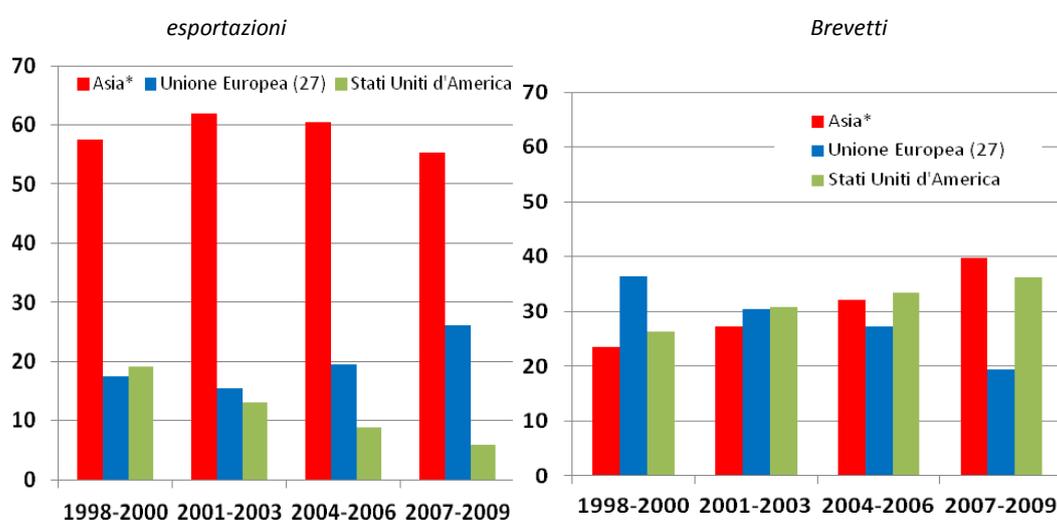
Il confronto tra quote delle esportazioni e dei brevetti sui rispettivi totali mondiali per quanto riguarda l'eolico e il fotovoltaico mostra chiaramente come il decollo tecnologico dei paesi emergenti dell'Asia sia molto più tardivo, essendo le quote delle esportazioni di gran lunga superiori a quelle dei brevetti, particolarmente nell'eolico. Tuttavia è importante cogliere in tutte e due i casi l'andamento crescente delle quote dei brevetti, e l'emergere di una significativa specializzazione tecnologica nell'eolico, con contributi in ambito NICs (Hong Kong e Singapore), NECs (Indonesia e Thailandia), Cina e India, soprattutto nel periodo 2007-2009.

<sup>122</sup> Jaffe, A., Newell, R., Stavins, R., 2003. *Technological Change and the Environment*. In: Maler, K.G., Vincent, J.R. (Eds.), *Handbook of Environmental Economics*, vol. 1. Elsevier, Amsterdam.

L'emergere della brevettazione e della specializzazione nell'eolico nei paesi asiatici di nuova industrializzazione denota peraltro un mutamento significativo nel quadro competitivo internazionale, dominato fino alla prima metà dello scorso decennio dall'Europa. Nel caso del fotovoltaico la specializzazione tecnologica rimane invece fortemente radicata in Giappone, con alcune recenti estensioni in ambito NICs (Corea e Singapore) e NECs (Tailandia e Filippine), mentre solo nel periodo più recente (2007-2009) inizia ad essere significativa negli Stati Uniti.

Più in generale, le tendenze che la brevettazione nelle tecnologie basate sulle fonti rinnovabili di seconda generazione (figure 5.20 e 5.21) sta assumendo nell'area asiatica, testimoniano l'avvio di una fase importante di decollo tecnologico dei paesi emergenti. Nel periodo che coincide con la crisi internazionale sono iniziati ad emergere flussi di investimento diretti in uscita da questi paesi, che sono andati progressivamente rafforzandosi lungo traiettorie del tipo Sud-Sud, vale a dire interne alle diverse aree (non necessariamente asiatiche) di nuova industrializzazione<sup>123</sup>. Questa evoluzione appare rivelatrice di un processo di consolidamento delle realtà industriali in questi paesi e della creazione di un tessuto produttivo sempre più indipendente dall'impulso fornito inizialmente dagli investimenti dei maggiori paesi industriali. Nel quadro di tale consolidamento forte è stata peraltro l'attenzione dedicata agli investimenti in R&S, nell'ambito dei quali i paesi asiatici di nuova industrializzazione hanno conseguito risultati di straordinaria importanza<sup>124</sup>. Anche in questa fase, si conferma il ruolo della Cina, che inizia a divenire soggetto rilevante dello sviluppo produttivo dell'area asiatica creando le premesse per la creazione di un'area sempre più competitiva nei confronti delle economie occidentali<sup>125</sup>. Ma ancor più interessante è rilevare come la Cina arrivi nel 2011 a collocarsi tra i primi 10 soggetti che attuano investimenti diretti all'estero nel campo delle energie rinnovabili<sup>126</sup>, proprio nel momento in cui, e sempre a dispetto della crisi internazionale, questi ultimi hanno intensificato la loro crescita divenendo la voce più dinamica tra tutti gli investimenti diretti esteri a livello mondiale.

**Figura 5.20 – Fotovoltaico: quote di mercato mondiali nelle esportazioni e nei brevetti**



\* Giappone, Cina, India, NICs (Corea del Sud, Taiwan, Hong-Kong, Singapore) e NECs (Indonesia, Malesia, Filippine, Tailandia) Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS e banca dati Orbit

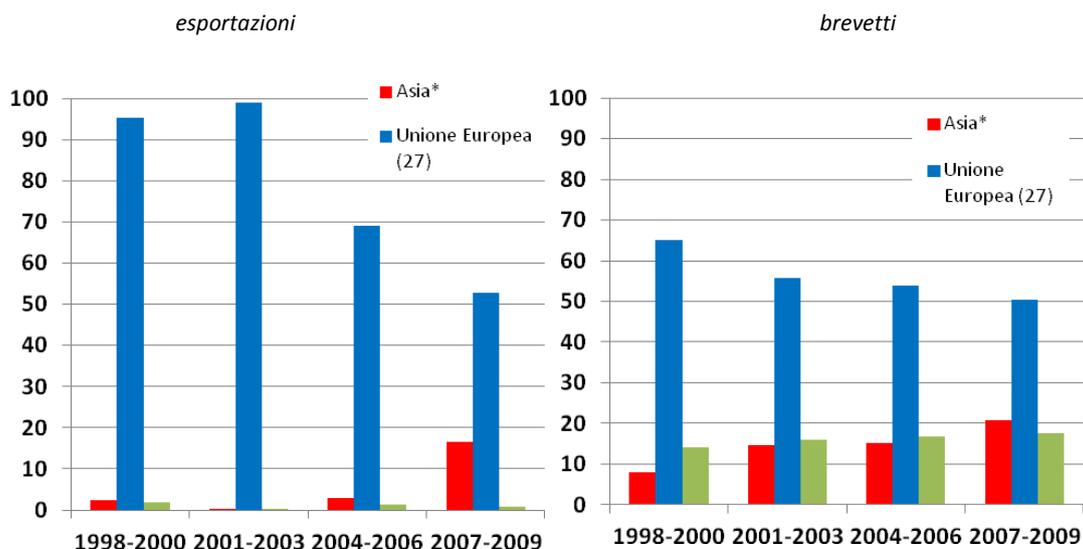
<sup>123</sup> ICE, 2011, L'Italia nella Competizione Internazionale.

<sup>124</sup> Dal 1999 la spesa cinese in R&S è cresciuta a ritmo del +20% annuo raggiungendo attualmente i 100 miliardi di dollari, con una variazione di +26% tra il 2011 e il 2012. Ma è bene osservare che i principali paesi del Sud Est Asiatico (Malaysia, Thailandia, Singapore, Taiwan, Corea del Sud ed India) si collocano comunque su percentuali di incremento medio annuo delle spese in ricerca superiori al 10%, di gran lunga più elevate di quelle dell'Europa e degli Stati Uniti, nell'ordine del 6%.

<sup>125</sup> Di questa dinamica sono un segno tangibile i recenti accordi per la stipula di un trattato costitutivo di un'area di libero scambio tra Cina, Giappone e Corea alla metà di maggio 2012: <http://www.ilsole24ore.com/art/notizie/2012-05-15/area-libero-scambio-east-063905.shtml?uid=AbN1fjcf>.

<sup>126</sup> The FDI Report 2012 – Global Greenfield Investment Trend, 2012. Financial Times Business.

Figura 5.21 – Eolico: quote di mercato mondiali nelle esportazioni e nei brevetti



\* Giappone, Cina, India, NICs (Corea del Sud, Taiwan, Hong-Kong, Singapore) e NECs (Indonesia, Malesia, Filippine, Thailandia)

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS e banca dati Orbit

Tabella 5.5 – Indice di specializzazione brevettuale per alcuni segmenti di tecnologie per fonti rinnovabili di energia

Solare termico					Fotovoltaico				
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009		1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009
Unione Europea (27)	0,07	0,07	0,24	0,21	Unione Europea (27)	-0,01	-0,07	-0,07	-0,24
Norvegia	0,34	0,37	0,03	-0,20	Stati Uniti d'America	-0,22	-0,09	-0,01	0,08
Svizzera	0,34	0,05	-0,02	0,01	Giappone	0,39	0,29	0,18	0,13
Israele	0,39	0,37	0,12	0,45	Corea del Sud	-0,38	-0,57	-0,21	0,43
Australia	0,53	0,72	0,64	0,48	Singapore	0,41	-0,14	-1,00	0,12
Cina	0,26	0,35	0,34	0,03	Filippine	-1,00	-1,00	0,57	0,38
Federazione Russa	-0,12	0,66	0,59	0,15	Cina	-0,20	-0,40	0,18	-0,14

Solare a concentrazione				
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009
Unione Europea (27)	-0,38	0,18	0,17	0,06
Svizzera			0,27	0,36
Israele	0,87		0,77	0,84
Australia		0,92	0,21	0,32
Cina				0,06

Eolico off-shore					Eolico (totale)				
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009		1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009
Unione Europea (27)	0,42	0,25	0,28	0,19	Unione Europea (27)	0,28	0,23	0,26	0,23
Norvegia		0,90	0,89	0,94	Norvegia	0,63	0,64	0,59	0,71
Australia			0,27	0,23	Australia	0,49	0,46	0,01	-0,18
Corea del Sud		0,11	0,18	0,11	Corea del Sud	0,05	-0,18	-0,16	-0,00
Cina	0,27		0,17	0,09	Cina	0,24	-0,56	0,31	0,17
Federazione Russa		0,68	0,63	0,66	Federazione Russa	0,46	0,54	0,65	0,50
Brasile		0,59		0,26	Brasile	-1,00	-0,41	0,54	0,12

Un paese è specializzato nei brevetti di una certa classe tecnologica se la sua quota in tale classe tecnologica  $x$  è maggiore di quella per il totale mondiale dei brevetti  $y$ . L'indice è quindi normalizzato fra -1 e +1:

$$IS = \frac{\frac{x}{y} - 1}{\frac{x}{y} + 1}$$

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati Orbit

L'esame dei brevetti consente inoltre di mettere in luce un importante ventaglio di specializzazioni tecnologiche nell'ambito dell'eolico e del solare, facendo emergere un processo di progressiva diversificazione che sta attraversando lo sviluppo di queste tecnologie di più recente generazione. All'interno dell'eolico deve essere infatti rilevata la crescente diffusione delle installazioni off-shore, mentre per quanto riguarda il solare iniziano ad aprirsi nuovi spazi per il solare a concentrazione (tabella 5.5).

Relativamente all'eolico, è ben visibile come la tecnologia off-shore sia diventata un nuovo punto di attenzione in Europa, ovunque le condizioni del territorio siano permissive (ed è in questo senso da rilevare anche la Norvegia come paese europeo al di fuori dell'Unione). Ma allo stesso tempo risulta interessante il posizionamento nell'off-shore dei paesi BRICs, in particolare Cina, Russia e Brasile, essendo queste due ultime le economie a maggior specializzazione tecnologica.

Nel caso del solare a concentrazione lo sviluppo della tecnologia ha coinvolto invece numerosi progetti "isolati", spesso esterni all'Europa, ma neppure afferenti all'economia asiatica o al gruppo dei BRICs (Svizzera, Israele, Australia). Le presenze europee sono tuttavia rilevanti. In conclusione, se si considera la seconda parte del passato decennio, non si può non rilevare come l'operatività del Protocollo di Kyoto abbia segnato un importante spartiacque nel quadro della produzione energetica dando sempre più spazio alle possibilità offerte dall'innovazione tecnologica per lo sfruttamento di fonti di energia rinnovabile.

La necessità di dar vita ad un vero e proprio "*breakthrough*" tecnologico ha richiesto non solo ingenti sforzi di investimento, ma anche l'impegno a rendere competitiva la nuova produzione energetica rispetto a quella effettuata ricorrendo alle fonti fossili. In questo scenario, l'impiego delle competenze tecnologiche possedute dai diversi paesi è risultato decisivo e ha innescato un nuovo ed importante processo competitivo convergente sulla capacità di sviluppare le nuove tecnologie energetiche.

La sostanziale ininfluenza degli effetti della crisi economica sull'avanzare di questa trasformazione strutturale delle economie industriali, sottolinea come l'orizzonte produttivo guardi al medio-lungo periodo e come l'attività di investimento sia orientata alla creazione di nuove basi tecnologiche per la produzione energetica.

Ciò spiega anche lo straordinario dinamismo dei processi competitivi in atto tra paesi e la contesa intorno ad ambiti rilevanti per la divisione internazionale del lavoro, in un momento nel quale lo sviluppo economico dei paesi emergenti ha iniziato a consolidarsi. Ma si tratta anche di uno scenario in costante trasformazione, sullo sfondo di una domanda crescente di energia prodotta da fonti rinnovabili e in presenza di ulteriori margini per la riduzione dei costi associati alla produzione di energia. In questo senso, forte appare la richiesta di impegno in ricerca e innovazione da parte di tutti i paesi coinvolti in questo grande processo di trasformazione economica, e i dati in materia non fanno che dimostrare la rilevanza che la capacità di sviluppo tecnologico ha assunto per l'acquisizione di posizioni competitive nel settore. È una sfida diventata irrinunciabile per tutti i paesi industriali, e che sottende contesti politici ed economici diversi e diversamente articolati. Tra questi l'Europa rappresenta una realtà tra le più complesse, considerati i traguardi posti come obiettivo nell'uso delle fonti di energia rinnovabili e al tempo stesso l'esistenza di forti divergenze nelle strutture delle sue economie.

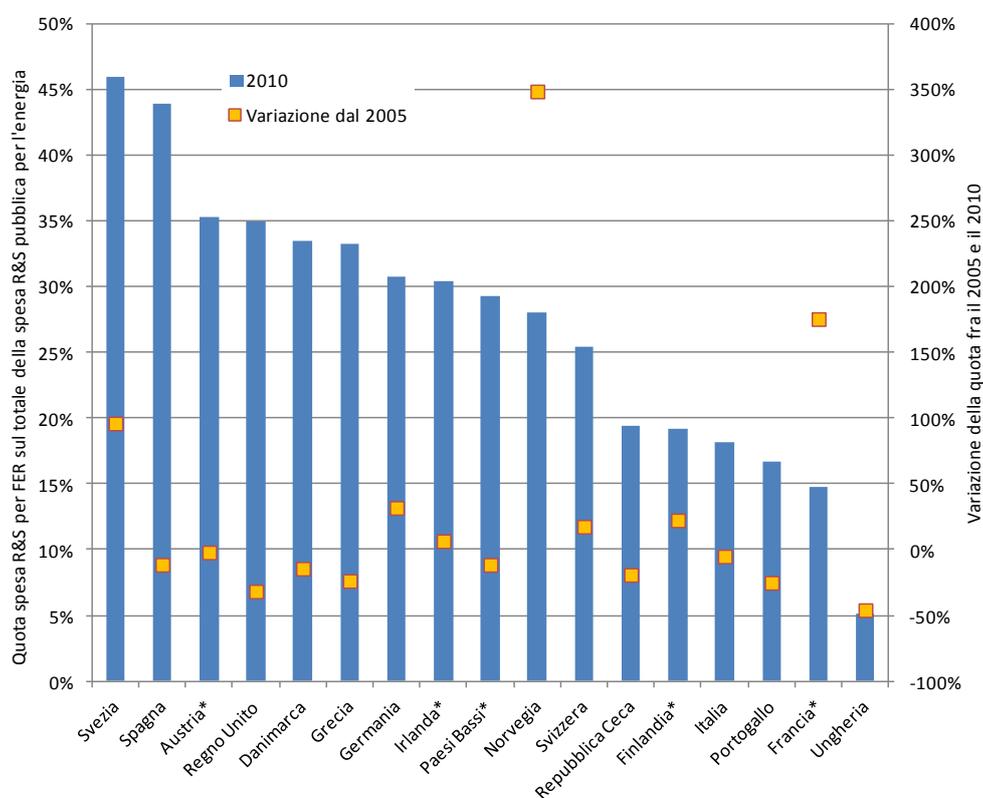
### 5.3.3 Europa e Italia

Il grande slancio assunto dall'Europa sul fronte delle energie rinnovabili è innegabilmente mostrato dall'intensità e dalla continuità con cui è proceduto l'ampliamento della capacità installata nell'eolico e nel fotovoltaico, grazie anche a significative normative di incentivazione che hanno interessato diversi paesi.

Questo sforzo è alla base dell'aumento delle importazioni da parte dei paesi dell'area, che naturalmente è stato tanto più accentuato, quanto più è emersa l'insufficienza dell'offerta nazionale.

Un aspetto significativo del cambiamento in atto nei principali paesi europei è senz'altro rappresentato dal trend della spesa pubblica energetica in ricerca e sviluppo<sup>127</sup>. Nel corso del passato decennio si è affermata, infatti, una tendenziale concentrazione di questa spesa nel settore delle fonti rinnovabili, peraltro a fronte di quote in partenza anche molto diverse tra le varie economie (figura 5.22). In una serie di casi, riguardanti in particolare Francia, Germania e Regno Unito così come pure alcuni nei paesi scandinavi, questa evoluzione si è verificata peraltro parallelamente a un aumento della quota della spesa in Ricerca pubblica destinata alla ricerca energetica. Ad eccezione della Francia, notoriamente concentrata sul nucleare, questi paesi dedicano ormai alle fonti rinnovabili quote comprese tra il 30% e il 40% della spesa pubblica in ricerca energetica. Il caso francese deve tuttavia essere riguardato con grande attenzione nell'ultimo periodo per ciò che attiene il notevole incremento di risorse dedicate alle fonti rinnovabili, che, date le dimensioni complessive della spesa in ricerca energetica, tendono in effetti a commisurarsi a quelle erogate dagli altri paesi. Tra i casi relativamente anomali deve essere annoverato anche quello della Spagna che, partendo da quote relativamente basse della spesa pubblica in ricerca energetica, ha incrementato progressivamente la parte di questa destinata alle rinnovabili attestandosi su valori compresi tra il 45% e il 48%. Tuttavia è l'Italia a rappresentare la reale anomalia di queste cifre, disponendo di risorse per la R&S energetica in rapporto al PIL relativamente confrontabili con quelle degli altri paesi, ma continuando a dedicare una quota relativamente esigua di tale spesa alle fonti rinnovabili (poco più del 15%), senza che sia ravvisabile alcun cenno di crescita tendenziale (figura 5.23).

**Figura 5.22 – Quota percentuale dei fondi pubblici stanziati per R&S nelle fonti rinnovabili sul totale dei fondi stanziati per la R&S energetica nel 2010 e variazione percentuale dal 2005**

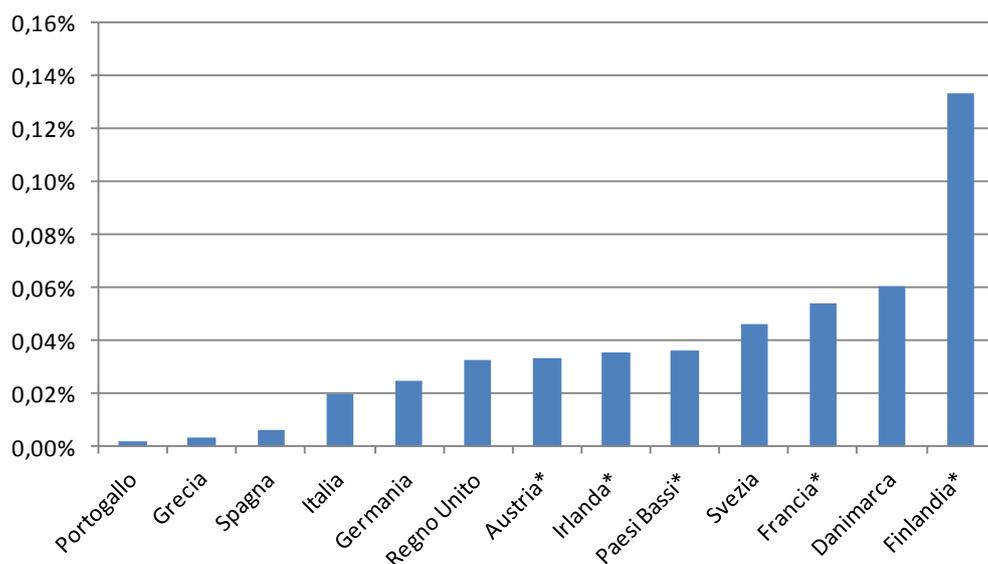


\* Il dato più recente è del 2009.

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su dati IEA

<sup>127</sup> Stern, N., 2006. The Economics of Climate Change. Cambridge University Press.

Figura 5.23 – Spesa pubblica energetica in rapporto al PIL nei principali paesi europei (2010)



\* Il dato più recente è del 2009.

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su dati IEA

La graduale emersione di una competitività tecnologica nelle tecnologie energetiche da fonti rinnovabili ha interessato sempre più nella seconda metà del passato decennio i paesi europei maggiormente impegnati nelle rinnovabili. Questo aspetto può essere catturato dall'analisi delle quote di export (tabella 5.7) e appare particolarmente critico per il fotovoltaico che ha registrato una continua crescita delle quote di importazione in ragione dello straordinario aumento della capacità installata.

In tale contesto appare ben evidente il consolidamento di una vera e propria leadership della Germania, ma anche diversi altri paesi hanno iniziato a registrare un progressivo aumento delle quote di export e della specializzazione commerciale (tabelle 5.6 e 5.7). Peculiare, nuovamente, appare la situazione dell'Italia che nel 2010 ha registrato uno straordinario balzo della propria quota di importazione nel fotovoltaico (11,17%, la seconda a livello mondiale, dopo la Germania) a fronte di una quota di export stabile su valori praticamente trascurabili. Nel 2010 l'Italia è stata così il paese europeo che ha conseguito il più ampio passivo commerciale nel fotovoltaico (più di 11 miliardi di dollari correnti) pari quasi al 50% del passivo complessivo dei paesi dell'UE15.

A partire dal 2007 la posizione sull'estero dei paesi dell'Unione nel fotovoltaico risulta inoltre decisiva nel determinare il passivo commerciale per l'intero aggregato delle rinnovabili e il suo progressivo peggioramento fino a poco meno di 19 miliardi di dollari correnti nel 2010. Gli attivi commerciali generalmente registrati in tutti gli altri settori, risultano infatti relativamente marginali, – anche per le voci di maggiore entità, relative alla geotermia e all'eolico – e prevalentemente in contrazione nel biennio 2009-2010, all'indomani della crisi. Con pochissime eccezioni, queste tendenze coinvolgono in diversa misura tutti principali paesi europei dell'UE15<sup>128</sup>, mentre i contributi più consistenti al forte peggioramento dei passivi commerciali del fotovoltaico nel 2010 provengono in ordine decrescente dall'Italia, dalla Germania e dalla Francia, che complessivamente danno luogo a più del 90% del passivo nel fotovoltaico e al 97% del passivo degli scambi commerciali in tutte le tecnologie basate sulle fonti energetiche rinnovabili. Tutto questo appare dunque esemplificativo del ruolo che il fotovoltaico sta giocando nel processo di riconversione energetica in Europa e della necessità da parte dei paesi europei di assicurarne uno sviluppo equilibrato, tenuto conto anche delle potenzialità delle altre fonti che potrebbero contribuire in maniera competitiva al riassetto del mix dell'offerta energetica.

<sup>128</sup> L'analisi degli scambi commerciali è concentrata sull'UE15, che risulta essere a livello europeo il nucleo del commercio nelle tecnologie rinnovabili (per approfondimenti si veda Il Rapporto ENEA, Le Fonti Rinnovabili 2010).

**Tabella 5.6 – Specializzazione commerciale dei paesi dell'UE15 nelle principali tecnologie per fonti rinnovabili rispetto al manifatturiero**

	Fotovoltaico					Solare termico					Eolico				
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010
Austria	-0,56	-0,65	-0,23	-0,14	-0,29	0,65	0,64	0,69	0,76	0,76	-0,82	-0,91	-0,80	-0,94	-0,88
Belgio	-0,61	-0,54	-0,42	-0,37	-0,37	-0,31	-0,30	-0,15	-0,38	-0,38	-1,00	-0,92	-0,87	-0,99	0,25
Danimarca	-0,44	-0,64	-0,70	-0,79	-0,85	0,54	0,36	0,27	0,33	0,31	0,98	0,98	0,97	0,93	0,96
Finlandia	-0,82	-0,82	-0,74	-0,78	-0,88	-0,67	-0,77	-0,89	-0,58	-0,71	-1,00	-0,97	-0,97	-0,83	-0,86
Francia	-0,61	-0,64	-0,61	-0,64	-0,65	0,38	0,31	0,31	0,28	0,29	-0,97	-0,97	-0,95	-0,97	-0,79
Germania	-0,14	-0,17	-0,13	0,06	0,05	0,18	0,13	0,25	0,28	0,30	-0,37	-0,45	0,18	0,33	0,47
Grecia	-0,99	-0,93	-0,91	-0,93	-0,44	0,80	0,77	0,78	0,83	0,85	-0,76	-1,00	-0,92	0,02	-0,37
Irlanda	-0,92	-0,95	-0,96	-0,96	-0,94	-0,73	-0,98	-0,98	-0,81	-0,58	-1,00	-0,99	-1,00	-0,97	-0,98
Italia	-0,82	-0,80	-0,77	-0,76	-0,77	-0,07	-0,07	-0,20	-0,05	-0,01	-0,78	-0,88	-0,54	-0,77	-0,45
Lussemburgo	-0,99	-0,93	-0,37	-0,28	0,20	-0,43	-0,69	-0,70	-0,74	-0,74	-1,00	-1,00	-1,00	-0,99	-1,00
Paesi Bassi	-0,33	-0,33	-0,41	-0,39	-0,22	-0,01	-0,28	-0,08	-0,19	-0,23	-0,92	-0,91	-0,73	-0,90	-0,90
Portogallo	-0,91	-0,97	-0,95	-0,50	-0,45	-0,85	-0,57	-0,40	0,24	0,43	-1,00	-0,99	-1,00	0,40	0,22
Spagna	-0,49	-0,13	-0,12	-0,30	0,09	0,47	0,37	0,10	-0,33	-0,11	-0,36	-0,14	0,46	0,60	0,79
Svezia	-0,30	-0,55	-0,23	-0,05	-0,28	0,14	0,03	-0,23	-0,36	-0,37	-0,98	-0,94	-0,99	-0,99	-0,99
Regno Unito	-0,24	-0,43	-0,31	-0,18	-0,43	0,03	0,11	-0,05	-0,15	-0,27	-0,94	-0,69	-0,91	-0,85	-0,91

Un paese è specializzato nelle esportazioni di un certo prodotto se la sua quota di mercato per questo prodotto (x) è maggiore della sua quota di mercato nel manifatturiero (y). L'indice è quindi normalizzato fra -1 e +1:

$$IS = \frac{\frac{x}{y} - 1}{\frac{x}{y} + 1}$$

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

**Tabella 5.7 – Commercio regionale: quote di mercato (%) nelle principali tecnologie energetiche da fonti rinnovabili**

	Fotovoltaico					Solare termico					Eolico				
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	2010
Austria	0,33	0,26	0,80	0,92	0,57	5,40	5,48	6,85	9,14	7,45	0,11	0,05	0,14	0,04	0,05
Belgio	0,80	1,06	1,40	1,50	1,31	1,73	1,91	2,50	1,53	1,26	0,00	0,15	0,23	0,01	3,60
Danimarca	0,32	0,19	0,14	0,09	0,05	2,78	1,80	1,35	1,51	1,14	88,60	91,68	45,91	21,97	24,00
Finlandia	0,08	0,08	0,11	0,08	0,03	0,16	0,10	0,04	0,19	0,09	0,00	0,01	0,01	0,06	0,03
Francia	1,35	1,14	1,14	0,90	0,77	12,34	9,70	8,84	7,68	6,50	0,10	0,08	0,12	0,07	0,32
Germania	7,73	7,51	8,11	11,42	9,86	14,60	13,79	17,66	18,62	16,35	4,71	4,04	15,34	20,69	18,55
Grecia	0,00	0,01	0,01	0,01	0,05	1,54	1,26	1,39	1,83	1,69	0,02	0,00	0,01	0,18	0,05
Irlanda	0,05	0,04	0,03	0,02	0,03	0,20	0,01	0,01	0,11	0,23	0,00	0,01	0,00	0,01	0,01
Italia	0,46	0,50	0,54	0,52	0,43	3,92	3,83	2,76	3,66	3,21	0,55	0,27	1,23	0,53	0,95
Lussemburgo	0,00	0,01	0,06	0,07	0,15	0,04	0,03	0,02	0,02	0,01			0,00	0,00	0,00
Paesi Bassi	1,53	1,52	1,37	1,48	2,00	3,00	1,70	2,74	2,40	1,97	0,12	0,14	0,50	0,19	0,12
Portogallo	0,02	0,01	0,01	0,12	0,13	0,04	0,12	0,18	0,64	0,87	0,00	0,00	0,00	0,91	0,41
Spagna	0,68	1,59	1,59	1,05	2,06	5,57	4,49	2,46	1,01	1,36	0,93	1,56	5,41	7,97	10,84
Svezia	0,84	0,41	0,87	1,12	0,62	2,03	1,48	0,87	0,60	0,50	0,01	0,04	0,01	0,01	0,01
Regno Unito	2,92	1,73	2,05	2,05	1,01	5,13	5,42	3,52	2,23	1,45	0,16	0,78	0,18	0,24	0,09

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

Non sfugge infatti l'importante affermazione dell'eolico, che tra il 2005 e il 2010 registra nel complesso dell'UE15 un raddoppio della capacità installata, pari a più di 81mila MW, il doppio di quella detenuta rispettivamente da Stati Uniti e Cina, ed equivalente al 42% della capacità installata a livello mondiale. Tale sviluppo interessa diffusamente i diversi paesi europei, con un dinamismo particolarmente accentuato nel periodo 2005 e 2010 da parte di Svezia e Regno Unito, che si traduce in un significativo aumento delle importazioni e in un progressivo peggioramento dei deficit commerciali. In posizione decisamente più favorevole sotto il profilo dello sviluppo competitivo del settore, si trovano invece Danimarca, Germania e Spagna, essendo questi ultimi due paesi cresciuti significativamente nella loro capacità di export proprio a partire dal 2005, con quote sul totale mondiale delle esportazioni dell'eolico pari rispettivamente al 18,6% e al 10,8% nel 2010, e saldi commerciali positivi e crescenti. Ma un quadro più articolato della transizione tecnologica nelle rinnovabili che i paesi europei stanno attraversando deve essere tratto anche dall'esame degli andamenti dell'attività di brevettazione (tabella 5.8).

**Tabella 5.8 – Specializzazioni nei brevetti nelle principali tecnologie per fonti rinnovabili**

	Eolico				Solare termico				Fotovoltaico			
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009
Austria	-1,00	0,01	0,22	0,35	-0,01	0,51	0,47	0,42	-0,04	0,10	0,20	-0,03
Belgio	0,47	0,50	-0,37	-0,07	0,31	0,14	-0,21	0,06	0,01	0,20	-0,49	-0,18
Danimarca	0,84	0,83	0,89	0,87	-0,40	0,36	0,23	0,00	-0,69	0,06	-0,71	-0,65
Finlandia	-0,43	-0,24	-0,21	-0,44	-0,36	-0,49	-0,77	-0,62	-0,43	-1,00	-0,74	-0,76
Francia	-0,20	-0,20	-0,37	-0,33	-0,03	-0,12	0,11	0,05	-0,02	0,13	-0,19	-0,06
Germania	0,40	0,33	0,13	0,16	0,11	0,08	0,24	0,18	0,20	-0,04	0,11	-0,12
Grecia	-1,00	0,70	0,83	0,67	-1,00	0,91	0,75	0,63	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Irlanda	0,43	-0,11	-0,39	0,22	0,19	-0,42	-1,00	0,34	-1,00	-0,30	-1,00	-0,51
Italia	-0,39	-0,16	0,16	0,07	-0,59	0,15	0,47	0,55	-1,00	0,06	-0,09	-0,06
Lussemburgo	-1,00	0,03	0,18	-0,15	0,71	-0,01	0,48	0,01	-1,00	0,13	-0,32	-0,46
Paesi Bassi	0,14	-0,30	-0,40	-0,23	0,11	-0,15	-0,25	-0,24	0,03	0,10	-0,29	-0,56
Portogallo	-1,00	0,75	0,74	0,58	-1,00	0,87	0,84	0,73	-1,00	-1,00	0,47	-0,06
Spagna	0,70	0,53	0,83	0,65	0,60	0,53	0,79	0,79	0,60	-0,03	0,27	0,01
Svezia	0,19	0,11	-0,39	-0,02	0,02	-0,36	-0,09	-0,18	-1,00	-0,69	-0,50	-0,89
Regno Unito	-0,34	-0,02	0,31	0,22	-0,06	-0,09	0,17	-0,02	-0,17	-0,37	-0,10	-0,46

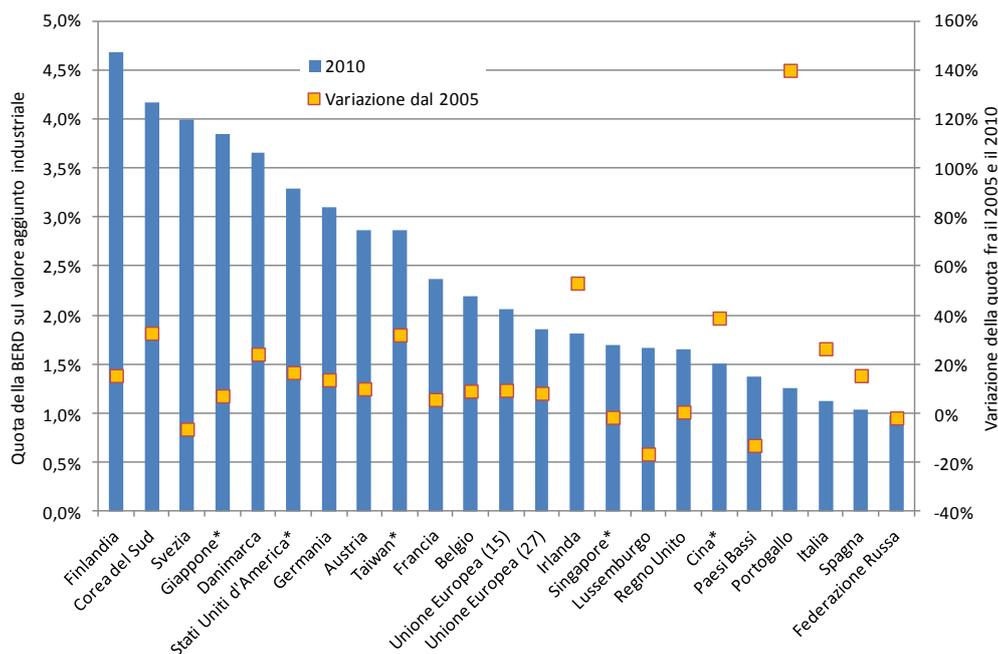
  

	Eolico off-shore				Geotermia a bassa entalpia				Solare a concentrazione			
	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009	1998-2000	2001-2003	2004-2006	2007-2009
Austria	-1,00	-1,00	0,28	-0,10	-1,00	-1,00	0,63	0,38	-1,00	-1,00	0,73	-1,00
Belgio	-1,00	0,66	0,27	-0,12	0,85	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Danimarca	0,92	0,67	0,77	0,77	-1,00	-1,00	-1,00	0,06	-1,00	0,87	-1,00	-1,00
Finlandia	0,35	-0,32	0,29	-0,11	-1,00	-1,00	0,37	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Francia	-1,00	0,16	0,11	-0,12	-1,00	-1,00	-0,19	-0,23	-1,00	-1,00	0,46	-0,60
Germania	0,55	0,23	0,06	-0,13	0,06	0,14	0,27	0,36	0,10	0,33	0,34	0,19
Grecia	-1,00	0,93	0,96	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Irlanda	0,86	-1,00	-1,00	-0,10	-1,00	0,92	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Italia	-1,00	0,50	-0,21	-0,02	-1,00	-1,00	-1,00	-0,12	-1,00	-1,00	-1,00	0,52
Lussemburgo	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	0,96	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	0,79	-1,00
Paesi Bassi	0,36	0,09	-0,29	0,14	-1,00	-1,00	-1,00	-0,10	-1,00	-1,00	-1,00	0,22
Portogallo	-1,00	-1,00	0,95	0,92	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00	-1,00
Spagna	0,73	-1,00	0,68	0,70	-1,00	-1,00	-1,00	0,03	-1,00	-1,00	0,68	0,58
Svezia	0,01	-0,23	-0,28	0,24	-1,00	-1,00	-1,00	0,08	-1,00	-1,00	-1,00	-0,37
Regno Unito	-1,00	0,34	0,54	0,42	-1,00	-0,12	-1,00	0,02	-1,00	0,47	-1,00	-0,48

Un paese è specializzato nei brevetti di una certa classe tecnologica se la sua quota in tale classe tecnologica  $x$  è maggiore di quella per il totale mondiale dei brevetti  $y$ . L'indice è quindi normalizzato fra -1 e +1:

$$IS = \frac{\frac{x}{y} - 1}{\frac{x}{y} + 1}$$

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati Orbit.

Figura 5.24 – Quota BERD<sup>129</sup> sul valore aggiunto dell'industria° nel 2010 e variazioni percentuali dal 2005

° L'aggregato dei settori produttivi considerato comprende tutti i settori industriali meno le attività immobiliari, le attività della pubblica amministrazione, la formazione, la sanità e le collaborazioni domestiche (ISIC 70, 75, 80, 85 e 95). \* Il dato più recente è del 2009.

Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su dati MSTI-OECD

Il rilievo dell'informazione che i dati di brevetto sono in grado di trasferire risiede nella maggiore accuratezza con cui si dà conto delle specifiche applicazioni tecnologiche. La possibilità di enucleare il cosiddetto "eolico off-shore", le applicazioni del solare a concentrazione e la geotermia a bassa entalpia, assume un valore fondamentale nello studio delle traiettorie tecnologiche che stanno emergendo nei paesi europei delineando lo sviluppo di nuove specializzazioni e di nuove "proiezioni" competitive.

Tra le tecnologie di seconda generazione, ma comunque consolidate, l'eolico off-shore rappresenta una tra le opzioni più significative della diversificazione tecnologica intrapresa da paesi già relativamente concentrati sulle rinnovabili, e al tempo stesso una delle porte di ingresso nelle tecnologie energetiche di seconda generazione delle fonti rinnovabili valutate come promettenti da paesi finora meno presenti in questi segmenti o con attività innovativa più limitata.

È dunque interessante notare l'emergere di una specializzazione tecnologica nell'eolico off-shore da parte della Danimarca e della Spagna<sup>130</sup> – stando al primo gruppo di paesi – ma anche dei Paesi Bassi, della Svezia e del Regno Unito – paesi avanzati ma relativamente meno coinvolti nell'eolico, e del Portogallo e della Grecia – paesi caratterizzati da uno strutturale ritardo tecnologico. Merita inoltre una particolare menzione anche il caso della Norvegia che dopo l'inizio pionieristico, vanta ormai nell'eolico off-shore una forte specializzazione tecnologica che sottende un'attività innovativa in termini di quote dei brevetti confrontabile con quella del Regno Unito.

Il diffuso accento che i paesi europei stanno ponendo sulla diversificazione tecnologica nell'eolico non è di certo indipendente dalla crescita di ruolo che i paesi emergenti, e in particolare i BRICs, hanno maturato negli ultimi anni nel settore, sostenendone la crescita straordinaria degli investimenti.

<sup>129</sup> La BERD è la spesa in R&S effettuata dalle imprese e risulta tanto più elevata quanto più, a parità di altre condizioni, il sistema produttivo è concentrato su settori a medio-alta intensità tecnologica.

<sup>130</sup> Anche la Germania si contraddistingue per una elevata quota di brevetti nell'eolico-off shore, ma questa non è tale da dare luogo a specializzazione tecnologica.

Ed in effetti non ha tardato a manifestarsi la posizione del Regno Unito – che proprio nell'eolico off-shore sta costruendo una sua propria leadership – con il principio che lo sviluppo del settore dovrà basarsi per il 50% sulla produzione nazionale.

Diversamente dall'eolico, il solare rappresenta invece per l'Europa un punto di relativa debolezza, considerati ancora gli esigui sviluppi nel solare a concentrazione (presente localmente in Italia, Spagna e Germania) e la diffusa forte despecializzazione tecnologica nel fotovoltaico.

Relativamente più promettente appare la geotermia a bassa entalpia, che dalla seconda metà della scorsa decade vede emergere in diversi paesi europei (Austria, Germania, Danimarca, Spagna, Svezia, Regno Unito) significative specializzazioni tecnologiche.

La recente evoluzione della situazione Europea nel settore delle rinnovabili si configura pertanto come un insieme di luci ed ombre, uno scenario nel quale la scelta di praticare una svolta nel settore dell'energia si va necessariamente confrontando con la capacità da parte di ciascun paese di costruire un grado accettabile di indipendenza tecnologica nelle aree di sfruttamento delle energie rinnovabili rendendo al tempo stesso competitivo il costo dell'energia rispetto a quello derivante dall'uso di carburanti fossili. In questo senso, le politiche di incentivi largamente praticate per favorire il decollo del settore, hanno iniziato a mostrare la corda, soprattutto a fronte del rapido allargamento dello scenario competitivo e, come visto, del progressivo consolidamento da parte dei paesi emergenti dal lato delle competenze tecnologiche e della capacità innovativa. Non è un caso pertanto, che tanto scetticismo abbia iniziato a proliferare tra i paesi europei sull'opportunità di proseguire con la politica degli incentivi così come finora fatto. L'importanza della questione appare d'altra parte sottolineata dalle recenti prese di posizione del governo tedesco, che ha dovuto prendere atto delle difficoltà competitive delle aziende tedesche a fronte dell'ascesa dell'industria cinese del fotovoltaico. Tale situazione è resa ben evidente dal deficit commerciale della Germania nei confronti della Cina, che a partire dal 2005 ha mostrato un andamento esponenziale arrivando a superare nel 2010 i sette miliardi e mezzo di dollari correnti con un più che raddoppio rispetto all'anno precedente, periodo di già conclamata crisi economica.

L'evolversi dello scenario europeo è pertanto rivelatore non solo delle difficoltà insite nella sostenibilità economica dei costi dell'energia prodotta dalle nuove fonti, ma anche delle dinamiche competitive che intorno a tale problema si stanno delineando, con un ruolo sempre più evidente giocato dai processi di innovazione.

Il tema del "consumo di innovazione" è un problema che sta diventando particolarmente gravoso per quei paesi europei che sono divenuti sistematicamente dipendenti dalle importazioni di prodotti tecnologicamente avanzati dall'estero, e nei quali si è perciò affermato un problema (di rilevanza crescente) di dipendenza tecnologica. Il carattere sistemico delle competenze tecnologiche in un paese, associato alle caratteristiche della specializzazione del sistema produttivo in settori che presentano un diverso grado di "intensità" tecnologica, risulta d'altra parte decisivo ai fini dello stabilire in che misura vi sia un potenziale tecnologico dell'intera economia atto a favorire lo sviluppo di nuovi settori avanzati. Un aspetto questo già largamente richiamato dagli studiosi di economia dell'innovazione che hanno iniziato a interrogarsi sulle prospettive della "green economy", nonché da studi anche molto recenti nei quali sono stati direttamente presi in considerazione i casi dell'eolico e del fotovoltaico, che hanno sottolineato il ruolo dei "sistemi nazionali di innovazione" nella capacità di attivare quegli "spill-over" tecnologici necessari allo sviluppo di nuove tecnologie<sup>131</sup>.

Nel caso dell'Italia la questione della dipendenza tecnologica e il suo riflesso sul processo di transizione energetica, assume addirittura un significato paradigmatico. Da un lato infatti il paese ha sposato la politica degli incentivi europea, dall'altro non vi sono state azioni atte a correggere la preoccupante dipendenza tecnologica del paese derivante da una specializzazione produttiva particolarmente arretrata.

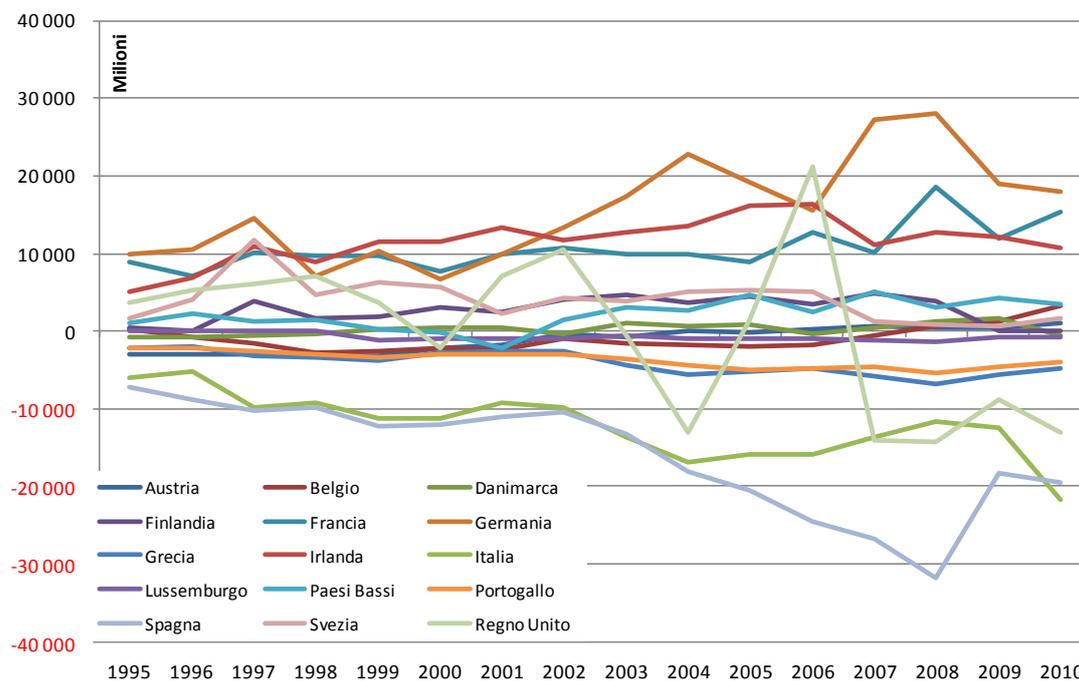
---

<sup>131</sup> Braun, F., G., Schmidt- Emcke, J., 2010, Innovative Activity in Wind and Solar Technology: Empirical Evidence on Knowledge Spillovers Using Patent Data, Discussion Papers n.993, DWI Berlin.

Il grado di avanzamento tecnologico dell'Italia risulta essere fortemente distante da quello di un gran numero di paesi europei, dalla media europea e prossimo solo a quello dei paesi mediterranei. Questo stato di cose, erede del modello italiano di piccola-media impresa specializzata in settori a medio-bassa intensità tecnologica, oltre che di una mancata politica industriale mirata a sfruttare anche in ambito energetico le competenze imprenditoriali e tecnologiche disponibili, ha condizionato nel tempo in misura crescente la dipendenza tecnologica del paese, come appare dai crescenti deficit commerciali nei prodotti ad alta tecnologia, che non accennano ormai neppure più a ridursi nonostante il rallentamento dell'attività produttiva (figura 5.25). Riportata al fotovoltaico, la dipendenza tecnologica dell'Italia assume dimensioni straordinarie: la correlazione tra aumento della capacità fotovoltaica installata e aumento delle importazioni, in assenza di esportazioni, crea un deficit il cui andamento è sempre più divergente da quello relativo ai paesi dell'UE15 (figura 5.26).

Tale deficit è peraltro alimentato dagli scambi con la Germania, arrivando a rappresentare nel 2010 il 10% dell'intero deficit relativo ai prodotti manifatturieri con l'economia tedesca. Questa dimensione economica, di per sé già ampiamente significativa, può inoltre corredarsi di ulteriori elementi di approfondimento. Il deficit commerciale complessivo che l'Italia riporta nei moduli fotovoltaici è infatti per una parte di matrice europea e principalmente tedesca, mentre per la restante parte di matrice asiatica e principalmente cinese. Andando più nello specifico si rileva che il deficit complessivo che l'Italia intrattiene con l'Europa arriva a oscillare intorno al 50%, laddove i paesi distinti dalla Germania sono per lo più quelli dell'Est Europa, che stanno rafforzando la crescita produttiva della stessa economia tedesca e che, in ragione dello sviluppo dei sempre più forti legami produttivi con quest'ultima, si intestano quote crescenti del deficit italiano, compensative della diminuzione che si osserva per quelle relative alla Germania<sup>132</sup>.

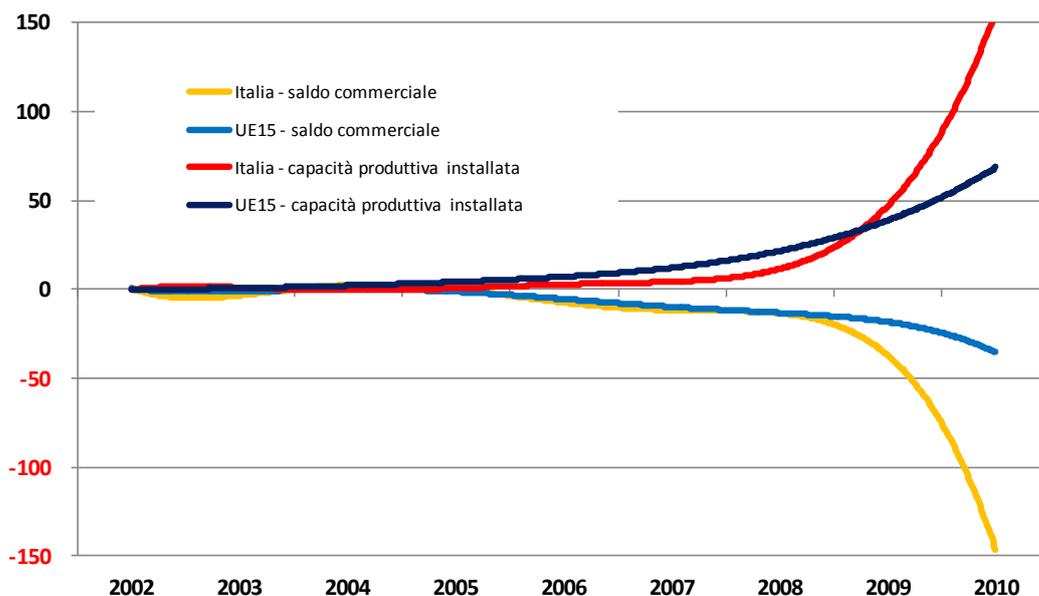
**Figura 5.25 – Saldi commerciali dei principali paesi europei nei prodotti high tech (dollari correnti)**



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

<sup>132</sup> Si veda nuovamente a tal proposito il Rapporto ENEA *Le Fonti Rinnovabili 2010*.

Figura 5.26 – L'Italia e il vincolo estero alla crescita relativo al fotovoltaico\*



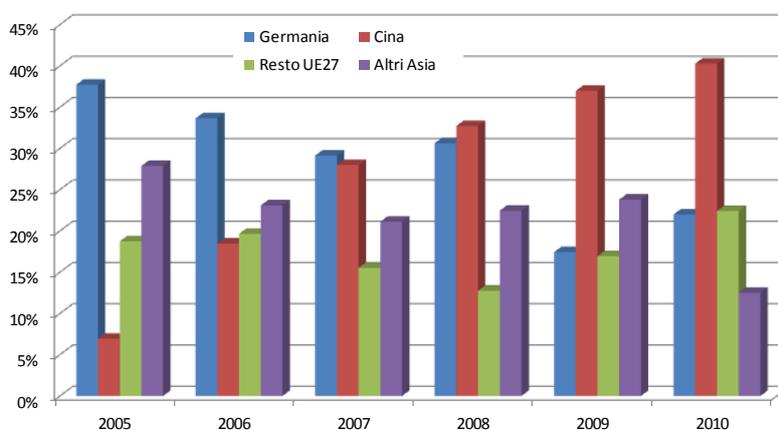
\* Il grafico riporta le linee di tendenza (polinomiali di 5 grado), per l'Italia e il complesso della UE(15), della dinamica della capacità produttiva installata (positiva) e di quella del saldo commerciale con l'estero (negativa) per il fotovoltaico. Le linee di tendenza sono state costruite sui valori indice (2002=1) di tali dinamiche, normalizzati in modo da avere un valore pari a 0 nel 2002.

La figura evidenzia la forte correlazione negativa del saldo commerciale con le nuove installazioni di impianti fotovoltaici sia in Europa che, in maniera più accentuata, in Italia.

Fonte: elaborazione dell'Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su dati OECD-ITCS e EurObserv'ER.

Altro dato rilevante è la minor quota di contributo europeo al deficit che si rileva nel 2010, chiaramente determinato dalla straordinaria entità della domanda del nostro Paese in quell'anno e dalla capacità dell'area asiatica di funzionare come principale fonte di approvvigionamento per il fotovoltaico laddove l'offerta europea non è in grado di sopperire (figura 5.27).

Figura 5.27 – Composizione geografica del deficit commerciale dell'Italia nel fotovoltaico



Fonte: elaborazione Osservatorio ENEA sulla Competitività Tecnologica dell'Italia su banca dati OECD-ITCS

### 5.3.4 Conclusioni

Nel periodo che coincide con la prima parte della crisi economica internazionale scatenatasi alla fine del 2008, lo sviluppo delle tecnologie per la produzione energetica da fonti rinnovabili riscontra uno straordinario impulso confermandosi come una delle leve più dinamiche della crescita della *green economy*. Le prospettive di crescita di cui gode il settore sono ben visibili sul fronte degli investimenti, che a qualsiasi livello si sono mostrati consistenti, in aperta controtendenza con le dinamiche recessive in atto. Un motore formidabile di tale processo è stata indubbiamente la domanda messa in moto dai paesi più industrializzati, ma negli anni più recenti la spinta propulsiva di cui ha beneficiato il settore ha avuto origine dalle dinamiche di crescita dei paesi di nuova industrializzazione, tra i quali Cina ed India meritano particolare attenzione. La necessità di rendere competitiva la produzione di energia da fonti rinnovabili rispetto a quella generata dalle fonti fossili ha sollecitato al contempo un aumento delle spese in ricerca e sviluppo energetica, particolarmente su base pubblica. Questo si evidenzia con forza per le tecnologie più recenti o “di seconda generazione” (eolico e fotovoltaico, principalmente) sia in ragione del forte aumento di domanda dal quale sono state investite, sia in ragione degli sforzi più intensi che debbono ancora essere compiuti per abbassare i costi della produzione energetica (soprattutto nel caso del fotovoltaico).

La crescita di domanda energetica prodotta da fonti rinnovabili è destinata ad aumentare e il processo in atto, per quanto imponente, rappresenta solo l’inizio di un lungo cammino. Ma proprio per questo i paesi industriali sono chiamati ad adeguare la capacità di risposta dei loro sistemi produttivi ad una rinnovata esigenza. In alternativa, ossia in assenza della realizzazione di filiere industriali dedicate ai nuovi scopi, i paesi risultano esposti a una dipendenza di tipo tecnologico sostitutiva di quella precedente di tipo puramente energetico. Lo scenario del commercio internazionale mostra attualmente già alcune tensioni dal lato delle bilance commerciali, specialmente nel caso dell’Europa, che dal 2005 ha incrementato la domanda rivolta al fotovoltaico con tassi crescita straordinari. Ma lo stesso scenario mostra anche un continuo modificarsi dei vantaggi competitivi nel settore, rispetto a tutte le aree coinvolte, includendo quindi i paesi emergenti e gli Stati Uniti. Così è vero allo stesso tempo che in Europa, dove appunto la pressione sulla domanda è stata tra le più forti, si è registrato un miglioramento della posizione competitiva, ancorché in forma disomogenea tra i diversi paesi componenti. In tal senso non può sfuggire la particolare situazione dell’Italia che rappresenta un estremo negativo del mancato adeguamento tecnologico al nuovo mix di domanda energetica. Il possibile radicamento di una dipendenza tecnologica sul fronte delle tecnologie rinnovabili rappresenta infatti un punto di estrema debolezza del potenziale di crescita, divenendo più stringente l’entità del vincolo estero, e mostra che in assenza di politiche attive sul piano industriale lo sviluppo della *green economy* non solo può non essere in grado di generare nuovi posti di lavoro ma, può persino portare ad una sottrazione di occupazione.

In generale, le riflessioni conclusive che scaturiscono dall’osservazione delle dinamiche economiche che hanno accompagnato questa prima importante fase di decollo della *green economy*, non possono che apparire fortemente “problematiche”. Le sostenute dinamiche di crescita degli investimenti a livello internazionale nell’ambito dei “settori verdi”, ma soprattutto nell’ambito delle tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, sono fortemente indicative non solo dello straordinario impulso che settori nuovi con alto potenziale di crescita della domanda riescono ad avere a dispetto di cicli di depressione economica profonda e prolungata come quello attuale, ma anche, per converso, della necessità di una forte mobilitazione di risorse in vista di un obiettivo tanto ambizioso quale è quello a cui si richiama la trasformazione delle modalità produttive dei sistemi industriali avanzati.

Le più recenti vicende della crisi economica internazionale che vedono in particolare l’Europa dibattersi alla ricerca di strategie per il salvataggio dell’euro, pongono tuttavia più di un interrogativo sull’evoluzione della *green economy*.

Se infatti il disegno di “sviluppo sostenibile” sotteso dalle linee programmatiche di “Europa 2020” appare del tutto coerente con l’impegno che la trasformazione dei sistemi economici in chiave “green” richiede, è difficile immaginare quali siano gli spazi reali a disposizione dei governi europei per le necessarie politiche di investimento, considerate le restrizioni finanziarie imposte dai piani di rientro dal debito. Un aspetto di maggiore complessità riguarda inoltre le forti divergenze presenti nelle strutture produttive dei diversi paesi europei soprattutto per ciò che riguarda la capacità dei singoli sistemi di mettere in moto processi di innovazione tecnologica, indispensabili per la realizzazione degli obiettivi di sviluppo “eco-sostenibile”. Queste divergenze sono a tutt’oggi fortemente radicate nell’Unione, condizionano i differenziali di crescita reale e potenziale tra paesi, e costituiscono un importante fattore di squilibrio macroeconomico per l’intera eurozona. In definitiva la riduzione del gap tecnologico tra paesi europei appare cruciale per il superamento di insufficienze strutturali presenti da tempo, prima ancora di doversi porre come chiave di volta del decollo della *green economy*. È dunque fondamentale tener presente la specificità dei singoli paesi europei in quanto “sistemi nazionali d’innovazione” più o meno avanzati, sapendo che sforzi maggiori in termini di investimenti e di politiche industriali sono richiesti nelle situazioni di maggiore arretratezza. Non è un caso che i paesi considerati più a rischio nell’eurozona siano quelli dell’area mediterranea, con manifesti problemi di ordine strutturale nelle dinamiche di crescita e corrispondentemente più arretrati nell’avanzamento tecnologico dei sistemi produttivi. Lo straordinario impegno che l’Italia ha profuso nell’acquisizione di componenti fotovoltaici attivando quasi esclusivamente importazioni dall’estero, è un esempio paradigmatico di come un sistema economico che non abbia la capacità di generare l’innovazione di cui necessita è destinato ad erodere il suo potenziale di crescita, ed in misura crescente essendo l’innovazione il fattore cruciale dell’avanzamento dei sistemi produttivi. La perdurante assenza di politiche industriali nel nostro paese è la causa principale del ritardo osservato e dovrebbe pertanto far riflettere sulla necessità di porre rimedio ad una insufficienza sistemica dell’economia, poiché in ragione di essa il terreno della *green economy* può diventare persino insidioso per la crescita e non, come si vorrebbe, l’occasione per un rilancio dello sviluppo.

## BOX 5.1

### Le politiche di promozione dell'offerta tecnologica per le fonti di energia rinnovabile: Italia e Germania a confronto

La Germania ha elaborato un modello vincente nello sviluppo delle fonti di energia rinnovabile, diventando *leader* mondiale nell'installazione di tecnologie verdi e nella produzione destinata all'esportazione. Questa crescita è dovuta principalmente alle attività economiche di società di medie dimensioni che beneficiano di condizioni stabili create dalla legge tedesca sulle *feed-in tariffs* (la EEG), dalle esenzioni fiscali per i biocombustibili e dal programma di incentivi per il mercato. La Germania predispone, infatti, numerose misure di incentivazione di cui gli investitori possono usufruire per i propri investimenti nel Paese, generando un effetto persistente sulla creazione di imprese. Ai finanziamenti europei, che ammontano a 26,3 miliardi di euro sino al 2013, si sommano i fondi governativi e regionali. I numerosi programmi d'incentivazione previsti dal Governo tedesco possono essere classificati in due gruppi principali: il **pacchetto di incentivi per gli investimenti**, che include differenti misure per compensare i costi d'investimento, tra cui i due programmi principali sono il *Joint Task Program for the Promotion of Industry and Trade* (GRW) e l'*Investment Allowance* (IZ), specificamente concepito per promuovere gli investimenti nei territori dell'ex Germania dell'Est; e il **pacchetto di incentivi operativi**, finalizzato a supportare i costi una volta che siano stati allocati gli investimenti. Tra di essi, gli incentivi legati al mercato del lavoro giocano un ruolo significativo nella creazione di lavoratori altamente qualificati, contribuendo a ridurre in misura significativa i costi operativi generati dai nuovi business. In parallelo, le attività di Ricerca e Sviluppo, considerate strategiche per la crescita dell'economia tedesca, sono poste al centro dell'agenda del Governo. A livello federale, nel 2006 il Governo ha lanciato un'imponente campagna per promuovere le nuove tecnologie, denominata "**High-Tech Strategy**", che concentra la totalità dei programmi di ricerca governativi. Il programma individua i settori industriali strategici che presentano un'alta dipendenza dalla ricerca, dedicando circa 4 miliardi di euro annui – di cui 500 milioni nel solo settore energetico – per lo sviluppo di tecnologie d'avanguardia nella forma di sovvenzioni a fondo perduto. Nel 2007 il Governo Federale ha inoltre elaborato un Programma Integrato Clima ed Energia, impegnandosi a rendere disponibili 3,3 miliardi di euro per misure volte alla lotta al cambiamento climatico e a migliorare le condizioni legali per l'espansione della rete elettrica. Infine, oltre alle iniziative federali, ogni Land predispone programmi propri per sovvenzionare attività di R&S.

Diversamente dal caso tedesco, nel sistema italiano si rileva una scarsa propensione del settore privato al finanziamento delle attività di ricerca. In Italia, infatti, le risorse private destinate alla ricerca corrispondono al 40% del totale, notevolmente inferiori a quelle utilizzate dalla Germania, in media pari a circa il 70%. L'Italia, inoltre, si trova svantaggiata a causa della sua struttura produttiva, costituita da piccole imprese in settori a media tecnologia, e dello scarso coordinamento tra politiche di ricerca e industriali. Le politiche pubbliche a sostegno della produzione nazionale di energie rinnovabili appaiono, inoltre, piuttosto disorganiche, slegate da una visione strategica di lungo periodo. Le politiche italiane destinate a supportare l'offerta comprendono meccanismi più o meno diretti, come il Fondo per le Piccole e Medie Imprese per investimenti produttivi innovativi istituito nel 2009 che include interventi nel campo delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, della mobilità sostenibile e delle nuove tecnologie (700 milioni di euro), il bando per i progetti di innovazione industriale per l'efficienza energetica del programma "Industria 2015", il Fondo per l'innovazione tecnologica (35 milioni, più altri 20 per le imprese nel Mezzogiorno), il Fondo rotativo di Kyoto (200 milioni di euro l'anno per tre anni) stabilito nel 2008 e divenuto operativo solo nel marzo 2012. Esistono poi strumenti di garanzia pubblica dei finanziamenti concessi agli investimenti dalle istituzioni di credito. A queste politiche si aggiungono i diversi bandi pubblici a livello nazionale o locale, di diversa entità e con diversi meccanismi, e tutti gli strumenti elaborati a livello regionale che godono del sostegno dei fondi strutturali europei per il periodo 2007-2013.

L'esperienza della Germania dimostra come le azioni di promozione di maggiore durata temporale siano in grado di fornire un supporto significativo sia in prospettiva ambientale che socio-economica. Le iniziative a breve termine producono invece l'effetto di alterare le dinamiche di mercato, creando un picco di domanda destinato a crollare una volta terminati gli incentivi. In Italia, sarebbe pertanto necessaria un'azione di razionalizzazione degli schemi di incentivazione sulla base di obiettivi chiari e a lungo termine in grado di creare condizioni stabili sul mercato e attirare nuovi investimenti. Gli ostacoli burocratici dovrebbero essere ridotti, in combinazione con una incentivazione più centrata sulla filiera produttiva, mentre i Fondi strutturali dovrebbero essere impiegati per favorire la creazione di poli industriali focalizzati sui nuovi settori tecnologici, sulla scorta dell'esempio tedesco.

## 5.4 Ricadute occupazionali e bisogni formativi

### 5.4.1 Il potenziale occupazionale della green economy

Gli impatti delle politiche verdi sull'occupazione sono ancora difficili da valutare in quanto esistono ancora discordanze sulle definizioni, sulle metodologie e sui dati delle politiche di contenimento del climate change.

Nell'attuale fase di transizione verso una società *low carbon*, si riscontra un comune accordo nel rilevare la crescita occupazionale soprattutto nel breve periodo, ottenuta dal differenziale tra guadagno e perdita di posti di lavoro nei settori verdi e nei settori più inquinanti ed energivori<sup>133</sup>.

Per misurare l'andamento dell'occupazione occorre considerare una serie di fattori oltre a quello temporale:

- Le caratteristiche dei settori produttivi in termini di emissioni e intensità energetica.
- Lo sviluppo delle nuove tecnologie e l'intensità di lavoro relativa (potenziale occupazionale).
- Le caratteristiche della forza lavoro in termini di aggiornamento e acquisizione di competenze e abilità<sup>134</sup>.

In relazione al primo punto, lo studio "*Greening Jobs and Skills*", dell'OECD (2010) riporta i dati sugli effetti delle politiche e le misure sui cambiamenti climatici quali, ad esempio, l'adozione di una *carbon tax*. Una tale misura inciderebbe sulle attività e sull'occupazione nei settori ad alta intensità emissiva (come in parte sui trasporti, sulla produzione e distribuzione di energia da fonti tradizionali) favorendo invece i settori meno inquinanti (tecnologie pulite e le energie rinnovabili, il settore terziario dei servizi).

Si consideri che nei paesi OECD, l'82% delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei settori non agricoli (attività industriali e servizi) è generato da industrie che impiegano l'8% dell'occupazione totale<sup>135</sup>. Gli effetti di una *carbon tax* sarebbero dunque numericamente contenuti, determinando una perdita nei settori più inquinanti ampiamente compensata dallo sviluppo e dalla crescita dei settori *low carbon* ad alto contenuto tecnologico.

Il settore energetico mostra un potenziale occupazionale maggiore nelle attività connesse all'installazione e gestione degli impianti a fonti rinnovabili rispetto agli impianti tradizionali. La maggiore intensità di lavoro nei primi emerge dal confronto di 12 studi sugli impianti energetici da fonti tradizionali e da fonti rinnovabili.

Pur nella variabilità delle stime prodotte, il settore delle rinnovabili sembra offrire maggiore potenzialità occupazionali nelle diverse fasi del ciclo di vita dell'impianto, dalla costruzione e installazione alla fase di gestione (O&M)<sup>136,137</sup>.

---

<sup>133</sup> Cfr. gli studi riguardanti l'andamento dell'occupazione nei settori energetici in *Green Growth Studies*, OECD, 2011.

<sup>134</sup> "Climate change, Innovation and Jobs", Frankhauser et. al., in *Climate policy* (2008).

<sup>135</sup> OECD (2011), *Towards Green Growth*.

<sup>136</sup> M. Wei et. al. (2006), "Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?".

<sup>137</sup> A simili conclusioni perviene anche uno studio realizzato nel 2010 in Spagna, nella regione di Aragona, interessata negli ultimi anni da una robusta crescita del solare e dell'eolico. Ogni MW generato da fonti rinnovabili produce occupazione dalle 2 alle 4 volte in più rispetto alle tecnologie tradizionali. Sastresa et al. (2010), "*Local impact of renewables on employment: Assessment methodology and case study*".

Tabella 5.9 – Occupazione media per le diverse tecnologie energetiche

Energy Technology	Source of Estimate	Average Employment Over Life of Facility (jobs/MWa)		
		Construction, Manufacturing, Installation	O&M and fuel processing	Total Employment
PV 1	REPP, 2001	6.21	1.20	7.41
PV 2	Greenpeace, 2001	5.76	4.80	10.56
Wind 1	REPP, 2001	0.43	0.27	0.71
Wind 2	EWEA/Greenpeace, 2003	2.51	0.27	2.79
Biomass – high estimate	REPP, 2001	0.40	2.44	2.84
Biomass – low estimate	REPP, 2001	0.40	0.38	0.78
Coal	REPP, 2001	0.27	0.74	1.01
Gas	Kammen, from REPP, 2001; CALPIRG, 2003; BLS, 2004	0.25	0.70	0.95

Fonte: Kammen et al. (2006)

In tale processo di cambiamento, un ruolo fondamentale è svolto da lavoratori in grado di adeguarsi alle trasformazioni dei settori produttivi e del mercato del lavoro. Una lettura anticipata dei fenomeni di uscita dal mercato del lavoro consente di poter prevenire e contenere i costi sociali mediante l'adozione di misure di riconversione e integrazione delle competenze dei lavoratori coinvolti.

L'indagine ILO e CEDEFOP nasce a tale scopo, nell'ambito della "Green Jobs Initiative", una iniziativa realizzata in forma di partenariato tra le seguenti organizzazioni internazionali: l'International Labour Organization (ILO), l'United Nations Environmental Programme (UNEP), l'International Organization of Employers (IOE) e l'International Trade Union Confederation. L'obiettivo è di effettuare una analisi dei *green jobs* in 21 paesi che rappresentano il 60% della popolazione mondiale, il 59% del PIL e il 49% delle emissioni di CO<sub>2</sub><sup>138</sup>. Il rapporto non avanza stime numeriche sul saldo occupazionale né suggerisce specifici metodi di calcolo, ma tenta una prima analisi qualitativa del fenomeno individuando buone prassi già adottate in alcuni paesi e proponendo differenti interventi formativi secondo le tipologie di lavoratori interessati.

I primi elementi che emergono dai *country studies* individuano dei fattori di criticità della forza lavoro impiegata nei settori più a rischio (trasporti, produzione e distribuzione di energia da fonti tradizionali) come l'elevata età media dei lavoratori e le basse qualifiche. Alla stessa conclusione giunge peraltro il già citato studio dell'OECD che sottolinea quanto ai settori ad alta intensità energetica e carbonica corrisponda una forza lavoro matura e con basse qualifiche. Tali gruppi evidenziano un'obsolescenza nelle competenze che richiede un intervento formativo di aggiornamento e riqualificazione professionale, finalizzato alla ricollocazione nel mercato del lavoro.

Diverso è il caso dei lavori richiesti per i settori in espansione ad alto livello tecnologico (come le attività riconducibili alle fonti rinnovabili). In questo caso si parla di nuove occupazioni legate ad una elevata formazione con conoscenze specialistiche soprattutto nel campo energetico ed ambientale.

Nei diversi casi studio si pone l'accento su quanto il *greening* comporti una riqualificazione professionale delle occupazioni esistenti, l'innovazione di materiali, metodi e processi produttivi, di settori a rapida trasformazione tecnologica come nel caso dell'edilizia. Le indagini rilevano l'importanza di aggiornare le competenze tecnico-scientifiche lungo l'intero arco della vita lavorativa.

Alcuni paesi dell'Unione Europea hanno evidenziato una particolare fragilità della forza lavoro, carente in alcune competenze di base che limitano la competitività e riducono le capacità di sfruttare le opportunità offerte dalla *green growth*<sup>139</sup>.

<sup>138</sup> UNEP, ILO, IOE, ITUC (2008), "Green Jobs: Towards decent work in a sustainable, low-carbon world."

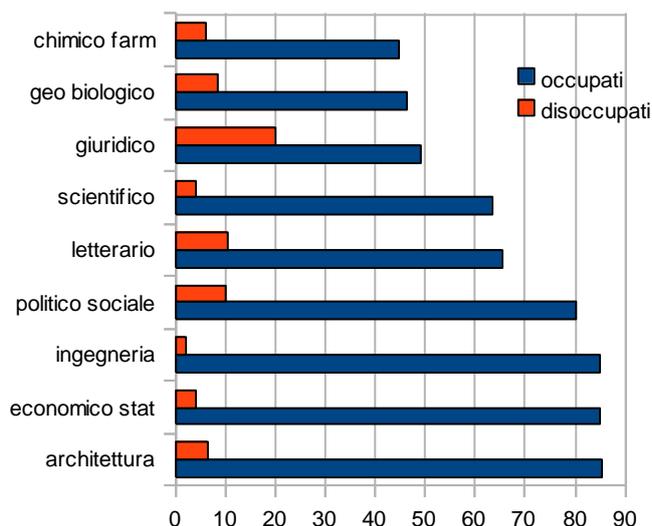
<sup>139</sup> CEDEFOP, ILO (2011) Skills for green jobs. A global view.

Una tale carenza si registra soprattutto nelle aree tecnico-scientifiche come matematica, ingegneria, scienze, che hanno visto negli ultimi anni una riduzione del numero degli iscritti. In Germania il mercato del lavoro ha dovuto sopperire a tale mancanza aprendo le porte ai lavoratori stranieri in possesso delle competenze richieste<sup>140</sup>.

Guardando alla realtà italiana i dati del MIUR sulla formazione universitaria nelle facoltà scientifiche mostrano un andamento in controtendenza rispetto al resto dei paesi europei. Ad esempio, nel triennio 2006-2009, l'offerta formativa del gruppo scientifico, delle facoltà di ingegneria, di scienze matematiche fisiche e naturali ha registrato un aumento costante degli iscritti al primo anno soprattutto nella facoltà di ingegneria, aumentata del 13%<sup>141</sup>.

Le ragioni della specificità italiana vanno ricercate innanzitutto nell'analisi della prospettiva di lavoro offerta ai giovani laureati. Anche in una situazione di crisi occupazionale, in particolare per le fasce più giovani della popolazione attiva, le facoltà scientifiche offrono maggiori opportunità di lavoro rispetto ad altri corsi di laurea. Secondo l'indagine Almalaurea sulla condizione occupazionale dei laureati<sup>142</sup>, l'85% degli ingegneri vengono assunti entro tre anni dal conseguimento della laurea mentre il 2,2% rimane disoccupato. Le altre lauree scientifiche presentano dati meno favorevoli, pur registrando tassi di disoccupazione (a tre anni dalla laurea) molto bassi, con il 3,9%.

**Figura 5.28 – Tasso di occupazione e disoccupazione a tre anni dalla laurea per gruppo disciplinare (anno di riferimento: 2010)**



Fonte: elaborazione ENEA su dati Almalaurea

L'analisi dei settori in cui si inseriscono i giovani laureati conferma la crescita del comparto chimico/energetico nell'attrarre laureati provenienti da discipline tecnico scientifiche. La tabella relativa ai laureati in ingegneria (tabella 5.10), evidenzia che la metà di questi entrano nel mercato del lavoro del settore industriale all'interno del quale cresce il ruolo svolto dal comparto energetico<sup>143</sup>.

<sup>140</sup> CEDEFOP (2010), "Skills for green jobs. Germany. Country Report".

<sup>141</sup> Elaborazione ENEA su dati del Ministero dell'Istruzione dell'Università e della Ricerca Scientifica.

<sup>142</sup> Consorzio interuniversitario Almalaurea (2011), "Condizione occupazionale dei laureati. XIII indagine", dati disponibili online su [www.almalaurea.it](http://www.almalaurea.it)

<sup>143</sup> Il recente Rapporto del 6° Osservatorio Confartigianato Giovani Imprenditori rafforza la tesi che il comparto dell'energia ha retto alla recessione risultando in controtendenza rispetto agli altri settori economici. Il settore Energia include le divisioni Ateco 2007 19-Fabbricazione di coke e prodotti derivanti dalla raffinazione del petrolio, 35-Fornitura di energia elettrica, gas, vapore e aria condizionata e 36-Raccolta, trattamento e fornitura di acqua. Pertanto, gli occupati nel settore non possono essere identificabili unicamente come *green jobs*.

Tabella 5.10 – Occupati a tre anni dalla laurea in ingegneria (ripartizione percentuale per settori di attività)

	2007	2008	2009	2010
<b>Settore di attività (%)</b>				
Pubblico			6,6	6,8
Privato			93,4	93,1
<b>Ramo di attività economica (%)</b>				
<b>Agricoltura</b>	0,3	0,2	0,2	0,1
Metalmecchanica e meccanica di precisione	20,3	19,2	19	21,8
Edilizia	24,2	21,3	15	10
<b>Chimica/Energia</b>	<b>6,8</b>	<b>6,9</b>	<b>10,3</b>	<b>13,4</b>
Altra industria manifatturiera	8,5	7,8	5,3	10,8
<b>Totale industria</b>	<b>59,8</b>	<b>55,1</b>	<b>49,6</b>	<b>56</b>
Commercio	3,7	2,9	2,8	2
Credito, assicurazioni	1,8	1,4	1,4	2
Trasporti, pubblicità, comunicazioni	5,3	7	5,1	4,8
Consulenze varie	8,6	12,5	21	11,2
Informatica	7,5	9	7,8	12,8
Altri servizi alle imprese	4	4,2	4,7	2,6
Pubblica amministrazione, forze armate	3,2	2,4	2,4	1,8
Istruzione e ricerca	4,6	3,7	3,5	2,8
Sanità	0,6	0,5	0,5	1,1
Altri servizi	0,5	0,8	1,1	1,9
<b>Totale servizi</b>	<b>39,9</b>	<b>44,6</b>	<b>50,2</b>	<b>43,1</b>

Fonte: Almalaurea

#### 5.4.2 La situazione italiana nella formazione professionale e nell'alta formazione

I *country studies* realizzati da CEDEFOP fanno emergere una forte analogia nelle ricadute e negli effetti del *greening* sul mercato del lavoro e sul sistema produttivo dei vari paesi. Gli studi concordano inoltre nel sostenere che gli interventi correttivi e le risposte alle esigenze occupazionali e formative devono articolarsi secondo le dinamiche locali, considerando le specificità e le potenzialità offerte dall'insieme degli attori coinvolti nelle diverse realtà territoriali.

Cogliere in maniera integrata il fabbisogno di competenze che spesso si esprime a livello locale e territoriale, diviene la sfida principale sulla quale si deve misurare il livello politico nazionale perché si traduca in un'offerta formativa organica e strutturata che sappia rispondere alle nuove esigenze del mercato del lavoro.

In generale, dalle precedenti analisi, emerge una duplice necessità. Da un lato, quella di **aggiornare e riqualificare** professionalmente quei lavoratori (tipicamente *low-skilled*) che rischiano di uscire dal mercato del lavoro in questa fase di crisi e transizione verso un sistema energetico maggiormente incentrato sull'utilizzo delle fonti rinnovabili. Dall'altro, quella di **formare nuove figure professionali** con elevate competenze in ambito energetico e ambientale.

In Italia, da diversi anni ISFOL, nell'ambito del Progetto Ambiente-Ifolamb, ha avviato un'indagine censimentale sull'offerta formativa in campo ambientale che ha portato alla realizzazione di una banca dati dell'offerta formativa programmata e/o realizzata in Italia da più soggetti pubblici e privati. Il campo di analisi dell'indagine è rappresentato dai percorsi formativi ambientali orientati a sviluppare o a rafforzare competenze professionali per lo sviluppo sostenibile. Le attività formative ambientali rilevate si riferiscono a 3 sub-universi (formazione professionale; corsi di laurea universitari; formazione post-laurea) e sono ripartite secondo una serie di macro-aree (agricoltura ecocompatibile; disinquinamento; normativa ambientale; conservazione, tutela, difesa e valorizzazione dell'ambiente e del territorio; ecc.) e sub-aree o ambiti di riferimento (quali ad esempio: produzione biologica, energie rinnovabili e risparmio delle risorse, urbanistica).<sup>144</sup>

<sup>144</sup> Per ulteriori approfondimenti, si veda "Offerta formativa ambientale. Rapporto 2004-2009", ISFOL, dicembre 2009, o il sito del Progetto Ambiente-Ifolamb <http://ambiente.isti.cnr.it/index.html>

Per analizzare la risposta in ambito nazionale e le due dimensioni della formazione professionale e dell'alta formazione, si è fatto ricorso ai dati estratti da IFOLAMB per il periodo 2006-2010 e relativi ai corsi di **formazione professionale** e **master** attivati. Sono stati esclusi dall'indagine i corsi universitari in parte già trattati sopra. Questa scelta è inoltre motivata dalla minore capacità dell'offerta formativa universitaria di adattarsi in maniera rapida e flessibile alle esigenze in veloce cambiamento del mercato del lavoro, spesso a causa di tempistiche burocratiche più lunghe per l'implementazione di questo tipo di corsi. Infine, la durata dei corsi stessi (almeno due anni) consente di fornire un'evidenza di medio periodo in termini di ricadute occupazionali<sup>145</sup>, mentre un tale effetto per i corsi di formazione professionale e master (la cui durata oscilla da singole giornate fino a un anno) è potenzialmente verificabile in un periodo di tempo più breve.

Per il periodo considerato, il numero totale di corsi di formazione ambientale è stato pari a 6704. Ai fini della nostra analisi, sono stati selezionati 1377 corsi (1210 di formazione professionale e 167 master), rientranti nei seguenti ambiti di riferimento: rifiuti (29); energie rinnovabili e risparmio delle risorse (911); controllo di qualità e certificazione ambientale (190); aria (43); urbanistica (204).

I dati sono stati quindi rielaborati in modo da riallocare i corsi nelle seguenti macro-categorie:

- **Fonti energetiche rinnovabili** (466 corsi in totale, di cui 462 da Energie rinnovabili e risparmio delle risorse; 2 da Aria; 1 da Urbanistica; 1 da Educazione ambientale)<sup>146</sup>.
- **Efficienza energetica e gestione delle risorse** (656 corsi in totale, di cui 29 da Rifiuti, 448 da Energie rinnovabili e risparmio delle risorse, 2 da Aria, 177 da Urbanistica)<sup>147</sup>.
- **Mobilità sostenibile** (26 corsi da Urbanistica)<sup>148</sup>.

Sono stati esclusi dall'analisi la maggior parte dei corsi rientranti nell'ambito "Aria"<sup>149</sup>, che raccoglie prevalentemente corsi sulla normativa e sulle politiche (ETS) e su come misurare le emissioni di gas serra, e quelli nell'ambito "Controllo di qualità e certificazione ambientale"<sup>150</sup> relativi alla gestione ambientale dei processi produttivi (normativa ISO, etichette ambientali, EMAS ecc.).

È interessante osservare in che modo è variata nel tempo nel nostro Paese l'**offerta formativa in ambito energetico** rispetto all'andamento dell'**offerta formativa ambientale** nel suo complesso. Per fare ciò, consideriamo l'insieme dei corsi rientranti nelle tre categorie definite sopra per un totale di 1148 corsi nel periodo 2006-2010.

Dalla figura 5.29 è evidente come, a fronte di una generale contrazione nell'offerta di corsi di formazione ambientale tra il 2006 e il 2010 (-34,78%), si registri un marcato aumento dei corsi in ambito energetico (+186,92%), il cui peso percentuale sull'offerta formativa ambientale nel suo complesso passa dall'8,36% nel 2006 al 32,35% nel 2010.

Si noti che il moltiplicarsi del numero di corsi di formazione professionale nell'ambito dell'efficienza energetica e della gestione delle risorse (+260% circa) ha un ruolo predominante nello spiegare questo processo. Il contributo dei master, al contrario, è rimasto alquanto limitato nonostante un aumento dell'offerta nel corso degli anni.

---

<sup>145</sup> Si veda, al riguardo, l'analisi dei dati Almalaurea contenuta nel paragrafo 5.4.1.

<sup>146</sup> Rientrano in questa categoria tutti quei corsi in cui si fa riferimento alle fonti rinnovabili nel titolo del corso, anche laddove si parli sia di rinnovabili sia di efficienza energetica.

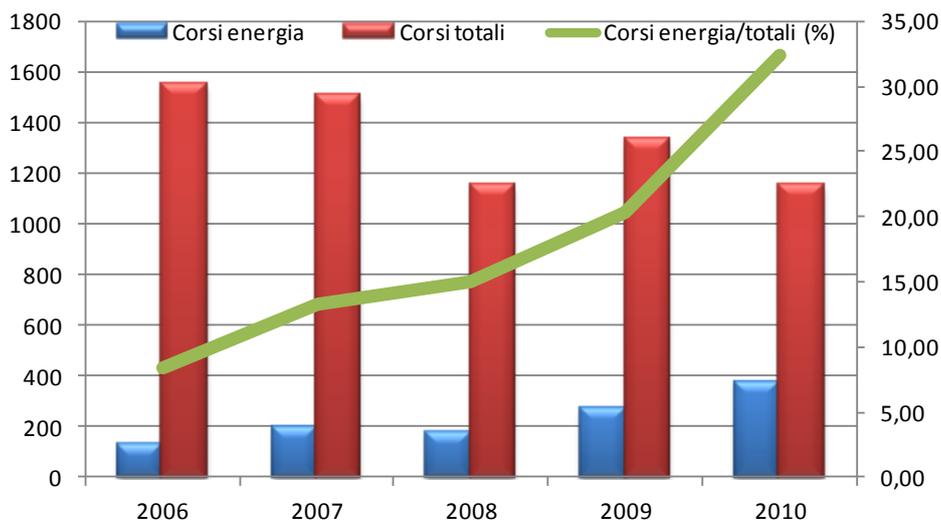
<sup>147</sup> Sono stati inseriti tutti quei corsi strettamente connessi ai temi dell'efficienza e del risparmio energetico (ad esempio, certificatori, Energy manager, ecc.), della gestione dei rifiuti e dei materiali, e della bioedilizia e bioarchitettura.

<sup>148</sup> Sono stati inseriti i corsi per *mobility manager* e quelli in ambito energetico e ambientale per il settore trasporti.

<sup>149</sup> Su un totale di 43 corsi, 2 sono stati riassegnati alla categoria FER (emissioni di impianti a biomassa) e altri 2 alla categoria EE e gestione risorse (1 su depurazione reflui urbani e industriali e 1 su stoccaggio della CO<sub>2</sub>).

<sup>150</sup> Si tratta di un ambito molto omogeneo che difficilmente trova sistemazione nelle categorie da noi definite in questo capitolo.

**Figura 5.29 – Trend nell’offerta formativa energetica e ambientale (numero corsi p.a. – asse di sinistra – e rapporto % – asse di destra –, 2006-2010)**



Fonte:elaborazione ENEA su dati ISFOL (Progetto Ambiente-Ifolamb)

Nelle diverse aree geografiche del nostro Paese<sup>151</sup>, si riscontrano andamenti diversificati, ma comunque positivi nel corso del tempo, nel rapporto tra offerta formativa energetica e ambientale nel suo complesso. L’aumento più sensibile si osserva nel Mezzogiorno, area in cui il peso della formazione energetica aumenta dal 3% al 33% circa tra il 2006 e il 2010, grazie in particolare al contributo della Regione Puglia dove nel 2010 si sono svolti circa l’80% dei corsi in ambito energetico per quell’area. Il Nord-Est e il Nord-Ovest mostrano incrementi in linea con il trend nazionale, mentre il Centro (dove l’offerta formativa energetica rappresentava già una quota rilevante nel 2006) presenta un incremento meno marcato.

Anche i trend riguardanti l’offerta formativa sembrano pertanto indicare come il settore energetico rappresenti attualmente nel nostro Paese il settore più dinamico e con maggiori opportunità di sviluppo professionale e occupazionale. Formazione professionale e alta formazione sembrano rispondere alla trasformazione del mercato del lavoro che richiede un numero crescente di figure professionali in possesso di competenze qualificate in ambito energetico. Infatti, un’analisi dei dati Eurostat per il II trimestre del 2011 ha mostrato come in Italia sia aumentata l’occupazione nel settore Energia del 15,3% rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente e del 17,2% rispetto al biennio 2009-2011 a fronte di variazioni nulle o minimamente positive a livello UE-27<sup>152</sup>.

Sostenere il cambiamento anche in ambito formativo rappresenta una delle conclusioni che possono essere tratte dalla breve ricognizione sin qui sviluppata. Il crescente legame tra energia, ambiente ed economia richiede di essere pienamente compreso e soprattutto guidato attraverso lo sviluppo di nuove conoscenze scientifiche e tecnologiche. In quest’ottica, occorre formare non solo i giovani lavoratori per i nuovi settori in fase di sviluppo ma anticipare la trasformazione di un mercato del lavoro che vede una sensibile crescita nell’età media dei lavoratori. Per realizzare tali obiettivi è necessario intervenire sulla formazione favorendo l’incontro tra offerta e domanda soprattutto nei settori *low carbon*; anticipando i bisogni formativi per le professioni obsolete; programmando l’aggiornamento dei curricula della formazione di base, professionale e l’alta formazione.

<sup>151</sup> Nord-Ovest: Val d’Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia. Nord-Est: Veneto, Trentino Alto-Adige, Friuli Venezia Giulia, Emilia-Romagna. Centro: Toscana, Umbria, Marche, Lazio. Mezzogiorno: Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia, Sardegna.

<sup>152</sup> Elaborazione Ufficio Studi Confartigianato su dati Eurostat, ottobre 2011. È importante ricordare, come già accennato sopra, che il settore Energia include comparti tradizionali legati alla lavorazione di fonti fossili (petrolio, gas, carbone).

## 5.5 Green economy: energia e territorio

### 5.5.1 Piani energetici locali e green economy

Per il raggiungimento degli obiettivi UE al 2020, noti come strategia del 20-20-20, sono stati messi in atto politiche nazionali e vari interventi di incentivazione, che stanno coinvolgendo in termini di obblighi/opportunità anche le istituzioni regionali e locali.

A queste ultime è stato chiesto di produrre delle stime dei potenziali possibili sul proprio territorio in termini di risparmio energetico, di produzione di energia da fonti rinnovabili e di riduzione delle emissioni di gas serra.

La comunità scientifica nazionale e le istituzioni locali, a partire da quelle regionali, hanno, quindi, dovuto elaborare una metodologia, atta a definire le politiche regionali, basata sulla correlazione tra le tecnologie esistenti e il territorio, attraverso l'ausilio di una tecnologia innovativa che mette in relazione le banche dati esistenti.

La cogente ridefinizione delle politiche locali ha comportato l'introduzione nello schema pianificatorio regionale di indicatori energetici, da utilizzare sia nella pianificazione urbanistica, sia nei regolamenti edilizi, sia nei processi autorizzativi, nonché nelle scelte di incentivazione delle singole tecnologie. L'introduzione dei suddetti indicatori ha determinato un'innovazione nella metodologia di redazione dei Piani Energetici Ambientali Regionali (PEAR) e dei Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile (PAES).

I nuovi approcci di pianificazione energetica si basano, dunque, su:

- nuovi indicatori, quali una valutazione del potenziale regionale di valorizzazione di ognuna delle fonti rinnovabili (eolica, solare, biogas, biomasse, ivi compresi i rifiuti, anche biodegradabili, e i residui o sottoprodotti dell'agricoltura e dell'allevamento), tenendo anche conto dell'attuale livello di produzione di energia da ognuna di tali fonti;
- un'ipotesi di quantificazione del contributo regionale agli obiettivi comunitari di sviluppo delle fonti rinnovabili, di riduzione delle emissioni di gas serra e di risparmio energetico al 2020 (c.d. obiettivi 20-20-20), accompagnata da un'indicazione qualitativa e, laddove possibile, quantitativa, delle misure da attuare in ambito regionale per raggiungere tali obiettivi.

In particolare dalle analisi di questi nuovi approcci, è emerso che senza una razionalizzazione degli interventi non sarà semplice raggiungere gli obiettivi. Per razionalizzazione, si intende la necessità di rendere ripetibili e ad alta efficacia, anche nel campo della conoscenza, le politiche localizzative e di incentivazione, riducendo anche i conflitti socio-economici. Pertanto, una loro maggiore diffusione dipende dalle problematiche gestionali e dalla localizzazione sul territorio in relazione al fatto che le tecnologie per la produzione di energia sono considerate mature, sia sotto il profilo dell'efficienza che della sostenibilità.

I nuovi approcci di pianificazione energetica regionale e locale, già trattati nella "Relazione sull'Efficienza energetica 2012" prodotta da ENEA, evidenziano come per una corretta definizione dei potenziali siano necessarie analisi e dotazioni strumentali innovative. Queste possono essere garantite soltanto da enti di ricerca di eccellenza, come ad esempio ENEA, la cui missione, tra l'altro, si concretizza nel rendere fruibile alle istituzioni regionali e comunali queste nuove tecnologie in modo che questi ultimi siano in grado di gestire in modo sostenibile il rapporto fonte rinnovabile, efficienza energetica e territorio. La partecipazione di queste strutture scientifiche, inoltre, garantisce a livello locale la presenza di una continuità decisionale, legata all'utilizzazione delle tecnologie attraverso il consenso sociale e territoriale e attraverso la creazione/formazione di una capacità territoriale di supporto alle decisioni.

Il nuovo set di indicatori relativi alle stime dei potenziali (eolici, solari, biomasse) si configura, inoltre, come utile strumento di policy in grado di fare coesistere tali impianti con gli altri usi del territorio.

Le novità più eclatanti del panorama energetico pianificatorio attengono, dunque, a tre elementi:

- la consapevolezza che con le energie rinnovabili si possano soddisfare tutte le richieste di energia;
- l'energia prodotta con le fonti rinnovabili è ormai una "energia sostitutiva" e non "solo aggiuntiva" rispetto a quella prodotta con fonti fossili;
- la fruizione di energia da impianti distribuiti richiede la "ri-progettazione della rete".

Questi tre elementi ci inducono a riflettere sulle scelte delle tecnologie (si scrive tecnologia ma si legge fonte), sulla riformulazione degli incentivi, sia sotto il profilo economico che della destinazione degli stessi, sulle competenze necessarie al processo, ma, soprattutto, ci obbligano a porci le seguenti domande:

- In quale parte del territorio si collocano gli impianti?
- In funzione di ciò, come rendere efficace e "sostenibile" il processo?

La pianificazione energetica *si contraddistingue*, dunque, come elemento fondamentale per la buona riuscita del processo, sul piano nazionale, per il raggiungimento degli obiettivi dell'Italia nella strategia UE.

Infatti, i decisori, così come i finanziatori, si pongono l'obiettivo di ridurre i rischi, ottimizzando i processi decisionali. Tale obiettivo può essere perseguito stimando, per ogni territorio, il potenziale di energie rinnovabili disponibili, e utilizzando queste stime per la pianificazione della produzione energetica di ogni singola fonte e la conseguente ridefinizione della rete locale di distribuzione in un'ottica di rete intelligente (*smart grid*).

Una pianificazione energetica siffatta consentirebbe di affrontare i cambiamenti insiti nel nuovo paradigma energetico promuovendo programmi di ricerca e innovazione tecnologica.

In questo contesto va segnalata l'iniziativa denominata "Patto dei Sindaci" che presenta elementi innovativi quali lo strumento di pianificazione energetica comunale e il percorso condiviso delle *policy*. Infatti, il Patto dei Sindaci, mobilitando gli attori locali e regionali, ai fini del perseguimento degli obiettivi europei, si configura come un eccezionale modello di *governance* multilivello.

Dopo l'adozione del Pacchetto europeo su clima ed energia nel 2008, la Commissione europea ha lanciato il Patto dei Sindaci per avallare e sostenere gli sforzi compiuti dagli enti locali nell'attuazione delle politiche nel campo dell'energia sostenibile. I governi locali, infatti, svolgono un ruolo decisivo nella mitigazione degli effetti conseguenti al cambiamento climatico, soprattutto se si considera che l'80% dei consumi energetici e delle emissioni di CO<sub>2</sub> è associato alle attività urbane.

Ad oggi "Il Patto dei sindaci" conta 3646 città aderenti, coinvolgendo circa 155 milioni di cittadini UE. In Italia le municipalità aderenti ammontano a 1683 città. La gran parte di esse è passata alla seconda fase del "Patto" ossia alla definizione, sulla base delle linee guida emanate a livello europeo, dei Piani di Azione per l'Energia Sostenibile (PAES), strumenti di attuazione del Patto stesso.

La Commissione europea sostiene l'iniziativa incoraggiando lo scambio di buone pratiche sul sito web dedicato ([www.eumayors.eu](http://www.eumayors.eu)) e aiutando le autorità locali a finanziare le azioni in ambito energetico tramite programmi quali, ad esempio ELENA, che nel 2010 ha erogato finanziamenti per 15 milioni di euro.

Con il "Patto dei sindaci", le amministrazioni comunali si impegnano a determinare la quantità di CO<sub>2</sub> emessa attualmente (la cosiddetta *baseline*) e a definire il piano di interventi per la riduzione della CO<sub>2</sub>. Si impegnano inoltre a sensibilizzare i loro cittadini e a condividere le buone pratiche.

Al fine di tradurre il loro impegno politico in misure e progetti concreti, i firmatari del Patto si impegnano a:

- Redigere un Inventario di Base delle Emissioni. L'Inventario di Base delle Emissioni è la quantificazione di CO<sub>2</sub> rilasciata per effetto del consumo energetico nel territorio di un firmatario del Patto durante l'anno di riferimento. Altro obiettivo da perseguire è l'identificazione delle principali fonti di emissioni di CO<sub>2</sub> e i rispettivi potenziali di riduzione.
- Presentare, entro l'anno successivo alla firma, un Piano d'azione per l'energia sostenibile (PAES). Il PAES è un documento chiave in cui i firmatari del patto delineano in che modo intendano raggiungere l'obiettivo minimo di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> entro il 2020. Il documento, inoltre, definisce le attività e gli obiettivi, valuta i tempi e le responsabilità assegnate. I firmatari del Patto sono liberi di scegliere il formato del proprio PAES, a condizione che questo sia in linea con i principi enunciati nelle Linee Guida del PAES, in cui sono delineate le azioni principali che essi intendono avviare.

Oltre al risparmio energetico, i risultati delle azioni dei firmatari sono molteplici:

- la creazione di posti di lavoro nella *green economy*, stabili e qualificati, non subordinati alla delocalizzazione delle attività produttive;
- un ambiente e una qualità della vita più sani;
- un'accresciuta competitività economica e una maggiore indipendenza energetica.

Il coordinamento delle diverse azioni dei PAES, inoltre, avrebbe altre ricadute sui territori, quali, ad esempio:

- azioni vantaggiose e replicabili da altri enti locali, province, regioni o reti;
- la realizzazione di una banca dati di buone prassi tra i firmatari del Patto;
- la redazione di un Catalogo dei Piani d'azione per l'energia sostenibile.

### **5.5.2 Potenzialità territoriale della produzione di energia da fonti rinnovabili**

Come illustrato nel paragrafo precedente, gli studi maturati nell'ultimo decennio nel campo dell'uso delle fonti rinnovabili di energia e delle azioni di efficienza energetica, hanno significativamente contribuito ad un'innovazione metodologica e tecnologica, offrendo nuovi strumenti di analisi alla pianificazione energetica.

Tenendo conto dell'economia di questo contributo, si vogliono illustrare alcuni elementi di *best practice*, alcuni consolidati, altri ancora *in progress*, che caratterizzano specifici strumenti della pianificazione energetica a scala locale.

In particolare, ci riferiamo ai:

- PEAR regionali, nati in ottemperanza agli obiettivi regionali relativi alla produzione di energia elettrica e termica da fonti rinnovabili e di risparmio energetico;
- Piani Energetici Provinciali, analoghi a quelli regionali;
- PAES, adottati dal Patto dei Sindaci.

Dei tre strumenti di pianificazione energetica sopra indicati, si precisa che ad oggi alcuni PEAR già sono stati progettati con criteri innovativi. Anche a livello comunale, sia in grandi città metropolitane che in piccoli comuni, si registrano esempi di pianificazione energetica (PAES) all'avanguardia mentre mancano Piani provinciali aggiornati alla strategia UE 20-20-20.

A titolo esemplificativo, se consideriamo il PEAR della Regione Emilia-Romagna, prodotto nell'aprile 2011, notiamo che esso rappresenta uno strumento di pianificazione di seconda generazione in quanto si arricchisce dei risultati prodotti sul campo per le specifiche fonti di energia rinnovabili.

Partendo dall'analisi degli scenari territoriali, sono state individuate le tecnologie prevalenti sulle quali si è concentrata l'attività pianificatoria.

In particolare troviamo:

- Il solare fotovoltaico, che rappresenta una tecnologia in rapida evoluzione, le cui conseguenze possono rintracciarsi nella modificazione dei rendimenti d'impianto, nella riduzione delle superfici occupate, nel cambiamento dei rendimenti da capitale impiegato, nella modificazione delle normative di incentivazione, nonché nel forte legame con le caratteristiche del territorio.
- Le biomasse, che rappresentano delle tecnologie abbastanza consolidate, le cui normative di incentivazione sono in evoluzione e le cui disponibilità di combustibile (che influenzano a loro volta l'efficienza dell'impianto ed i costi dell'energia prodotta) si modificano rapidamente in funzione del mercato delle materie prime agricole. A queste problematiche, occorre aggiungere che i costi finali dell'energia prodotta variano in funzione delle caratteristiche territoriali in cui sono inseriti gli impianti. Inoltre, le biomasse si possono usare con una certa flessibilità per la produzione elettrica e termica, ma per usare in modo efficiente tale "flessibilità" si richiedono scelte tecnologiche non solo di mercato.
- Che tutte e tre le tecnologie (fotovoltaico, eolico e biomasse) sono molto richieste, presentano forti problematiche socio-economiche e sono legate a un rapido sviluppo/adeguamento della rete di distribuzione, che conduce, a sua volta, a innovazioni tecnologiche e di uso del territorio.

A partire da questi tre campi tecnologici, sono stati dimensionati e quantificati il numero degli impianti e la potenza di minima necessaria a raggiungere gli obiettivi regionali simulati, con differenti ipotesi percentuali del mix utile al raggiungimento degli obiettivi. Sulla base di tali simulazioni sono state individuate differenti proposte tecnologiche e politiche di programmazione inserite nel processo valutativo che hanno condotto alla progettazione del PEAR Emilia-Romagna. A tal proposito si precisa che il modello di simulazione dei diversi scenari è basato sulle caratteristiche delle tecnologie disponibili sul mercato.

Negli ultimi due anni l'ENEA, insieme alla comunità scientifica nazionale e internazionale, ha messo a punto specifici strumenti di valutazione a sostegno della realizzazione di Piani Energetici di seconda generazione, che si possono sinteticamente riassumere nei seguenti punti:

- calcolo del potenziale delle biomasse a livello regionale e nazionale (Atlante delle biomasse);
- calcolo del potenziale delle biomasse di origine agricola a uso energetico a livello provinciale e di specifiche aree territoriali;
- calcolo del potenziale di risparmio conseguibile con azioni di efficienza energetica degli edifici residenziali (derivato dal database nazionale ENEA sugli interventi del 55%);
- calcolo del potenziale di energia solare in un'area urbana o territoriale vasta (province e regioni);
- mappe del potenziale eolico *off-shore*;
- calcolo del potenziale idroelettrico regionale, provinciale o di area territoriale (bacino o provincia);
- valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> prodotta o risparmiata nei diversi interventi previsti nei programmi di sviluppo finanziati con fondi strutturali UE<sup>153</sup>.

---

<sup>153</sup> Si veda, al riguardo, il BOX 5.2.

Ciascuno di questi modelli/strumenti di valutazione risolve un problema tecnico-gestionale particolarmente rilevante quale è l'automatizzazione, la semplificazione e la standardizzazione del calcolo del potenziale energetico consentendo la produzione di scenari energetici confrontabili e a costo accessibile per le istituzioni locali a tutti i livelli e in grado di correlare le tecnologie con i loro effetti sociali, economici e ambientali.

Il loro uso contribuisce a una migliore risoluzione delle seguenti problematiche, tuttora presenti nella pianificazione energetica territoriale:

- calcolo non completamente automatizzato;
- limitazione nella tipologia di colture esaminabili;
- non flessibilità nell'analisi territoriale;
- necessità di riadattamento per i diversi contesti in cui deve essere impiegato;
- scarsa "trasparenza software" dei parametri di calcolo utilizzati;
- limitata "customizzazione" dei parametri relativi alle quantità fisiche legate alle fonti rinnovabili;
- esclusiva rappresentazione tabellare dei risultati;
- assenza di interfaccia grafica.

## BOX 5.2

Strumenti per la valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei programmi di politica regionale

L'adozione di politiche e misure volte a fronteggiare i cambiamenti climatici rende necessaria la predisposizione di adeguati strumenti che consentano di valutare l'efficacia di tali interventi, non solo in relazione ai risultati ambientali (riduzione e adattamento), ma contemplandone, in un'ottica di sviluppo sostenibile, gli effetti economici, tipicamente sulla crescita e l'occupazione. Come già segnalato (Cfr. ENEA "Rapporto Energia e Ambiente – Analisi e scenari", novembre 2010, § 6.1.1 pag. 118), "... i Fondi Strutturali sono stati, non solo per l'Italia, una grande palestra per l'applicazione dei processi di valutazione ambientale ai risultati dei programmi cofinanziati dalla Commissione Europea".

Questo indirizzo di ricerca viene condotto da ENEA fin dall'inizio dell'attuale ciclo di programmazione (Cfr. ENEA 2010 "Valutazione dell'impatto potenziale dei Programmi Operativi FESR sulla riduzione di gas serra") attraverso un progetto finalizzato a valutare l'effetto sulle emissioni di gas serra degli interventi previsti dal QSN 2007-2013, sia in termini di emissioni "evitate" grazie agli investimenti in rinnovabili ed efficienza energetica, sia in termini di emissioni "aggiuntive" connesse all'effetto sulla crescita degli interventi programmati. Le prime simulazioni disponibili fanno registrare un "effetto netto" in cui inizialmente (2010-2012) prevalgono le emissioni aggiuntive connesse alla fase di realizzazione degli interventi, mentre a partire dal 2013, con la messa a regime degli investimenti in rinnovabili ed efficienza, si stima un saldo pari a circa -5,5 Mt di CO<sub>2</sub> equivalente.

L'importanza di valutare gli effetti della Programmazione dei Fondi Comunitari per lo sviluppo regionale sulle emissioni di GHG è stata confermata dal lancio da parte della Commissione europea – D.G. Regio di un progetto per sviluppare un "Modello per la valutazione delle emissioni di CO<sub>2</sub> relative ai programmi per le politiche regionali". L'obiettivo è lo sviluppo, e il test in alcune regioni pilota, di un modello che, per le caratteristiche di flessibilità, generalità e facilità d'uso, consenta alle circa 400 regioni europee di stimare gli effetti sulle emissioni di CO<sub>2</sub> dei propri programmi operativi cofinanziati dai Fondi Strutturali e di Coesione nel ciclo 2014-2020. La proposta progettuale selezionata dalla Commissione è stata avanzata da un Consorzio guidato dall'ECN (NL) e composto, oltre che da ENEA, dal CRES (GR), Energies Demain (FR), ENVIROS (CZ) e University College of London (UK). Le regioni pilota sono 5 (3 convergenza e 2 competitività) di cui 2 italiane, Puglia ed Emilia-Romagna, insieme a Creta, Zuid-Holland e Repubblica Ceca. Le attività dureranno per tutto il 2012.

Nello sviluppo del modello verrà messa a frutto, oltre a quanto maturato in ENEA attraverso la valutazione del QSN, l'esperienza condotta in Francia da Energies Demain con l'implementazione del modello **Necater** sui programmi operativi francesi al fine di valutarne l'eventuale "neutralità carbonica". Il modello Necater consente di simulare modifiche nella programmazione e quantificare l'impatto sulle emissioni di tali diverse opzioni (per esempio allocazioni di risorse su diverse tipologie di intervento/tecnologie o implementazione di criteri di eco-condizionalità).

Il modello che si intende sviluppare può essere usato per la valutazione *ex ante* dei Programmi operativi partendo dall'allocazione delle risorse finanziarie su specifiche categorie di spesa ammissibili al finanziamento. Il confronto degli impatti connessi a diverse allocazioni di tali risorse consente, già nella fase iniziale della programmazione, un processo decisionale maggiormente consapevole ed informato. Durante le successive fasi di attuazione dei programmi il modello consente l'adeguamento delle stime sulla base delle informazioni e dei dati che emergono dal monitoraggio dei progetti finanziati.

Senza entrare in un eccessivo dettaglio tecnico riguardo attività ancora ampiamente *in progress*, si può anticipare che gli algoritmi del modello da implementare saranno basati sull'analisi dei programmi operativi delle regioni oggetto del test. Per ciascuna categoria di spesa ammissibile al finanziamento viene selezionato un campione statisticamente rappresentativo di progetti già programmati e avviati che viene caratterizzato sulla base di un set definito (libreria) di "azioni unitarie". Questo processo conduce ad una descrizione di un progetto "medio" per ciascuna categoria di spesa. Associando a ciascuna delle azioni unitarie specifici coefficienti è possibile valutare l'impatto sulle emissioni carboniche del budget previsto per quella categoria di spesa, presumendo che il "progetto medio" non si modifichi nel tempo. In altri termini, si tratta di processare tre passaggi significativi di un percorso che, partendo dall'investimento previsto, passa per una classificazione in azioni unitarie, e attraverso appropriati coefficienti associati a tali azioni, determina le relative emissioni.

A titolo esemplificativo, si illustrano di seguito due esempi di eccellenza che contribuiscono in modo significativo ad una pianificazione energetica rispondente ai criteri della sostenibilità.

#### Calcolo del potenziale delle biomasse in una specifica area territoriale

AGRI-RES-ENEA è uno strumento di valutazione quantitativa del potenziale di biomasse residuali ad uso energetico dal settore agricolo per un determinato contesto geografico amministrativo. Lo strumento consente di calcolare per 16 colture (erbacee ed arboree) i residui prodotti annualmente (paglie, fusti, frasche, sarmenti, legna) sulla base dei dati di superficie delle colture e dei dati di produzione.

Lo strumento integra parametri di calcolo (rapporto prodotto/sottoprodotto, % umidità residuo, PCI in termini di Mj/ton, indice di riuso % ecc.) per stimare le biomasse residuali lorde e disponibili di una singola provincia, regione o gruppi selezionati di province e regioni. Lo strumento consente la personalizzazione dei parametri di calcolo e include un sistema di *import* dei dati e di *output* secondo tabelle e grafici standardizzati.

Lo strumento di calcolo è utilizzabile per realizzare studi di disponibilità fisica (lorda e netta) dei residui agricoli a livello nazionale, regionale e/o provinciale e per valutare il potenziale energetico associato (TJ, ktep e/o kWh) ai fini della pianificazione delle politiche energetiche ambientali in relazione allo sviluppo territoriale di impianti di generazione energetica da biomasse.

AGRI-RES è utilizzabile come strumento di base per studi di approvvigionamento di centrali a biomasse e di analisi delle scelte tecnologiche (tipo, dimensione) appropriate alle caratteristiche del territorio. Il software è integrabile con l'Atlante delle Biomasse realizzato da ENEA in quanto utilizzabile per produrre e aggiornare alcuni dei dati contenuti nell'Atlante stesso<sup>154</sup>.

#### Mappe del potenziale eolico offshore

Le aree costiere in mare possono rivestire una notevole importanza per la produzione di energia elettrica da fonte eolica ed il *Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili in Italia* del 30/10/2010 ha individuato in 680 MW la capacità installabile in mare al 2020.

Le condizioni più favorevoli che si trovano in mare sono relative ad una maggiore ventosità, al minor impatto sul paesaggio e sull'ambiente. Tuttavia, per ottenere le migliori condizioni di produzione elettrica e limitare gli impatti, le aree per l'installazione dei campi eolici devono essere identificate in base a numerosi parametri quali quelli relativi a dati anemometrici, di morfologia e profondità dei fondali e di sensibilità dell'area.

Si rende necessario quindi definire il potenziale eolico offshore e costruire mappe che consentano di individuare le aree maggiormente promettenti nelle quali siano rispettati i parametri richiesti dalla tecnologia, dal paesaggio e dall'ambiente.

ENEA ha già sviluppato le mappe del potenziale eolico offshore costiero nell'ambito del progetto NOSTRUM (2004) ed è tuttora impegnata in una migliore definizione di queste aree attraverso l'analisi di diversi altri parametri. ENEA è inoltre impegnata nella definizione del potenziale eolico offshore per le aree lontano dalla costa che, quando la tecnologia flottante sarà disponibile, potranno fornire maggiori contributi elettrici con minori impatti ambientali.

---

<sup>154</sup> [www.atlantebiomasse.it](http://www.atlantebiomasse.it)

### 5.5.3 La “risposta verde” delle regioni italiane

Alla luce di quanto emerso sopra, la pianificazione energetica locale, basata su una corretta stima dei potenziali del territorio, giocherà un ruolo centrale nel raggiungimento degli obiettivi UE al 2020 in termini di riduzione delle emissioni, penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili e incremento dell'efficienza energetica.

In particolare, diviene fondamentale un focus sulla **dimensione regionale** per comprendere la capacità delle regioni italiane di fornire una “risposta verde” alle politiche implementate a livello UE e nazionale. Di seguito, si discuteranno brevemente due temi centrali nel panorama energetico nazionale per mettere in evidenza le principali differenze riscontrabili tra le diverse regioni italiane:

- Gli interventi di miglioramento dell'**efficienza energetica** degli edifici favoriti dagli incentivi fiscali (detrazioni 55%) implementati a livello nazionale.
- Il *burden sharing* regionale, che ripartisce tra Regioni e Province autonome l'onere di incremento dell'energia prodotta con **fonti rinnovabili** al fine di raggiungere l'obiettivo nazionale.

#### Efficienza energetica

Ai fini del confronto regionale sulla propensione ad effettuare interventi di efficienza, si è scelto di utilizzare i dati relativi alle detrazioni fiscali del 55% per la riqualificazione energetica del patrimonio edilizio esistente.

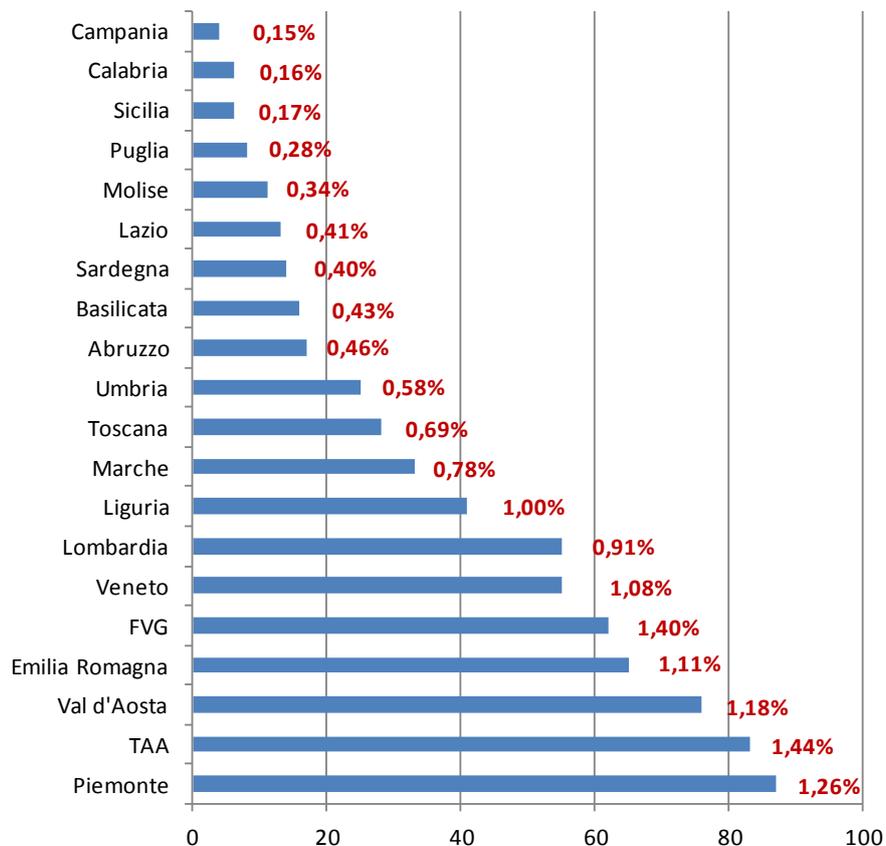
Per ciascuna regione si riporta quindi il dato del **risparmio medio di energia per singolo abitante** e quello del **numero di pratiche per popolazione residente**, entrambi corrispondenti all'anno 2010. L'utilizzo di dati rapportati alla popolazione residente in ciascuna regione d'Italia consente di fornire una visione più chiara della propensione degli abitanti verso interventi per il risparmio e l'efficientamento energetico rispetto al semplice dato assoluto (risparmio totale energia e numero totale di pratiche per regione nel 2010). Si tenga presente, infatti, che la graduatoria rappresentata in figura 5.30 non corrisponde a quella delle regioni che in assoluto hanno ottenuto i maggiori risparmi di energia nel 2010, graduatoria che vede, ad esempio, la Lombardia al primo posto e la Val d'Aosta terzultima.

In linea di massima, è possibile rilevare che i valori più alti di entrambi gli indicatori considerati tendono a concentrarsi nelle regioni del **Nord e Centro-Nord dell'Italia**, i valori intermedi nelle regioni del Centro e in Sardegna, mentre quelli più bassi nelle regioni del Sud della penisola. La regione con il maggiore rapporto di energia risparmiata per abitante nel 2010 è il Piemonte, con un valore di 87 kWh/anno, seguita dal Trentino Alto Adige (83 kWh/anno), dalla Val d'Aosta (76 kWh/anno) e dall'Emilia-Romagna (65 kWh/anno).

Va inoltre precisato che tali valori andrebbero letti tenendo presente la differente ripartizione per tipologia degli interventi da regione a regione. Tra gli interventi riconosciuti dalla normativa del 55%, infatti, ve ne sono alcuni, come la sostituzione di strutture opache (verticali e orizzontali) o l'installazione di impianti geotermici e caldaie a biomasse, che generano un maggior risparmio annuo di energia rispetto ad altri, come la sostituzione di infissi che è, tra l'altro, l'intervento più diffuso su tutto il territorio nazionale.

Relativamente al secondo indicatore, ossia quello relativo al numero di pratiche per popolazione residente in ciascuna regione, emergono, come detto prima, tendenze simili a quelle riscontrate per il primo indicatore. Tuttavia, questa volta la regione con il maggiore valore è il Trentino Alto Adige, seguita dal Friuli Venezia Giulia, dal Piemonte e dalla Val d'Aosta.

**Figura 5.30 – Risparmio di energia per singolo residente (kWh/anno) e numero di pratiche per popolazione residente (%) delle detrazioni fiscali del 55% nel 2010**



Fonte: ENEA - UTEE

## BOX 5.3

### Le famiglie e gli interventi di risparmio energetico proposti dalle aziende fornitrici di servizi energetici

Sin dal 1998 l'Istat esegue in collaborazione con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, tramite uno specifico modulo inserito nel questionario familiare dell'Indagine annuale multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana", un approfondimento volto a rilevare la soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'Indagine è eseguita su un campione di circa 24.000 famiglie distribuite in 850 Comuni italiani di diversa ampiezza demografica. Il campione di famiglie permette di ottenere stime rappresentative a livello regionale.

Per quanto riguarda la soddisfazione per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas, si osserva un trend decrescente nella quota delle famiglie soddisfatte. Nel 2010 l'87,3% delle famiglie si è dichiarato soddisfatto (molto o abbastanza) del servizio di fornitura di energia elettrica considerato nel suo complesso (era il 90,2% nel 1998). Per quanto riguarda il servizio di fornitura del gas, nel 2010 il 78,4% delle famiglie italiane dichiara di essere allacciata a una rete di distribuzione del gas, con un forte squilibrio a livello territoriale tra il Centro-nord (83% delle famiglie) e il Sud del Paese (69,6%, che scende al 40% nelle Isole). Il 91,3% delle famiglie allacciate alla rete si dichiara soddisfatto (molto o abbastanza) del servizio nel suo complesso (94,5% nel 1998).

Oltre ad un nucleo stabile di quesiti riguardanti la soddisfazione delle famiglie, il modulo ha nel tempo approfondito altri aspetti. Nel 2010 si è iniziato a rilevare se le aziende fornitrici di servizi energetici propongono alle famiglie interventi di risparmio energetico, che tipo di interventi vengono proposti e come le famiglie reagiscono in termini di effettiva applicazione di queste proposte.

Solo il 14% delle famiglie ha dichiarato di aver ricevuto proposte per interventi di risparmio energetico da parte delle aziende fornitrici del servizio. Il dato è distribuito in maniera sostanzialmente omogenea nelle varie aree geografiche del Paese.

Prevalentemente, si tratta di informazioni su come ridurre i consumi (48,2%) o proposte di realizzazione di interventi di risparmio energetico (30,9%). Solo una quota più piccola di famiglie ha visto realizzare un'analisi o un progetto di valutazione del potenziale di risparmio energetico (18,1%). A livello territoriale si osserva come analisi e progetti di valutazione del potenziale energetico siano più diffusi al Nord-ovest e come nelle Isole ci sia una maggiore concentrazione sul rilascio di informazioni su come ridurre i consumi.

Questo tipo di proposte ha poi determinato la realizzazione effettiva di interventi di risparmio energetico solo in una piccola percentuale delle famiglie coinvolte (8,6%).

Nella maggior parte dei casi gli interventi sono stati eseguiti dalle famiglie interamente a spese proprie (6,9%) e solo in minima parte con il contributo (anche parziale) da parte del fornitore di energia elettrica o gas o di società di servizi energetici (1,7%).

**Tabella 5.11 - Famiglie per tipologia di servizio di risparmio energetico offerta e effettuazione di interventi per ripartizione geografica. Anno 2010 (per 100 famiglie che hanno ricevuto offerte di servizi)**

RIPARTIZIONI TERRITORIALI	Tipologia di servizio offerto			Intervento effettuato		
	Famiglie che hanno ricevuto offerte (per 100 famiglie)	analisi/progetto di potenziale risparmio energetico	realizzazione di interventi di risparmio energetico	informazioni su riduzione di consumi con interventi di risparmio energetico	interamente a spese proprie	contributo del fornitore o di una società di servizi energetici
Nord-ovest	16,8	21,0	31,5	49,9	6,7	1,2
Nord-est	14,4	15,4	31,7	44,6	8,0	2,6
Centro	16,3	18,8	29,8	49,8	7,3	2,5
Sud	13,1	16,7	32,0	45,3	5,2	0,7
Isole	8,8	13,9	26,2	52,9	8,9	0,9
Italia	14,6	18,1	30,9	48,2	6,9	1,7

Fonte: Istat, Indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana". Anno 2010

## Fonti rinnovabili

Il target nazionale, assegnato all'Italia dalla Direttiva europea 2009/28/CE, prevede che al 2020, derivi da fonti rinnovabili almeno il 17% del consumo energetico finale lordo.

Secondo il DLgs n. 28 del 2011 per il recepimento della Direttiva Rinnovabili, l'accordo cosiddetto di *Burden Sharing*<sup>155</sup>, messo a punto dal Ministero dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministero dell'Ambiente, suddivide tra le Regioni e le Province autonome la quota minima di incremento dell'energia prodotta con fonti rinnovabili al fine di raggiungere l'obiettivo nazionale del 17% del consumo finale lordo di energia coperto attraverso fonti rinnovabili. Per la definizione delle quote spettanti a ciascuna Regione si è tenuto conto dell'attuale livello di produzione di energia da rinnovabili, dell'introduzione di obiettivi comunitari intermedi al 2012, 2014, 2016 e 2018 e di quanto previsto dal Piano di azione nazionale per lo sviluppo delle fonti rinnovabili (PAN)<sup>156</sup>.

Il Decreto sul Burden Sharing, pubblicato di recente in Gazzetta<sup>157</sup>, oltre ad indicare gli obiettivi, intermedi e finali, per singola regione, reca strumenti di monitoraggio e intervento in caso di inadempimento, prevedendo anche il commissariamento delle amministrazioni regionali che non raggiungono gli obiettivi.

**Tabella 5.12 – Traiettorie degli obiettivi regionali dall'anno di riferimento al 2020  
(% energia da rinnovabili su consumi finali)**

REGIONE	Anno					
	iniziale riferimento	2012	2014	2016	2018	2020
Abruzzo	5.8	10.1	11.7	13.6	15.9	19.1
Basilicata	7.9	16.1	19.6	23.4	27.8	33.1
Calabria	8.7	14.7	17.1	19.7	22.9	27.1
Campania	4.2	8.3	9.8	11.6	13.8	16.7
Emilia Romagna	2	4.2	5.1	6	7.3	8.9
Friuli V. Giulia	5.2	7.6	8.5	9.6	10.9	12.7
Lazio	4	6.5	7.4	8.5	9.9	11.9
Liguria	3.4	6.8	8	9.5	11.4	14.1
Lombardia	4.9	7	7.7	8.5	9.7	11.3
Marche	2.6	6.7	8.3	10.1	12.4	15.4
Molise	10.8	18.7	21.9	25.5	29.7	35
Piemonte	9.2	11.1	11.5	12.2	13.4	15.1
Puglia	3	6.7	8.3	10	11.9	14.2
Sardegna	3.8	8.4	10.4	12.5	14.9	17.8
Sicilia	2.7	7	8.8	10.8	13.1	15.9
TAA-Bolzano	32.4	33.8	33.9	34.3	35	36.5
TAA-Trento	28.6	30.9	31.4	32.1	33.4	35.5
Toscana	6.2	9.6	10.9	12.3	14.1	16.5
Umbria	6.2	8.7	9.5	10.6	11.9	13.7
Valle d'Aosta	51.6	51.8	51	50.7	51	52.1
Veneto	3.4	5.6	6.5	7.4	8.7	10.3
<b>Totale</b>	<b>5.3</b>	<b>8.2</b>	<b>9.3</b>	<b>10.6</b>	<b>12.2</b>	<b>14.3</b>

Fonte: Decreto Ministeriale 15 marzo 2012

<sup>155</sup> L'accordo di *Burden Sharing* ripartisce a livello regionale esclusivamente l'obiettivo nazionale di elettricità da fonti rinnovabili e dei consumi di fonti rinnovabili termiche.

<sup>156</sup> Gli obiettivi definiti dal PAN sulle fonti rinnovabili per i trasporti e sulla quantità di energia elettrica da fonti rinnovabili importata sono considerati obiettivi da conseguire tramite azioni che coinvolgono il livello centrale e per questo non sono oggetto di ripartizione regionale.

<sup>157</sup> Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, 15 marzo 2012, recante "Definizione e qualificazione degli obiettivi regionali in materia di fonti rinnovabili e definizione della modalità di gestione dei casi di mancato raggiungimento degli obiettivi da parte delle regioni e delle province autonome", Gazzetta Ufficiale n. 78 del 2 aprile 2012.

Lo schema prevede che la Valle d'Aosta sia la regione che dovrà arrivare ad utilizzare la quota più elevata di energia da fonti pulite rispetto ai consumi totali (52%). Seguono le Province di Trento e Bolzano, rispettivamente con il 36,5% e il 35,5% e il Molise, che dovrà invece raggiungere il 35% entro il 2020. Sia la Valle d'Aosta che la provincia autonoma di Bolzano, però, sono già molto vicine al loro obiettivo regionale, per cui l'aumento maggiore della quota rinnovabile toccherà, invece, alla Basilicata, che dovrà passare dal 7,9% nell'anno di riferimento al 33% di energia pulita nel 2020. Un grosso balzo in avanti è previsto anche per il Molise (dal 10,8 al 35%) e per la Sardegna (dal 3,8 al 17,8%).

In termini assoluti, nel 2020 la quota maggiore di energia pulita dovrà provenire dalla regione Lombardia (2,9 Mtep), cui sarà richiesto di più che raddoppiare la produzione rispetto all'anno di riferimento, seguita da Piemonte (1,7 Mtep), Toscana (1,5 Mtep) e Puglia (1,3 Mtep).

Analizzando sinteticamente lo stato attuale delle fonti rinnovabili in Italia, come riportato dall'ultimo rapporto GSE<sup>158</sup> del 2010, si evidenzia una notevole crescita delle fonti rinnovabili durante l'ultimo quinquennio. Come si evince dalla tabella 5.13, la potenza installata a fine 2010 è stata pari a 30.284 MW, circa il 65% in più rispetto ai 18.335 MW del 2000. La crescita è stata determinata da nuovi parchi eolici, impianti alimentati con bioenergie, ma soprattutto dalla crescita del fotovoltaico.

**Tabella 5.13 – Potenza installata per regione (MW, anni 2009 e 2010)**

<b>REGIONE</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>
	MW	MW
Piemonte	2624.1	2879.5
Valle d'Aosta	883.9	907
Lombardia	5538	5884.8
Trentino Alto Adige	3205.8	3358.7
Veneto	1301.8	1579.3
Friuli Venezia Giulia	521.6	607.1
Liguria	115.9	128.2
Emilia Romagna	778.6	1104
Toscana	1279.1	1417.2
Umbria	573.1	612.9
Marche	310.7	438.9
Lazio	577.7	781.3
Abruzzo	1223.9	1294.6
Molise	370.5	510.1
Campania	1375.6	1447.2
Puglia	1549.8	2192.3
Basilicata	418.1	493.9
Calabria	1314.4	1580.7
Sicilia	1370.9	1785
Sardegna	1185.4	1281
<b>Totale</b>	<b>26519</b>	<b>30283.9</b>

*Fonte: GSE, Rapporto Statistico 2010*

Le regioni del nord Italia risultano quelle con maggiore potenza installata al 2010, a partire dalla Lombardia con il 19,4% del totale (di cui la maggior parte grazie all'idroelettrico), seguita dal Trentino Alto Adige con l'11,1% e dal Piemonte con il 9,5%. Nell'Italia centrale spicca la Toscana, grazie al geotermico, mentre nel Sud Italia e Isole la quota si aggira sul 5% in ogni Regione, ad eccezione della quota assai inferiore in Basilicata (1,6%) e in Molise (1,7%). La distribuzione della potenza installata a livello regionale varia di molto anche a causa della diversità geomorfologica dei territori delle singole regioni.

<sup>158</sup> GSE, Rapporto Statistico 2010, Impianti a fonti rinnovabili.

Secondo le ultime valutazioni<sup>159</sup>, il settore delle fonti rinnovabili in Italia ha continuato complessivamente a crescere anche nel 2011, grazie a 4.338 MW di nuova potenza installata<sup>160</sup> e 223 operazioni di taglia industriale per complessivi 7,8 miliardi di euro di investimenti (pari allo 0,5% del PIL nazionale). Il fotovoltaico continua ad essere la tecnologia prevalente, con il 53% delle operazioni, caratterizzato principalmente da impianti con una ridotta taglia media, inferiore ai 6 MW nell'87% dei casi. Un andamento simile ha riguardato l'eolico (23% di operazioni in più a fronte di 24% di MW in meno) dove quella delle aziende italiane è una vera fuga fuori dai confini: i progetti esteri superano per la prima volta i nazionali, segnando una potenza di 717 MW, circa il 56% del totale.

Infine, per ciò che concerne il consumo, l'Italia nel 2010 ha raggiunto una quota di energia elettrica rinnovabile rispetto al consumo interno lordo pari al 22,2% con un forte incremento dal 2007 e dell'1,7% rispetto all'anno precedente. La tabella 5.14 mostra il contributo delle singole regioni al raggiungimento di questo obiettivo.

Le regioni del Nord Italia si confermano quelle con i maggiori consumi di elettricità prodotta da fonti rinnovabili, con punte significative in Valle d'Aosta e Trentino-Alto Adige dove la produzione di energia verde supera la richiesta interna di energia.

**Tabella 5.14 – Consumo di energia elettrica lorda coperti da fonte rinnovabili per regione (percentuale)**

REGIONE	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Piemonte	22.6	22.4	18.7	21.0	19.2	17.6	18.0	20.3	28.7	26
Valle d'Aosta	283.8	272.5	247.7	242.2	229.2	220.2	227.2	235.3	304.7	251.4
Lombardia	19.6	15.0	14.3	15.1	12.7	13.8	13.2	17.5	17.8	19.1
Liguria	3.7	3.1	2.8	3.4	2.3	3.0	3.0	4.2	5.4	5.4
Trentino-Alto Adige	174.6	139.9	112.7	129.3	97.2	106.8	101.8	135.6	150.6	148.9
Veneto	14.3	13.4	10.1	12.4	10.4	11.0	10.9	13.1	15.9	15.8
Friuli-Venezia Giulia	16.9	16.5	11.8	16.9	13.3	13.9	14.0	17.7	23.4	22
Emilia-Romagna	5.5	5.3	5.0	6.2	5.7	6.1	5.5	6.8	9.1	9.9
Toscana	25.5	25.2	27.8	28.9	26.5	27.7	27.8	28.3	30.1	31.5
Umbria	25.3	17.5	19.1	28.3	26.8	27.0	16.0	18.8	26.3	37.4
Marche	6.4	4.8	6.4	7.6	7.7	6.3	3.3	7.2	10.1	10.9
Lazio	5.4	3.8	4.9	6.7	6.1	5.9	3.8	5.0	5.9	7.4
Abruzzo	21.5	20.0	24.3	27.0	28.4	28.3	15.4	20.7	36.0	34
Molise	14.8	16.6	20.9	24.6	22.0	16.4	20.3	28.3	42.0	59.1
Campania	5.6	4.6	5.5	6.2	6.0	6.4	5.8	7.0	11.3	15.1
Puglia	3.1	3.3	3.0	3.9	4.8	5.7	6.9	9.9	13.4	17.8
Basilicata	9.2	7.5	13.6	15.5	15.9	15.7	16.0	17.2	30.3	37.4
Calabria	15.0	12.6	23.7	30.5	31.6	27.5	22.6	22.6	44.7	53.9
Sicilia	0.4	0.5	0.9	1.4	2.6	2.7	4.2	5.0	7.3	11
Sardegna	2.1	1.7	3.5	4.3	6.7	6.9	8.1	7.9	11.4	15.9
<b>Italia</b>	<b>16.8</b>	<b>14.6</b>	<b>13.9</b>	<b>15.8</b>	<b>14.1</b>	<b>14.6</b>	<b>13.7</b>	<b>16.6</b>	<b>20.5</b>	<b>22.2</b>

Fonte: Istat su dati Terna<sup>161</sup>

<sup>159</sup> Althesys, Rapporto Irex 2012 "L'Italia delle rinnovabili negli scenari globali: investimenti, competitività e prospettive".

<sup>160</sup> Investimenti in eolico, fotovoltaico, idroelettrico, geotermico, biomasse ed energia ottenuta dai rifiuti.

<sup>161</sup> L'indicatore è calcolato considerando il consumo interno lordo comprensivo dei pompaggi.

## 6 TECNOLOGIE PER LA SOSTENIBILITÀ

L'Europa si è mostrata pronta ad assumere un ruolo guida verso un futuro sostenibile dove lo sviluppo di nuove tecnologie a basso contenuto di carbonio assume una valenza fondamentale. Non si tratta più di condizionare le scelte degli Stati membri, ma di indirizzarle a livello sovranazionale. Una sfida che ci viene imposta, ma che può rappresentare un'occasione di crescita economica se interpretata in modo corretto e non semplicemente subita in ambito nazionale.

La scarsità dei combustibili fossili, la loro concentrazione in poche aree del mondo e gli elevati prezzi concorrono ad esasperare la preoccupazione ambientale, rafforzando la convinzione che le misure per la loro sostituzione siano comunque inderogabili.

I tempi entro cui è necessario operare per raggiungere gli obiettivi al 2020 sono strettissimi e ancor più se si ambisce ad ottenere dei benefici sul piano commerciale, con la messa a punto di tecnologie da valorizzare nei mercati internazionali nel campo dell'efficienza energetica e della produzione di energia da fonti rinnovabili. In qualche modo chi opera da anticipatore su tali mercati ha un vantaggio competitivo importante nella fornitura delle tecnologie che caratterizzeranno gli investimenti futuri nel settore della trasformazione e utilizzo dell'energia. Non è un caso che la decisione del Consiglio Europeo sia stata guidata dalla Germania, che ha fatto delle tecnologie per l'efficienza energetica e la produzione da fonti rinnovabili la base di una politica industriale, con risultati già evidenti sulle proprie esportazioni commerciali.

Per apprezzare i potenziali benefici di questa politica disegnata a livello europeo è necessario però accettare un'ottica di lungo periodo nella definizione delle strategie di investimento: solo in tale prospettiva si possono comprendere le ricadute positive in termini di occupazione, innovazione, nuova imprenditorialità che tale sfida può concretizzare.

La Comunicazione della Commissione Europea COM/2011/0112 – *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050* –, approvata a marzo 2011, oltre a fissare le tappe verso più stringenti obiettivi di riduzioni delle emissioni di carbonio e di controllo climatico, ribadisce il concetto della necessità di coniugare progresso economico e tutela dell'ambiente, riconfermando la centralità dei temi legati alla competitività del sistema economico. Essa fornisce importanti indicazioni circa i potenziali settori economici di intervento e le tecnologie chiave per uno sviluppo maggiormente sostenibile.

Valorizzare in termini economici i benefici di un cambio deciso delle politiche di investimento nel settore energetico non è facile perché molti fattori non sono quantificabili, ma tentare di darvi un peso è determinante per disegnare una strategia su scala nazionale che sia coerente e vantaggiosa. Sostituire costi operativi dovuti all'utilizzo di combustibili fossili con costi di investimento in nuovi impianti porta una serie di vantaggi concreti: minore volatilità dei costi futuri di approvvigionamento, sicurezza sulla disponibilità futura di energia primaria, maggiore indipendenza energetica e diversificazione delle fonti, minor impatto sull'ambiente, sostituzione di capitale con lavoro.

I paesi europei dovranno mettere in comune le risorse e condividere i rischi connessi allo sviluppo di nuove tecnologie, trovando il giusto equilibrio fra cooperazione e competizione, con la prospettiva di assumere la leadership mondiale delle tecnologie energetiche a basso contenuto di carbonio.

Si conferma dunque uno scenario di medio lungo periodo in cui è possibile programmare percorsi di investimento per l'innovazione tecnologica nel settore energia.

Le priorità del programma di lavoro sono dunque quelle di rafforzare la volontà di attuare specifiche roadmap tecnologiche e i rispettivi piani di attuazione.

## 6.1 Carbon Capture and Storage (CCS)

CCS rappresenta una serie di tecnologie e applicazioni che permettono la cattura della CO<sub>2</sub>, il suo trasporto ed il suo stoccaggio in condizioni di sicurezza in formazioni geologiche come gli acquiferi salini o i giacimenti esauriti di gas e petrolio. L'idea di reiniettare la CO<sub>2</sub> nel sottosuolo deriva dalla constatazione che esistono depositi naturali di CO<sub>2</sub> in formazioni geologiche rimaste assolutamente stabili per milioni di anni; inoltre, poiché alcune stratificazioni geologiche hanno intrappolato idrocarburi (olio e gas) per altrettanti milioni di anni, è ragionevole assumere che anche la CO<sub>2</sub> possa essere intrappolata per un pari numero di anni negli stessi ambienti.

Secondo lo scenario dell'IEA pubblicato su *Energy Technology Perspectives 2010*, nel 2050 il contributo che la CCS dovrà dare alla riduzione della CO<sub>2</sub>, da 62Gt previste senza interventi a 14 Gt, dovrà essere di circa il 19%.

Secondo stime preliminari effettuate per valutare l'impatto della Direttiva 2009/31/CE, potrebbero essere stoccate in Europa 7 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> entro il 2020 e fino a 160 milioni entro il 2030 ipotizzando una riduzione del 20% delle emissioni di gas serra entro il 2020.

L'Unione Europea sta investendo su tale tecnologia come strategia di riduzione delle emissioni, con l'obiettivo di realizzare in Europa, nell'ambito del Programma comunitario di sostegno *European Energy Programme for Recovery (EEPR)*, 6 impianti dimostrativi entro il 2015 al fine di rendere la CCS disponibile su scala industriale entro il 2020. Ulteriori finanziamenti a livello europeo sono legati al Programma NER 300.

L'Italia è attiva su questo fronte riconoscendo l'importanza strategica che per il Paese può avere la diffusione di tale tecnologia. Il Decreto legislativo di recepimento della Direttiva 2009/31/CE sullo stoccaggio della CO<sub>2</sub>, approvato dal Consiglio dei Ministri in data 28/07/2011, contiene indicazioni al fine di attivare una disciplina organica che consenta di avviare anche in Italia un primo stoccaggio della CO<sub>2</sub> secondo standard normativi, tecnici e di monitoraggio di livello europeo, istituendo una rigorosa procedura che regolerà le autorizzazioni allo stoccaggio della CO<sub>2</sub>.

Da punto di vista tecnico, il processo di cattura della CO<sub>2</sub> è applicato già da molti anni a livello industriale per purificare flussi gassosi che la contengono o per estrarla come gas industriale. Ciononostante, considerando il contesto dei cambiamenti climatici, la sfida è riuscire ad impiegare le tecnologie già sviluppate o svilupparne di nuove, che siano in grado di rimuovere grandi quantità di CO<sub>2</sub> da grossi impianti industriali o di produzione termoelettrica da combustibili fossili. Ciò comporta l'impiego di apparecchiature che siano capaci di trattare quantità di gas di molti ordini di grandezza superiori, molto costose e che richiedono più energia. Per tale ragione, in tale specifico ambito, molteplici sono le possibilità di sviluppo e le loro potenziali ricadute sulle scelte strategiche energetiche nazionali.

Ad oggi esistono tre tipologie di processi che consentono la cattura della CO<sub>2</sub> prodotta, ossia: post-combustione, pre-combustione e ossi-combustione. Tutte queste tecnologie possono catturare almeno il 90% della CO<sub>2</sub> emessa ma sono impianti che assorbono parecchia energia con riduzione dell'efficienza totale dell'impianto dell'11÷13%. Nei prossimi anni, utilizzando nuovi sorbenti liquidi tale calo di efficienza potrà essere portato al 9%; con sorbenti solidi e membrane si potrà arrivare al 7% ed infine con liquidi ionici o idrati al 3÷5%.

L'Italia partecipa da protagonista agli sforzi internazionali in atto per far sì che la CCS diventi una realtà economicamente percorribile, preservando l'ambiente e la salute. Oltre alle varie attività di ricerca svolte dagli Enti di ricerca e dalle Università, tuttora in corso e da enfatizzare nei prossimi scenari energetici, l'iniziativa più significativa e di tipo più sperimentale-dimostrativo è stata intrapresa da Enel ed Eni. Altre attività, a più lungo termine, sono state intraprese anche da altre realtà industriali quali ad esempio CarboSulcis, per le miniere di carbone in Sardegna.

Nel 2008 Enel ed Eni hanno sottoscritto un accordo strategico di collaborazione per lo sviluppo di tecnologie per la cattura, il trasporto e il sequestro geologico della CO<sub>2</sub> e per accelerare lo sviluppo

della CCS. Tra gli obiettivi della collaborazione: la valutazione congiunta del potenziale di stoccaggio della CO<sub>2</sub> in Italia e la costruzione del primo progetto pilota integrato in Italia che unisce il progetto di Enel per la cattura post-combustione della CO<sub>2</sub> a Brindisi e il progetto pilota di iniezione in un giacimento esausto di gas a Cortemaggiore (Piacenza), in un livello già utilizzato per lo stoccaggio di gas naturale.

L'impianto di Brindisi, inaugurato nel marzo del 2011, cattura circa 2,5 t/h di CO<sub>2</sub> all'anno e tratta un flusso di gas di scarico di 10.000 Nm<sup>3</sup>/h, che corrisponde al 30% dei gas di scarico che fuoriescono da un'unità di 660 MWe, per produrre circa 1 Mt/anno di CO<sub>2</sub>; questa sarà trasportata fino al sito di stoccaggio e iniettata in serbatoi sotterranei. Tale sperimentazione è volta a testare le tecniche di iniezione e segregazione della CO<sub>2</sub> in giacimento ed a verificare il possibile utilizzo del biossido di carbonio come *Cushion Gas* per migliorare l'efficienza dello stoccaggio. La CO<sub>2</sub> verrà iniettata allo stato liquido da pozzo perforato appositamente. La sperimentazione durerà 3 anni e verranno iniettate complessivamente 24.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> (8.000 t/anno).

La CO<sub>2</sub> viene catturata in post-combustione dai fumi della centrale elettrica di Brindisi Sud alimentata a carbone. L'unità di separazione ad ammine è posta a valle di un impianto di pretrattamento dei fumi che opera la rimozione del particolato e della SO<sub>3</sub> e che riduce la CO<sub>2</sub> a livelli inferiori a 20 mg/Nm<sup>3</sup>. Il trasporto avverrà per mezzo di autobotti (230 trucks/anno)

Va infine sottolineato, che nel quadro del Piano Europeo di Ripresa Economica (*European Energy Programme for Recovery* - EEPER) la Commissione europea ha stanziato finanziamenti pari a 4 miliardi di euro per 43 progetti nel settore energetico. In questo contesto Enel si è aggiudicata un incentivo di 100 milioni di euro per un progetto che utilizza la tecnologia della cattura e stoccaggio della CO<sub>2</sub>, da realizzare a Porto Tolle (RO). La cattura della CO<sub>2</sub>, attraverso la tecnologia di post-combustione, riguarda l'emissione dei gas-serra corrispondenti a una produzione di energia elettrica di 250 MW mentre lo stoccaggio avviene in una falda acquifera salina offshore. La cattura è realizzata con ammine per la separazione di 4.500 t/g (1 Mt/a) di CO<sub>2</sub> ottenuta dal trattamento di 810.000 Nm<sup>3</sup>/h di fumi, corrispondenti a circa 250 MWe ovvero il 40% dei fumi emessi da una delle 3 unità da 660 MWe che dovrebbero costituire la futura centrale elettrica di Porto Tolle dopo la trasformazione a carbone dell'attuale impianto a olio pesante costituito da 4 unità da 660 MWe.

È previsto il trasporto tramite pipeline alle strutture di stoccaggio in acquifero profondo da individuare in alto Adriatico. Sono in corso studi su un'area di circa 400 km<sup>2</sup> in acque profonde da 13 a 40 metri. È previsto lo stoccaggio di 1 Mt/a per 10 anni.

Sempre presso la centrale di Brindisi Sud è in corso di sperimentazione un impianto dimostrativo della tecnologia dell'ossi-combustione. Si tratta di un impianto di taglia industriale da 48 MWt di combustione del carbone in atmosfera di ossigeno. Il progetto si basa su una tecnologia originale che consente di limitare al minimo la produzione di inquinanti e garantire, al contempo, un elevato grado di efficienza energetica; la combustione di carbone, utilizzando ossigeno al posto dell'aria, produce in uscita dalle caldaie fumi ricchi di CO<sub>2</sub> che può essere così separata, concentrata, compressa e stoccata.

Un'ulteriore sperimentazione prevista in Italia riguarda il Progetto integrato CCS Sulcis. La Legge n. 99/2009, art. 38, comma 4, prevede l'assegnazione con gara internazionale di una concessione integrata per la realizzazione e gestione di un Progetto integrato CCS Sulcis comprendente la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la realizzazione di una centrale termoelettrica dotata di impianti di cattura e confinamento dell'anidride carbonica; è previsto, inoltre, che il concessionario presenti un programma di attività per lo sviluppo delle tecnologie di cattura e di confinamento dell'anidride carbonica emessa dall'impianto (Piano di Ricerca). Per la realizzazione del progetto integrato la vigente normativa nazionale prevede il ricorso alle agevolazioni finanziarie, previste dalla Legge 99/2009 e dal DPR 28/01/1994, sul prezzo di cessione dell'energia elettrica prodotta dalla centrale.

Il progetto integrato CCS Sulcis si articola nelle seguenti parti.

impianto di generazione termoelettrica - centrale termoelettrica a ciclo supercritico di taglia pari a 450 MW elettrici alimentato con il 50% di carbone di importazione e il 50% di carbone Sulcis (carbone di basso rango ad alto contenuto di zolfo e ceneri);

sistema dimostrativo CCS comprendente:

- una sezione dimostrativa di cattura della CO<sub>2</sub> alimentata con una parte dei fumi di combustione della centrale e avente una taglia da 250 MWe ;
- sistema di compressione, trasporto e confinamento geologico della CO<sub>2</sub> negli strati profondi del bacino carbonifero del Sulcis mediante l'applicazione delle tecnologie:

ECBM (Enhanced Coal Bed Methane) 35% del confinamento della CO<sub>2</sub>;

confinamento in acquiferi sottostanti gli strati di carbone per il restante 65%.

Il piano di sperimentazione è articolato in 10 anni, focalizzato sullo sviluppo di tecnologie di cattura della CO<sub>2</sub> in condizioni di pre-combustione e post-combustione.

La Legge 23 luglio 2009, n. 99 prevede iniziative e supporto finanziario per promuovere la ricerca e la sperimentazione nel settore della cattura e confinamento dell'anidride carbonica emessa dagli impianti termoelettrici, la realizzazione di progetti dimostrativi e specifiche iniziative industriali centrate nell'area carbonifera della Sardegna.

Sono stati realizzati negli ultimi anni alcuni studi preliminari (CESI, 2007; Geocapacity, 2008), finanziati da piani di ricerca nazionali e internazionali, per la localizzazione dei potenziali siti di stoccaggio e la quantificazione della capacità di stoccaggio totale in Italia. Tali stime preliminari ipotizzano una capacità totale di 22 Gt di CO<sub>2</sub> identificando le possibili macroaree utilizzabili.

Occorre aggiornare e realizzare ulteriori mappature della capacità di stoccaggio con l'obiettivo di affinare le stime ad oggi a disposizione anche in relazione agli adempimenti normativi da sviluppare a seguito del recepimento della direttiva europea.

## 6.2 Geotermia

L'energia geotermica è, nella sua definizione più generale, l'energia contenuta sotto forma di calore all'interno della Terra. La possibilità di utilizzare l'energia geotermica è strettamente connessa alla profondità cui tale energia si trova. Tale calore si manifesta con l'aumento progressivo della temperatura delle rocce con la profondità, secondo un gradiente geotermico, in media, di 3 °C ogni 100 m di profondità. Alcune zone presentano gradienti più alti della media (9 °C-12 °C ogni 100 m), a causa di anomalie geologiche o vulcaniche.

Le forme di utilizzo della risorsa geotermica possono essere suddivise, in funzione di temperature decrescenti, in tre categorie:

- le risorse geotermiche ad alta entalpia (con temperatura dei fluidi > 150 °C) che sono in grado di produrre energia elettrica attraverso il vapore ad alta temperatura che aziona delle turbine e trasforma il proprio contenuto energetico in energia meccanica e poi elettrica.
- le risorse geotermiche a media entalpia (con temperatura dei fluidi compresa tra 90 °C e 150 °C) che utilizzano direttamente il calore (acque calde al di sotto della temperatura di ebollizione).
- le risorse geotermiche a bassa entalpia (con temperatura dei fluidi < 90 °C) che si basano sul semplice scambio termico con il sottosuolo attraverso sistemi costituiti da sonde inserite nel terreno e pompe di calore geotermico (*Geothermal Heat Pumps*).

Negli ultimi anni sono stati condotti vari studi volti alla valutazione delle risorse geotermiche ad oggi inutilizzate a livello nazionale. La maggior parte delle risorse geotermiche a cui può essere imputato tale potenziale è costituita dagli *Enhanced Geothermal Systems* (EGS), la cui tecnologia di sfruttamento non è ancora del tutto matura. In questi sistemi l'energia geotermica viene estratta dal sottosuolo per mezzo di fluidi fatti circolare in rocce "calde" artificialmente fratturate provocando un aumento della porosità efficace della roccia serbatoio attraverso fratturazione indotta e/o iniettando fluido dall'esterno. Nell'ultimo decennio si è verificato un forte impulso alla ricerca e alla sperimentazione in campo EGS, in quanto gran parte della comunità scientifica internazionale ritiene che il futuro della geotermia passi dalla coltivazione di questo tipo risorse geotermiche.

L'ulteriore e necessario sviluppo della produzione elettrica e termica da fonte geotermica richiede quindi non solo un continuo miglioramento tecnologico nell'ambito dell'esplorazione e della produzione dei sistemi idrotermali, ma anche l'introduzione di nuove tecnologie o quantomeno l'ottimizzazione delle attuali in vista della loro applicazione, a livello produttivo piuttosto che dimostrativo, alle risorse geotermiche non convenzionali.

Per l'esplorazione e produzione dei sistemi idrotermali occorre migliorare:

- la capacità predittiva delle tecnologie d'esplorazione e di modellazione numerica dei sistemi geotermici al fine di individuare nuove risorse non ancora utilizzate, ridurre al minimo il numero di pozzi da perforare e prevedere la sostenibilità delle risorse nel tempo.
- le tecnologie di perforazione e di completamento dei pozzi al fine di ridurre i tempi di esecuzione, di rendere più stabile la cementazione dei pozzi ad alte temperature e di automatizzare l'installazione delle tubazioni.
- l'efficienza degli impianti geotermoelettrici per consentire l'uso di fluidi a bassa temperatura (90-130 °C) per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Dovrà inoltre essere ulteriormente promossa l'integrazione con sistemi di generazione ibrida in combinazione con altre fonti di energia rinnovabili e tecnologie a basso utilizzo di combustibili fossili. A fronte di un auspicabile aumento delle installazioni produttive volte all'utilizzo della risorsa geotermica sarà anche fondamentale la ricerca finalizzata alla minimizzazione degli impatti connessi alla geotermia.

Negli EGS è necessario creare o aumentare artificialmente, all'interno della roccia serbatoio, il volume entro il quale far circolare la quantità di fluido necessaria ad estrarre energia termica dalle rocce e trasportarla in superficie per produrre energia elettrica e/o calore.

Alcuni progetti sperimentali sono già stati realizzati sia in USA che in Europa (Francia, Germania, Austria e Svizzera) dimostrando la loro fattibilità tecnica e la possibilità, oltre che di utilizzare l'energia termica estratta, di produrre energia elettrica tramite impianti a ciclo binario.

Si ritiene che, con l'introduzione di nuove tecnologie e l'ottimizzazione di quelle esistenti, in una prospettiva di medio lungo periodo (10-15 anni), l'utilizzo energetico dei sistemi non convenzionali possa svilupparsi e diventare sostenibile anche dal punto di vista economico.

Per quanto riguarda gli impianti geotermici a pompa di calore, nonostante si abbia già a che fare con tecnologie mature ed efficienti, le prospettive future si concentrano sulla possibilità di ottenere ulteriori incrementi dell'efficienza delle pompe di calore geotermiche e sul miglioramento delle prestazioni dello scambiatore a terra, tramite l'introduzione di nuovi materiali e/o di geometrie che massimizzino lo scambio termico tra sonda verticale e terreno.

In generale, per gli impianti e i processi basati sull'uso diretto del calore geotermico, è prevedibile un loro costante miglioramento sia in termini di efficienza che di ecocompatibilità derivanti da una continua innovazione tecnologica.

Il potenziale geotermico in Italia è molto grande ma naturalmente deve essere coniugato con un utilizzo sostenibile del territorio, più facile per gli usi diretti di calore, che potrebbero in 10 anni

almeno quintuplicare raggiungendo i 50.000 TJ/anno, pari ad un risparmio di oltre un milione di tep, e più complesso per la produzione dell'energia elettrica, che già con gli oltre 800 MW installati produce circa 5.500 GWh/anno ma che potrebbe raddoppiare in dieci anni, superando la soglia dei 10.000 GWh/anno, pari ad un risparmio di oltre due milioni di TEP.

Gli accordi internazionali ratificati dall'Italia per la riduzione dei gas serra rappresentano indubbiamente un'opportunità per lo sviluppo della geotermia in ogni sua forma d'applicazione. A livello globale si valuta infatti che un'efficiente sfruttamento dell'energia geotermica consentirebbe di risparmiare annualmente 265 milioni di barili di petrolio e di evitare di immettere nell'atmosfera 115 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub>. È stato valutato che l'emissione di CO<sub>2</sub> per la produzione di un kWh geotermoelettrico oscilla fra i 13 e i 380 g con una variabilità legata alla presenza di gas incondensabili nel fluido geotermico, rispetto ai 1.042 g/kWh nelle centrali a carbone, ai 906 g/kWh nelle centrali ad olio combustibile, e ai 453 g/kWh di CO<sub>2</sub> nelle centrali a gas naturale.

A fronte di tali indiscutibili benefici che l'impiego dell'energia geotermica può portare in termini di sviluppo sostenibile, permangono alcune barriere che ne limitano lo sviluppo e uno sfruttamento efficiente. Tali barriere sono riconducibili non solo ad aspetti di natura tecnologica ma anche alla disponibilità della risorsa utile e agli alti costi di investimento iniziali. In particolare gli elevati capitali a rischio richiesti durante la fase di esplorazione e la mancanza di adeguati strumenti economico-assicurativi per coprire eventuali insuccessi nella fase di perforazione rendono difficile l'ingresso di nuovi operatori sul mercato.

Ad oggi Enel risulta essere l'unico operatore geotermoelettrico presente in Italia; questo ha condizionato notevolmente l'affermazione di tecnologie che non rientravano nei suoi piani industriali, come ad esempio gli impianti a ciclo binario ed EGS che invece stanno acquisendo un sempre maggiore interesse sul fronte internazionale. Per colmare tale carenza, nel Programma Energetico di Indirizzo Regionale (PIER) della Regione Toscana (territorio che ospita l'intero parco di impianti geotermoelettrici nazionali in attività), in accordo con Enel, è stato previsto un aumento della potenza installata di 112 MWe entro il 2011, investendo sia in impianti geotermici tradizionali sia in impianti a ciclo binario.

Rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia, quelle a medio-bassa entalpia offrono il vantaggio di avere un'ampia diffusione sul territorio nazionale e, in linea di massima, richiedono tecnologie a basso impatto.

Possibili strategie per l'allargamento del mercato possono essere identificate nella semplificazione delle procedure amministrative finalizzate alla riduzione dei tempi di realizzazione impiantistica; in egual misura, la semplificazione amministrativa per l'ottenimento dei permessi di esplorazione e coltivazione delle risorse geotermiche favorirebbe la coltivazione delle risorse ad alta entalpia.

Per quanto concerne il settore delle pompe di calore geotermiche, in Europa, da una decina di anni questo mercato ha registrato una rapida crescita per il riconosciuto significativo contributo di questi sistemi alla riduzione dei consumi energetici degli edifici e quindi all'abbassamento delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Negli ultimi cinque anni, anche in Italia, il mercato delle pompe di calore geotermiche ha subito un significativo incremento.

La Legge Sviluppo (n. 99/09) ha già rilanciato l'opzione geotermica che stagnava dalla fine degli anni '90 dopo l'importante riforma ed aggiornamento delle conoscenze avvenuto con la Legge n. 896/86; infatti con il relativo DLgs applicativo (n. 22/10) sono stati focalizzati in particolare alcuni aspetti:

- aggiornamento dell'inventario delle risorse nazionali e dei relativi utilizzi e conseguente ruolo di indirizzo del Ministero dello Sviluppo Economico per le regioni nella programmazione energetica;
- semplificazione delle procedure per la bassa entalpia (usi diretti del calore);
- apertura alla concorrenza per le risorse a media ed alta entalpia.

Con il recente DLgs n. 28/11, relativo alle fonti rinnovabili, sono stati previsti interventi statali per impianti pilota geotermoelettrici da 5 MW che sperimentino tecnologie ad emissioni nulle (fino ad un massimo complessivo di 50 MW elettrici installati).

Nell'ultimo anno e mezzo si è venuto a creare un importante fermento degli operatori che ha portato all'assegnazione di circa 20 permessi di ricerca e di oltre 30 nuove istanze di permesso che interessano oltre le aree storiche della Toscana anche gran parte del territorio del Lazio ed aree insulari siciliane.

I lavori relativi alla prima fase si sono conclusi con la definizione di una prima bozza di Piano Strategico di Ricerca per l'Energia Geotermica, i cui aspetti salienti sono sintetizzati nelle tabelle 6.1 e 6.2.

**Tabella 6.1 – Grado di maturazione delle tecnologie geotermiche**

TECNOLOGIE	5 anni	10 anni	15 anni
IDROTERMALI	X		
EGS (Enhanced Geothermal Systems)	X	X	
EGS (Enhanced Geothermal Systems) con scambiatori di calore	X	X	X
OFF SHORE	X	X	X
NON CONVENZIONALE	X	X	X

Fonte: ENEA

**Tabella 6.2 – Stima del potenziale nazionale con elettrico geotermico (MW)**

TECNOLOGIE	10 anni	15 anni
IDROTERMALI	2000	3000
EGS (Enhanced Geothermal Systems)	500	1500
EGS con scambiatori di calore	50	200
OFF SHORE	600	1200
NON CONVENZIONALE	0	500

Fonte: ENEA

Appare quindi indispensabile definire una strategia organica di espansione della geotermia per raggiungere e superare quel contributo del 3% dei fabbisogni al 2020 previsto nel documento programmatico sulle fonti rinnovabili.

È stata istituita presso il MIUR la Piattaforma Tecnologica Italiana per l'Energia Geotermica tra la comunità tecnico-scientifica e le aziende di settore, con la partecipazione di alcuni soggetti istituzionali compreso il MSE-DGRM.

Nel condividere in larga misura le proposte derivanti dai lavori della Piattaforma, si ritiene pertanto che per raggiungere gli obiettivi auspicati di crescita di produzione di energia elettrica nel prossimo decennio è necessario:

- sperimentare cicli binari di produzione di energia elettrica a basso impatto ambientale;
- intraprendere studi e ricerche in materia di EGS in particolare per quanto riguarda le *rocce calde secche*;
- effettuare studi e ricerche sulle potenzialità offshore e in particolare quelle collegate ai sistemi vulcanici del Tirreno, per il quale è stato stimato un potenziale di almeno 1 GW con la previsione di una installazione di capacità produttiva di almeno 600 MWe con orizzonte temporale di medio-lungo periodo.

Le pompe di calore geotermiche si possono affermare stabilmente con una crescita continua essendo integrabili con sistemi energetici per edifici, combinate con altri sistemi a fonti rinnovabili.

Potranno essere sviluppate anche reti multifunzionali (edifici e processi industriali).

### 6.3 Eolico

Gli impianti eolici presenti in Italia a fine 2011 sono 807 per una potenza efficiente lorda di 6.936 MW. Rispetto all'anno precedente sono stati installati 320 nuovi impianti (+66%), di dimensioni medie intorno ai 3,5 MW.

Rispetto all'anno precedente, la variazione complessiva della potenza è pari a 1.122 MW (+19,3%). Nel 2011 la potenza eolica installata rappresenta il 17% di quella relativa all'intero parco impianti a energia rinnovabile.

Con queste installazioni la produzione lorda di energia elettrica da fonte eolico ha raggiunto 10,1 TWh. Ciò contribuisce al raggiungimento del target stabilito dalla direttiva europea 2009/28/EC. Gli studi più recenti stimano il potenziale di MW eolici installabili sul territorio italiano in oltre 16.000 MW, anche in vista di un auspicabile sviluppo di impianti eolici *offshore* realizzati in mare.

La Regione con la maggiore potenza installata è la Sicilia (1.680 MW), seguono Puglia e Campania, rispettivamente con un installato totale di 1.390 MW e 1.063 MW. Sicilia, Calabria, Puglia e Campania insieme rappresentano il 61% degli impianti, il 70% della potenza installata e il 74% dell'energia eolica prodotta in Italia nel 2011. Il Friuli Venezia Giulia si è dotato dei suoi primi impianti eolici nel 2011.

Dal punto di vista della fattibilità tecnica, la crescita sostenuta dell'eolico ha posto in risalto i problemi legati all'infrastruttura elettrica. Alcune linee della rete elettrica in alta tensione hanno infatti dimostrato di non essere più dotate di sufficiente capacità di trasporto per garantire il dispacciamento di energia prodotta dagli impianti eolici negli intervalli di tempo caratterizzati da ventosità sostenuta.

Ciò conduce a frequenti congestioni di rete che si traducono per gli impianti eolici necessariamente in interventi di riduzione di potenza.

L'evoluzione tecnologica, derivata dalle continue attività di ricerca e sviluppo condotte principalmente nei paesi del nord Europa e negli Stati Uniti, ha permesso il conseguimento di obiettivi prestazionali importanti delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili come quello marino), di disponibilità delle macchine stesse in termini di capacità industriali di produzione, di qualità dell'energia prodotta ed essenzialmente in termini di abbattimento dei costi.

Le fibre di carbonio largamente utilizzate per la laminazione delle pale eoliche hanno consentito di ridurre la quantità di materiale impiegato, garantendo una riduzione complessiva del peso degli

aerogeneratori, mentre l'evoluzione dei profili delle pale consente una maggiore erogazione per un miglioramento complessivo delle performance.

Le odierne macchine multi-megawatt consentono di ridurre la frequenza e l'entità dei servizi di assistenza e manutenzione raggiungendo in alcuni casi l'obiettivo del singolo controllo di manutenzione annuale di macchina con risparmio notevole in termini di tempi di inattività della turbina e di costi del personale.

La producibilità è il parametro fondamentale da considerare nell'investimento nel settore: infatti, la remunerazione dell'impianto realizzato è esclusivamente funzione dell'energia prodotta, salvo i casi di finanziamento in ambito PON (Piano Operativo Nazionale), sia attraverso il sistema incentivante dei certificati verdi sia con la vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

#### Tecnologia piccolo eolico

Il mercato, particolarmente quello nazionale, prevede una molteplicità di applicazioni per queste macchine fino ad una potenza di 200 kW, che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica di bassa o media tensione che in applicazioni *stand alone* per l'alimentazione di utenze elettriche isolate.

#### Tecnologia eolica on-shore

Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi. La taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni *on-shore* è compresa fra 500 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (grande taglia). In Italia, i tipi di aerogeneratori oggi più diffusi sono quelli tripala con taglia compresa fra 800-900 kW e 1,5-3 MW. Tendenza attuale del mercato è quella di installare macchine da 1,5 a 3 MW a velocità variabile grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore.

#### Tecnologia eolica off-shore

Per eolico off-shore s'intendono gli insiemi degli aerogeneratori di grande taglia (cioè oltre il MW) che costituiscono le centrali per la produzione di energia elettrica dislocate in ambiente marino. L'attuale tecnologia limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m, con tipologia di fondazione tipicamente monopalo. Le turbine off-shore utilizzano la stessa tecnologia di quelle impiegate a terra, ma il ricorso all'ambiente marino comporta un notevole incremento di producibilità per le condizioni anemologiche (maggiore ventosità a bassa turbolenza) sensibilmente migliori di quelle sulla terraferma. Le severe condizioni climatiche in mare richiedono tuttavia particolari accorgimenti per i trattamenti anticorrosione di fondazioni e torri, sistemi di controllo adeguati per lunghi periodi di operatività, elevata agibilità delle macchine e procedure di sicurezza per la manutenzione.

Le realizzazioni odierne sono costituite da insiemi di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW: attualmente la massima taglia prodotta per un aerogeneratore commerciale è accreditata di una potenza nominale pari 3,6 MW, un diametro del rotore pari a 104 m e altezza della torre variabile.

Le fondazioni monotubo sono attualmente impiegate nella maggior parte degli impianti off-shore del Regno Unito, della Danimarca, della Svezia e dei Paesi Bassi entro un *range* di profondità di 25 m di fondale.

In prospettiva, lo scenario di diffusione delle tecnologie eoliche off-shore è ampio, tenendo conto della continua evoluzione tecnologica che mira alla dislocazione delle centrali su fondali più profondi e, contestualmente, all'utilizzo di macchine di taglia di 5 MW. Con riferimento al caso italiano, la potenzialità eolica lungo le coste va valutata con specifici approfondimenti sui fattori antropici e socio-economici che possono influenzare positivamente o meno la scelta dell'uso della risorsa.

Tecnologia eolica galleggiante per acque profonde

La capacità produttiva delle macchine eoliche in mare aperto risulta estremamente interessante per lo sfruttamento di venti meno turbolenti e di campi di velocità superiori rispetto ai venti costieri (e di terra ferma). Con l'utilizzo delle moderne turbine off-shore multi-megawatt i valori di producibilità crescono sensibilmente rispetto agli impianti terrestri.

Tuttavia, l'accesso a fondali marittimi in zona "acque profonde" (oltre i 50 m) per le installazioni eoliche è beneficio, ad oggi, di qualche prototipo di impianto galleggiante, ovvero privo di fondazioni sommerse di interconnessione al fondale marino.

La valutazione del potenziale eolico nazionale effettivamente sfruttabile può essere condotta a partire dai dati qualificati dall'Atlante Eolico dell'Italia. In generale però questa piattaforma deve essere integrata, oltre che con dati rilevati sul sito, con molteplici fattori tecnici riguardanti l'orografia, la destinazione d'uso del suolo, i vincoli ambientali, le condizioni logistiche (strade ecc.) lo stato della rete locale di distribuzione dell'energia elettrica, non sempre determinabili in modo puntuale su tutto il territorio.

A questi fattori si sommano in modo poco prevedibile aspetti di carattere amministrativo e sociale piuttosto complessi. Per ciascuna regione italiana è possibile ricavare, dall'Atlante Eolico, l'estensione complessiva delle aree con producibilità specifica teorica (numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale) superiore a determinate soglie d'interesse.

Il potenziale teorico risultante sopra la soglia 1.750-2.000 MWh/MW a 50 m sul livello del mare, che deve però essere correlata alle dimensioni del rotore, è elevato e superiore all'intero fabbisogno nazionale.

Per il potenziale eolico off-shore i dati disponibili di ventosità e conseguentemente di producibilità sono più incerti: all'interno di una fascia di 40 km dalla linea costiera risiedono molte aree con producibilità specifica, a 75 m sul livello del mare, dell'ordine di 2.500-3.000 MWh/MW ed in acque a profondità accessibile alle attuali tecnologie impiantistiche off-shore. In aree con acque a profondità intermedie (tra 30 m e 60 m) e profonde (oltre 60 m) si riscontrano producibilità superiori

Dall'estensione complessiva delle aree su terraferma stimate come sufficientemente ventose e compatibili con le installazioni eoliche, si può valutare per l'Italia un potenziale complessivo dell'ordine di 6.000 MW sotto condizioni simili a quelle per cui si realizzano gli impianti attuali (tabella 6.3).

**Tabella 6.3 – Stima dei potenziali di penetrazione dell'eolico**

FONTE	INSTALLATO 2005 [MW]			POTENZIALE TECNICO [MW]		PRODUCIBILITÀ [ TWh]	NOTE
	> 10 MW	< 10 MW	Totale	Totale	Residuo	Totale	
<b>Eolico terrestre</b>	1.312	406	1718	> 6.000	> 4.000	> 12	Potenziale fino a 12GW se impatto ambientale accettabile
<b>Eolico off-shore</b>	0	0	0	900-1.900	900-1.900	2 - 6	Stima molto incerta limitata ai fondali bassi
<b>Eolico complessivo</b>	1.312	406	1718	> 7.000	> 5.000	14 - 18	

Fonte: CESI RICERCA (ora RSE SpA)

Questo potenziale è suscettibile di incremento fino a 12.000 MW e oltre ipotizzando innanzi tutto il potenziamento della rete elettrica, lo snellimento delle procedure autorizzative e la consistenza e continuità delle politiche di incentivazione.

Confermato dal numero di installazioni realizzate, il potenziale più interessante risulta concentrato nelle Regioni meridionali e insulari. Seguono le Regioni centrali dove il potenziale risulta decisamente più contenuto e le settentrionali, dove, escluse molte aree di limitata estensione il potenziale residuo risulta piuttosto basso.

Il potenziale eolico off-shore, nell'ipotesi che le centrali vengano posizionate lontano dalla costa per renderle poco visibili da terra, si può valutare, nell'ordine di qualche migliaio di MW in acque basse (principalmente al largo di Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia e Molise).

In acque intermedie e profonde (Sardegna, Puglia e Sicilia) il potenziale è sensibilmente più alto dove, tuttavia, le tecnologie commercialmente disponibili non sono ancora in grado di spingersi. Questo potenziale è destinato a crescere molto annoverando le aree immediatamente adiacenti alle acque territoriali italiane (EEZ - *Exclusive Economic Zones*).

## 6.4 Fotovoltaico

L'energia solare è la fonte primaria di energia per eccellenza. Ogni anno il sole irradia sulla terra 19.000 miliardi di TEP (Tonnellate Equivalenti Petrolio), mentre la domanda annua mondiale di energia è di circa 10 miliardi di TEP e quella italiana è di circa 190 milioni di TEP. Dal rapporto del GSE sulle fonti rinnovabili, al 31.12.2011 gli impianti fotovoltaici installati in Italia sono 155.977 con una potenza efficiente lorda pari a 12.773 MW.

Le tecnologie fotovoltaiche realizzano la conversione della radiazione solare in energia elettrica, permettendo una produzione diretta e modulare per applicazioni in soluzioni impiantistiche che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra.

Il parco degli impianti fotovoltaici è costituito da impianti incentivati con il Conto Energia, ad eccezione di un esiguo numero di impianti installati prima dell'avvento di tale incentivo oppure che godono dei Certificati Verdi.

Com'era già accaduto nel 2010, anche nel 2011 la crescita degli impianti è straordinaria. La consistenza aumenta di ben 174.219 unità, più che raddoppiando (+112%) quindi la consistenza degli impianti esistenti a fine 2010 sul territorio nazionale. La potenza installata è più che triplicata (+268%) rispetto al 2010. Questo fenomeno è generalizzato a tutte le regioni. Dei 12.773 MW installati a fine del 2011, circa il 42% sono impianti tra 200 kW e 1 MW, mentre un ulteriore 25% è composto dagli impianti che superano 1 MW. Riguardo alla produzione di energia, la fonte solare fotovoltaica è passata da una quota inferiore all'1% della richiesta di energia elettrica nel 2010, a una di quasi il 3% nel 2011. Secondo il GSE, la fonte solare fotovoltaica ad oggi con 10,7 TWh di produzione elettrica ha superato quella eolica (10,1 TWh).

Le variazioni più consistenti della potenza installata sono dovute agli impianti appartenenti alle classi maggiori (tra 200 kW e 1 MW e oltre 1 MW). Rispetto al 2010 è leggermente aumentata la dimensione media di questi impianti. Per quelli che superano 1 MW la potenza unitaria media si stabilizza intorno ai 3,3 MW, valore praticamente uguale a quello del 2010.

Le previsioni di sviluppo del fotovoltaico al 2020 in Spagna e Germania indicano un raggiungimento rispettivamente di 651 e 865 kW installati ogni 1.000 abitanti: quasi un kWp per abitante. Se l'Italia fosse in grado di colmare il gap fotovoltaico con i paesi europei più virtuosi, e di inseguirne il trend di sviluppo, le installazioni fotovoltaiche potrebbero essere ragionevolmente stimate attorno ai 45 GW al 2020: circa 0,75 kWp installato per abitante.

L'effettiva possibilità per l'Italia di raggiungere gli altri "grandi" del fotovoltaico in Europa, con un installato complessivo che è pari a circa 50 GW totale al 2020, è verosimilmente realizzabile se non verrà meno, soprattutto nei prossimi 3-5 anni, il supporto economico ed l'impegno del "sistema Paese" allo sviluppo del solare fotovoltaico.

In ambito fotovoltaico, le attività di ricerca, sviluppo e prototipazione si sono diversificate molto, definendo una suddivisione preliminare in celle e/o moduli, da un lato, e sistemi ed applicazioni, dall'altro.

L'industria italiana presente nella produzione delle componenti di tali impianti presenta delle eccellenze che riguardano in particolare la produzione di inverter e di macchinari produttivi.

Il settore fotovoltaico è in forte crescita e rapido mutamento, cosa che determinerà opportunità rilevanti e potenzialmente in grado di colmare rapidamente il gap con gli attuali leader tecnologici; in particolare l'Italia sta puntando sulla tecnologia a film sottile per la quale Enel con Sharp e STM ha costruito uno stabilimento in Sicilia da 480 MW.

## 6.5 Generazione elettrica

In un sistema elettrico, come la rete elettrica italiana, in cui sono presenti un migliaio di sezioni termoelettriche di generazione, decine di migliaia di impianti di generazione da fonti rinnovabili, oltre 400.000 km di elettrodotti ad alta tensione, due migliaia di stazioni di smistamento e di trasformazione ad alta tensione, centinaia di migliaia di cabine per la distribuzione dell'energia elettrica, circa 900.000 km di elettrodotti di distribuzione, l'obiettivo è che ognuno di questi elementi abbia la capacità di scambiare informazioni di tipo funzionale con gli altri elementi del sistema: diventi, cioè, intelligente. Per far ciò è necessario modificare l'infrastruttura elettrica attuale e come questa viene gestita con l'introduzione delle reti di distribuzione intelligenti.

L'utilizzo di fonti di micro-generazione sparse sul territorio ha numerosi vantaggi, come la diminuzione dei costi di trasporto e delle perdite di rete, ma richiede delle reti di distribuzione bi-direzionali, che siano in grado di gestire anche flussi di generazione dalla periferia verso il centro, mantenendo elevati standard di sicurezza. Inoltre, le principali tipologie di impianti rinnovabili non sono programmabili. Nasce quindi l'esigenza di bilanciare il carico della rete agendo sugli impianti tradizionali, programmabili, associati agli impianti rinnovabili o di creare stoccaggi temporanei di energia elettrica utilizzando batterie o altri sistemi connessi alla rete.

Le reti intelligenti sono fondamentali per gestire attivamente la domanda attraverso l'accesso a maggiori informazioni. La diffusione di contatori intelligenti, sia nell'elettricità sia nel gas, è la base di questo approccio. Una nuova generazione di contatori elettronici è necessaria per offrire servizi avanzati e l'accoppiamento agli *in home display* rappresenta la nuova frontiera tecnologica del *demand response* e può coinvolgere maggiormente il consumo finale, addirittura anche nel bilanciamento del carico, attraverso l'aggregazione delle disponibilità alla modulazione dei prelievi e immissioni e la messa a disposizione sul mercato dei servizi di dispacciamento.

Questo sempre maggior numero e densità di informazioni richiede inoltre l'evoluzione dell'infrastruttura di comunicazione in appoggio alla rete di distribuzione e l'integrazione con i vari sistemi di gestione dei distributori che sono chiamati ad investimenti sulle infrastrutture e sui sistemi informativi.

Le reti intelligenti permetteranno il controllo remoto della rete e dei malfunzionamenti, nonché il monitoraggio costante dello stato dei componenti, con conseguente riduzione dei costi di manutenzione e miglioramento dei parametri di qualità evitando inoltre che nessun watt di energia elettrica rinnovabile possa essere sprecato.

## 6.6 Sistemi di accumulo elettrici

La presenza di sistemi di accumulo espressamente progettati per fare fronte alla natura non programmabile del contributo di molte delle energie rinnovabili è indispensabile per la corretta gestione dell'intero sistema elettrico. Infatti, se le nuove forme di generazione di energia (eolico, solare ecc.) non sono dispacciabili, nasce l'esigenza di una maggiore modulazione, basata su un criterio del tipo *just-in-time*, sia di altre forme di generazione, sia della domanda.

Uno dei sistemi più adatti per questo servizio è certamente quello dell'accumulo elettrico locale dell'energia prodotta, interconnesso tramite *smart grid* alla rete elettrica. Per le applicazioni suddette, quando si parla di accumulo elettrico, ci si riferisce in genere ad accumulatori al piombo acido che, per usi stazionari, dove l'ingombro e il peso hanno un'importanza relativa, per il loro basso costo, la loro affidabilità e la sicurezza sono spesso da preferire. Ma gli accumulatori al litio già ora sono in grado di immagazzinare energie specifiche almeno 4-5 volte superiori, hanno una tensione molto più elevata (3-4 V contro 2), possono fornire potenze maggiori e stanno colmando velocemente il gap di affidabilità e sicurezza e si prevede che in pochi anni possano in buona parte sostituire le vecchie batterie al piombo.

Specificatamente per le reti elettriche, sono state studiate inoltre, ancora marginalmente, ed utilizzate altre tipologie di batterie del tipo cosiddette a flusso (od anche redox a flusso, come le ZnBr, VRB). Questi sistemi presentano vantaggi e limiti di natura tecnologica ed economica, che li rendono competitivi in diverse applicazioni. Rispetto però alle batterie a base di litio, è possibile individuare una serie di aspetti che rendono gli altri sistemi di accumulo elettrochimico meno interessanti: le batterie convenzionali al piombo (anche nelle versioni più innovative) e quelle alcaline hanno dei limiti prestazionali o di costo, che sono all'incirca simili a quelli delle batterie più innovative come quelle ad alta temperatura e redox; di contro, i sistemi al litio hanno l'indubbio vantaggio strategico di essere un componente adatto per numerose applicazioni e sono, pertanto, prodotti in continua evoluzione tecnologica con notevoli prospettive di miglioramento per tutte le applicazioni, e con aspettative di mercato così rilevanti da far ritenere una rapida riduzione dei costi come un elemento certo, associato alle economie di scala attese dall'aumento della produzione previsto sia nell'elettronica di consumo che nei veicoli a trazione elettrica. Attualmente i sistemi al litio più promettenti, in parte commercializzati o prossimi all'industrializzazione, sono riportati nella tabella 6.4.

**Tabella 6.4 – Caratteristiche di alcune batterie al litio-ione in sviluppo per applicazioni veicolari**

Sistema	NCA Grafite	LFP Grafite	MS TiO	MNS TiO	MN Grafite
Elettrodi Positivo Negativo	LiNi <sub>0,8</sub> Co <sub>0,15</sub> Al <sub>0,05</sub> Grafite	LiFePO <sub>4</sub> Grafite	LiMn <sub>2</sub> O <sub>4</sub> Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>	LiMn <sub>1,5</sub> Ni <sub>0,5</sub> O <sub>4</sub> Li <sub>4</sub> Ti <sub>5</sub> O <sub>12</sub>	Li <sub>1,2</sub> Mn <sub>0,6</sub> Ni <sub>0,2</sub> O <sub>2</sub> Grafite
Capacità, mAh/g Positivo Negativo	155 290	162 290	100 170	130 170	275 290
Tensione, V a 50% SOC	3,6	3,35	2,52	3,14	3,9
Sicurezza	Discreta	Buona	Eccellente	Eccellente	Eccellente
Potenziale vita	Buono	Buono	Eccellente	Sconosciuto	Sconosciuto
Costo	Moderato	Moderato	Basso	Moderato	Moderato
Stato dell'arte	Scala pilota	Scala pilota	Sviluppo	Ricerca	Ricerca

NCA = Nichel-Cobalto, Alluminio; LFP = Litio Ferro Fosfato; MNS = Manganese Spinello; MN = Manganese ossido

Fonte: ENEA

Questi sistemi sono studiati e sviluppati principalmente per applicazioni all'elettronica di consumo ed alla trazione elettrica con ingenti investimenti pubblici e privati. Pertanto le batterie al litio rispetto ad altri tipi di batterie ed anche rispetto ad altri sistemi di accumulo presentano un importante vantaggio che li rende in qualche modo preferibili ai sistemi di accumulo alternativi: la disponibilità e realistica certezza di vari campi di applicazione con ampi mercati collegati, che ne possono quindi garantire un continuo sviluppo e miglioramenti sia in termini tecnici che economici in quanto si possono realizzare ampie economie di scala produttiva.

La molteplicità di soluzioni costruttive dei sistemi al litio offre una notevole flessibilità di scelta, giacché i sistemi di accumulo realizzati con queste batterie possono svolgere funzioni estremamente diversificate e specializzate. Ci sono, per esempio, batterie al litio che possiedono una potenza specifica (potenza per unità di peso, come quelle con ossido di titanio nel materiale anodico) molto elevata, che può essere utilizzata per far fronte ad applicazioni in cui è necessario fornire elevate quantità di energia in tempi molto brevi. Di contro, ci sono batterie al litio con elevata energia specifica che sono in grado di fornire l'energia accumulata in tempi lunghi, non compatibili con prestazioni di potenza. Si può pertanto affermare che la batteria al litio ha prestazioni e costi variabili con i materiali prescelti e che, come non esiste un sistema di accumulo ideale per tutte le applicazioni alle reti elettriche, altrettanto si può dire per le batterie al litio che necessitano ancora di attività di ricerca, sviluppo e industrializzazione per valutare le effettive potenzialità in sistemi di taglie molto più elevate, non ancora sviluppate ed ancora in fase di limitati progetti dimostrativi sperimentali.

A livello applicativo, sono stati realizzati alcuni impianti di grande taglia (fino ad oltre 10 MW) con batterie convenzionali (al piombo-acido) ed innovative (sodio-zolfo, zinco-bromo), ma l'uso delle batterie al litio è ancora limitato. Un impianto dimostrativo è stato realizzato dall'AES da 2 MW con batterie al litio di alta potenza (con anodo a base di ossido di titanio in sostituzione della grafite) con lo scopo di regolare la frequenza, mentre altri impianti dimostrativi sono in fase di realizzazione. Recentemente AES ha annunciato la realizzazione di un sistema di accumulo da 12 MW in Cile con il compito di assistere la stabilizzazione della rete, usando moduli da 2 MW, basati su celle al litio-ione, che utilizza nano materiali nel catodo (litio ferro fosfato in scala nanometrica), ed il finanziamento di un altro sistema di accumulo da 20 MW con le stesse batterie nello Stato di New York.

Un altro sistema per l'accumulo di energia è rappresentato dall'idrogeno, che può essere generato tramite celle a combustibile utilizzando una fonte di energia da rinnovabili e convertito in elettricità (anche se a bassa efficienza). L'idrogeno può essere accumulato anche se le sue caratteristiche chimico- fisiche rendono tale accumulo assai complicato e costoso. La problematica dell'accumulo di idrogeno è particolarmente importante in quanto un sistema di accumulo efficiente in una centrale di coproduzione di energia elettrica ed idrogeno permette di ottimizzare l'assetto di impianto parzializzando opportunamente i processi di produzione di energia elettrica e di idrogeno in funzione dei massimi ritorni economici.

Le problematiche legate all'accumulo riguardano essenzialmente la capacità di stoccaggio, i flussi energetici legati all'accumulo ed al successivo utilizzo dell'idrogeno ed i problemi di sicurezza connessi alla presenza di stazioni di stoccaggio di notevoli dimensioni.

Appaiono particolarmente interessanti i sistemi di accumulo a bassa pressione basati essenzialmente sull'assorbimento dell'idrogeno in materiali nei quali si realizzano legami chimico-fisici dell'idrogeno con altre sostanze, formando idruri, permettendo una buona compattezza del sistema anche a basse pressioni.

### 6.7 Solare termico

La diffusione su vasta scala del solare termico, passa necessariamente per la penetrazione degli impianti in ambito residenziale e la realizzazione di impianti di grande taglia, destinati non solo alla produzione di acqua calda sanitaria, ma anche al riscaldamento di ambienti, alla produzione di calore nei processi industriali o al condizionamento estivo.

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

Lo strumento di detrazione fiscale al 55% ha assicurato grande stabilità e risollevato gli operatori sull'opportunità di seguire ad investire nel settore ma resta ancora non confrontabile, tuttavia, con il risultato dell'incentivazione dei sistemi fotovoltaici. Per gli impianti solari termici è stato rimosso, poi, l'ostacolo burocratico della necessità di certificazione energetica dell'edificio. Con queste ipotesi, molte aziende del settore manifestano il loro ottimismo nelle previsioni future, in attesa, ancora ad oggi, delle regole attuative del Decreto relativo al rendimento energetico nell'edilizia, che possano rendere effettivo e operativo l'obbligo dell'introduzione del solare negli edifici. L'accresciuta sensibilità dell'utente verso i temi ambientali e nei confronti dei sempre crescenti prezzi dell'energia convenzionale, inoltre, sono elementi incoraggianti per la penetrazione della tecnologia del solare termico dei settori residenziale, alberghiero ed industriale italiani.

Nel settore residenziale italiano si contano circa 21.500.000 appartamenti, di proprietà per il 75% della popolazione ivi residente. In questo panorama nazionale i sistemi di riscaldamento autonomo sono estremamente comuni, diversamente dai sistemi centralizzati per riscaldare ambienti e produrre acqua calda ad uso sanitario.

La diffusione di piccole reti di teleriscaldamento è ancora più rara: la potenza totale installata in teleriscaldamento contribuisce meno dell'1% alla domanda totale di calore nel settore residenziale, pari a 3.600 GWth, fornita prevalentemente da combustibile gas naturale. Nel caso di impianti centralizzati, infatti, si ha quasi sempre l'adozione di soluzioni autonome per l'acqua calda sanitaria.

Gli alti tassi di ristrutturazione del patrimonio edilizio residenziale nazionale confermano la forte tendenza verso sistemi autonomi per la produzione di calore. Il bassissimo indice di sfruttamento del settore condominiale è confermato dai dati al 2004, con una percentuale di impianti solari termici con superficie maggiore di 30 m<sup>2</sup> compreso tra l'1% e il 2% del mercato totale. Tali aspetti, nonostante l'elevatissimo potenziale in gioco, pongono barriere tecniche e decisionali a un'adeguata penetrazione del solare termico in questo settore.

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

Gli studi condotti, con differenti approcci metodologici, in Austria, Spagna, Portogallo, Italia e Olanda, hanno identificato un elevato potenziale tecnico di integrazione del solare termico in settori industriali interessanti e promettenti, quantificando la domanda di calore a differenti livelli di temperatura. Il 30% del fabbisogno di calore ad usi industriali è richiesto a temperature inferiori a 100 °C e tale percentuale sale addirittura a quasi il 60% estendendo il limite superiore a 400 °C per abbracciare le applicazioni in cui si impiega vapore per esigenza di trasporto. Con tali potenziali, il contributo del solare termico può essere pari al 3-4% della domanda di calore complessiva nell'industria, che su scala europea (EU27) corrisponde ad un potenziale tecnico considerevole, maggiore di 100 GWth, per sola integrazione del solare termico nei processi industriali. L'apporto di tale settore applicativo è un aspetto decisivo al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 in merito alla quota minima di utilizzo di energia rinnovabile. Certamente sarà necessario, a sostegno di tale crescita, un intervento decisivo delle Pubbliche Istituzioni per supportare lo sviluppo di una industria nazionale che è già presente sul territorio con diverse realtà ad alto grado di specializzazione.

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

L'industria italiana in questo settore ha un potenziale annuo di produzione di 1,4 milioni di metri quadrati di pannelli solari termici pari ad 1 GWth. Il mercato ha visto negli ultimi anni uno sviluppo significativo passando dai 130 MWth del 2006 ai quasi 400 MWth attuali di installato annuale per un installato totale di circa 1,5 GWth pari a circa 2 due milioni di metri quadrati installati.

In Italia il solo consumo di energia finale per uso residenziale ammonta a circa 23 Mtep su 143 complessivi. Pertanto il solare termico rappresenta una tecnologia in grado di incidere in maniera significativa sul raggiungimento degli obiettivi del Piano d'Azione nazionale che prevede al 2020 una copertura del 17% dei consumi finali con energia da fonti rinnovabili. Grazie agli strumenti di incentivazione e nonostante la crisi economica, il solare si conferma come il secondo mercato europeo con un installato complessivo di 490.000 m<sup>2</sup> (corrispondenti a 343.000 kWth), registrando invece un lieve incremento del 3,2% rispetto al 2009.

Con questo trend di crescita a fine 2011 l'installato dovrebbe essere di circa 3 milioni di m<sup>2</sup>, valore ancora lontano dagli obiettivi dell'Action Plan nazionale che prevede un installato al 2020 di circa 17 milioni di m<sup>2</sup> con un equivalente energia prodotta per usi finali pari a circa 1,12 Mtep.

## 6.8 Biomasse

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

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

In Italia si ha un buon potenziale di biomassa disponibile da residui della lavorazione del legno, residui agroindustriali e da filiere boschive che permetterebbero uno sviluppo notevole del settore. (paglie: 16.000 kt/anno; potature: 5.000 kt/anno; sanse e vinacce: 1.320 kt/anno; foreste: 2.200 kt/anno).

Particolarmente significativa è la crescita della produzione di elettricità da biomasse solide, che è stata mediamente pari al 14,7% per anno dal 2001 (20,8 TWh prodotti), arrivando a 62,2 TWh nel 2009, con un aumento del 7,4% rispetto al 2008. La maggior parte di questa produzione (62,5% nel 2009) proviene da impianti di cogenerazione, che utilizzano la biomassa con elevata efficienza consentendo il recupero e la riutilizzazione anche di una frazione significativa del calore prodotto dalla generazione elettrica. Per quanto riguarda l'Italia, il Piano di Azione Nazionale sulle rinnovabili affida un ruolo fondamentale alle biomasse: infatti queste andranno a coprire, rispetto al totale delle fonti rinnovabili, il 19% del totale di consumi di elettricità (18.780 GWh), il 54% dell'obiettivo sulla quota di rinnovabili negli usi di calore e raffrescamento (5.670 ktep) e l'87% dell'obiettivo di rinnovabili per il settore dei trasporti (2.530 ktep).

Da segnalare come sia spesso difficile accedere ai boschi e ai terreni a causa della presenza di vincoli di varia natura, delle pendenze dei terreni, della mancanza o non praticabilità delle strade ecc. Le principali barriere alla diffusione sono di carattere economico ed ambientale (con riferimento alle problematiche connesse all'emissione di particolato), ma occorre fare opportune distinzioni in base alla taglia degli impianti ed alla tipologia di applicazioni.

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

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

A questo proposito si segnala come molti degli apparecchi di piccola taglia per la combustione di biomassa presenti sul mercato nazionale siano progettati in base a criteri ormai obsoleti associando impropriamente il termine biomassa al concetto di "combustione pulita" senza prestare la dovuta attenzione alla fenomenologia della combustione e della formazione di inquinanti e promuovendo l'utilizzo di biomasse alternative al legno (mais, sansa, gusci ecc.) il cui utilizzo in realtà comporta problemi non ancora completamente risolti in questo tipo di apparecchi.

## 6.9 Biogas

Il biogas è una miscela gassosa composta prevalentemente da metano e anidride carbonica in rapporti che oscillano dal 50:50 al 80:20. All'interno di questa miscela sono presenti in quantità minori anche altri gas quali l'idrogeno solforato, l'ammoniaca, l'idrogeno, l'ossido di carbonio.

Il biogas deriva da un processo biologico di degradazione della sostanza organica in condizioni di anaerobiosi, ossia in assenza di ossigeno, e il processo è chiamato digestione anaerobica. In queste condizioni si riesce ad ottenere una produzione di metano pari a 350 l per ogni kg di COD<sub>9</sub> (Chemical Oxygen Demand) abbattuto.

A questo processo partecipano una moltitudine di specie batteriche diverse, ognuna delle quali interviene in una determinata fase della catena degradativa della sostanza organica. Il processo non usa batteri selezionati o modificati: normalmente, sono controllate le condizioni operative di temperatura, flussi, agitazione, pH, al fine di favorire la crescita di alcune popolazioni batteriche rispetto ad altre.

Il processo di digestione anaerobica ha tre campi di applicazione all'interno dei quali può essere inquadrato e dai quali derivano anche le tecnologie per la sua gestione. Il primo è il trattamento depurativo delle acque reflue, in particolare di quelle ad alto carico organico tipicamente di origine industriale o agroindustriale. Il secondo, con maggiore valenza energetica, si inserisce nel trattamento di reflui di origine zootecnica e nell'utilizzo delle biomasse, siano esse prodotte ad hoc per scopi energetici o derivanti da scarti di produzione o raccolta differenziata. Il terzo è il recupero del biogas prodotto da rifiuti, contenenti ancora quote più o meno grandi di sostanza organica, conferiti in discarica.

Considerando il fatto che il Piano di Azione Nazionale per le fonti rinnovabili, che definisce la strategia del Governo in merito alla politica energetica sulle fonti rinnovabili da qui al 2020, assegna alla bioenergia, in tutte le sue forme, un "peso" pari al 45% dell'obiettivo totale, gli investimenti in questo settore dovranno essere sostenuti da una legislazione adeguata, che tenga conto anche dei più recenti sviluppi tecnologici e dell'affermarsi di nuove possibili opzioni.

Il potenziale di sviluppo della digestione anaerobica è legato alla possibilità di avere adeguate quantità di biomassa da avviare al trattamento. Nel settore delle acque reflue questo è legato principalmente all'aumento dei reflui ad alto carico organico, che a sua volta dipende dallo sviluppo dell'industria, attualmente piuttosto stagnante. Un certo impulso al settore potrebbe arrivare dallo stimolo al riutilizzo delle acque. Le tecnologie di recupero della risorsa idrica tendono a produrre due tipologie di acque: una, con i flussi idrici maggiori e bassi carichi organici, destinata tipicamente al riuso, l'altra, con bassi flussi ma con alti carichi organici, destinata al trattamento.

Quest'ultima tipologia di acque potrebbe essere utilmente avviata alla digestione anaerobica per il recupero energetico in parte necessario al processo depurativo.

Anche nel settore del trattamento delle biomasse, l'ampliamento del mercato è legato alla possibilità di ottenere nuova biomassa da avviare ai processi di digestione. La loro produzione specifica, utilizzando terreni marginali o terreni *set aside*, può avere ancora un certo sviluppo ma non ai ritmi sostenuti oggi, in parte per la diminuzione dei terreni fruibili, in parte per le elevate richieste idriche che queste colture stimolano.

Diversi sono i substrati che possono essere avviati alla digestione, ma la loro produttività può essere modificata considerevolmente in funzione delle condizioni operative e della gestione del substrato stesso. Un aspetto interessante, sia per l'incremento della produzione di biogas che per lo smaltimento dei rifiuti, è quello di utilizzare nei digestori gli scarti della produzione agroindustriale e i rifiuti solidi urbani, auspicabilmente separati alla fonte. Le due differenti tipologie di rifiuto sono per loro natura di qualità e quantità elevate e normalmente prive di prodotti e/o composti pericolosi per l'uomo o per l'ambiente.

Al momento, il processo di trattamento più comune per questo tipo di prodotti è la stabilizzazione aerobica (compostaggio) e successivo avviamento allo spandimento agronomico o alla discarica. Il loro utilizzo in digestori anaerobici permetterebbe di trasformare in biogas la parte facilmente fermentescibile della sostanza organica, per poi avviare al compostaggio solo la frazione solida dell'effluente dopo la separazione da quella liquida.

Questa tecnologia è poco diffusa in Italia non solo per la scarsa diffusione di una efficace raccolta differenziata in ambito urbano, ma anche perché la normativa vigente rende particolarmente complicata la gestione della frazione organica prodotta dall'industria, considerata rifiuto e come tale sottostante a normative particolarmente stringenti.

La maggior flessibilità della normativa tedesca, ad esempio, ha concesso agli agricoltori di utilizzare nei digestori aziendali anche gli scarti dell'industria agroalimentare, favorendo fortemente la produzione di biogas in Germania, con il contenimento del conferimento in discarica di rifiuti fermentescibili.

Un altro aspetto rilevante e che rischia di limitare l'ampliamento del mercato della digestione anaerobica è legato allo spandimento agronomico del digestato. La pratica della fertilizzazione dei terreni agricoli, effettuata attraverso lo spandimento degli effluenti provenienti dalle aziende zootecniche e delle piccole aziende agroalimentari, è oggetto di una specifica regolamentazione volta a salvaguardare le acque sotterranee e superficiali dall'inquinamento causato, in primo luogo, dai nitrati presenti nei reflui.

La Direttiva comunitaria 91/676/CEE (col nome convenzionale di Direttiva nitrati) ha dettato i principi fondamentali a cui si è uniformata la successiva normativa nazionale, imponendo un limite massimo di azoto per ettaro che per le "Zone Vulnerabili da Nitrati" di origine agricola (ZVN) è pari a 170 kg N/ha/anno. Durante il processo di digestione anaerobica l'azoto non viene rimosso, ne consegue che al fine di rispettare i limiti imposti dalla legge è necessario avere sempre più terreno a disposizione per lo spandimento agronomico.

La tendenza della normativa è quella di continuare a ridurre la quantità di azoto da apportare al suolo, di conseguenza gli impianti di digestione anaerobica installati nelle aziende agricole saranno per questo costretti a dotarsi di impianti dedicati alla rimozione dell'azoto in grado di soddisfare norme più restrittive.

I processi di rimozione dell'azoto sono di tipo aerobico e richiedono quindi grandi apporti di energia necessaria per l'arieggiamento dei reflui: la digestione anaerobica potrebbe essere un processo utile al recupero di una quota parte di energia per fronteggiare le richieste dell'impianto aerobico stesso.

In questa direzione si stanno muovendo nuove e promettenti tecnologie che utilizzano per la rimozione dell'azoto batteri Anammox in grado di trasformare i nitriti in azoto gassoso, sostituendosi al tradizionale processo di nitrificazione e denitrificazione.

Poiché questo approccio richiede la presenza contemporanea di ammoniaca e nitriti ed è favorito da temperature superiori ai 25 °C, l'effluente di un digestore anaerobico si presta particolarmente al tipo di processo, con un vantaggio anche economico commisurabile in un risparmio energetico di circa il 25%.

### 6.10 Solare termodinamico

Importante esempio di integrazione tra centrali termoelettriche ed innovazione tecnologica è il "progetto Archimede", funzionalmente connesso all'impianto di Priolo Gargallo in cui si integra un ciclo combinato a gas e un impianto solare termodinamico a sali fusi per la produzione di energia elettrica. In questo impianto si utilizzano una serie di specchi per concentrare raggi del sole su tubazioni percorse dal fluido costituito da una soluzione di sali fusi.

Aree dove è possibile lo sfruttamento della fonte solare mediante impianti a concentrazione si trovano in gran parte nei paesi emergenti o in via di sviluppo, regioni in cui, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione, ogni chilometro quadrato di terreno può produrre mediamente da 200 a 300 GWh/anno di energia elettrica, equivalenti alla produzione annua di un impianto termoelettrico convenzionale da 50 MWe, alimentato a carbone o a gas. La distribuzione sul territorio nazionale del numero medio annuo di ore d'irraggiamento diretto identifica le aree ottimali per questa destinazione d'uso come appartenenti di fatto alle zone costiere dell'Italia meridionale, in una fascia di circa 5-10 km ed in fasce generalmente più ampie nell'entroterra delle isole maggiori, per una superficie complessiva pari a circa 65.000 km<sup>2</sup>. Anche in questo caso, vincoli geologici, orografici, ambientali e paesaggistici determinano l'estensione delle aree destinabili al solare termodinamico, non presentandosi un limite fisico della fonte in sé.

Ulteriori possibilità di applicazione della tecnologia CSP (Concentrating Solar Power) è nella diffusione di impianti cogenerativi multifunzionali (energia elettrica, caldo, freddo, dissalazione, vapore per processi industriale, reforming vapore-metano) di media/piccola taglia, ibridizzati con combustibili fossili o rinnovabili (per sopperire alla mancanza del sole in certi periodi), che aumentano le possibilità di installazione sul territorio, specialmente nel caso dell'ibridazione con biomasse da terreni destinabili a coltivazioni solo per uso agro-energetico, largamente previste nei vari piani energetici regionali.

Il potenziale tecnico di penetrazione della tecnologia solare termodinamica in Italia, oscilla tra i 2.500 ed i 3.500 MW (pari a circa 50-70 km<sup>2</sup>, corrispondente allo 0,1% della superficie utile nazionale) corrispondenti ad una produzione annua di energia elettrica pari a circa 6-9 TWh. Questo dato appare in linea con le previsioni ESTELA al 2050, anno in cui in Italia potrebbero essere prodotti 5 TWh annui di energia elettrica ricorrendo a questa tecnologia, a fronte di un potenziale stimato in 7 TWh. Secondo il programma MED CSP (Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region), le stime del potenziale di penetrazione in Italia della tecnologia solare a concentrazione esprimono un potenziale dell'ordine di 88 TWh/anno come tecnicamente sfruttabile ed uno economicamente sfruttabile dell'ordine di 5 TWh/anno.

La potenza solare programmata a livello mondiale ammonta a 1.562 MW, ai quali si aggiungono 5 MW previsti per il progetto italiano Archimede e il portafoglio di progetti della Global Environment Facility (GEF) attualmente previsti, pari a 130 MWe.

Per le previsioni di sviluppo, un possibile trend, corrispondente all'obiettivo dell'iniziativa CSP GMI (Fred Morse - *The Global Market Initiative for Concentrating Solar Power*) è quello di raggiungere i 5.000 MW nel 2015, obiettivo che sarebbe evidentemente sottostimato se i programmi di sviluppo, recentemente varati negli Stati Uniti e nella Repubblica Popolare Cinese e che ammontano a diverse migliaia di MW, dovessero parzialmente concretizzarsi.

Per contro, è da considerare che in scenari di penetrazioni di rilievo delle tecnologie solari, il fotovoltaico ed il termodinamico sarebbero forme concorrenti di generazione elettrica almeno per quanto riguarda l'impegno del territorio, mentre l'introduzione dell'accumulo termico negli impianti CSP favorisce l'integrazione delle due tecnologie in termini di ottimizzazione della rete.

## 6.11 Biocarburanti

I biocarburanti, nell'intero ciclo di vita, ovvero dalla raccolta della materia prima, la biomassa, fino al consumo nei veicoli, consentono di avere una ridotta emissione di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) rispetto ai carburanti di origine fossile; un ulteriore vantaggio dell'uso dei biocarburanti è legato alle loro migliori proprietà ambientali di biodegradabilità e bassa tossicità.

Tra tutti i prodotti classificati come biocarburanti secondo la Direttiva comunitaria 2003/30/Ce (modificata ed abrogata dalla Direttiva 2009/28/CE), l'applicazione in Italia prevede un utilizzo incentrato principalmente sui seguenti:

- bioetanolo: etanolo ricavato dalla biomassa o dalla parte biodegradabile dei rifiuti;
- biodiesel: estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, utilizzato in motori di tipo diesel;
- bio-ETBE, etil-ter-butyl-etero: ETBE prodotto partendo da bioetanolo (la percentuale in volume di bio-Etbe considerata biocarburante è del 47%);
- bioidrogeno: idrogeno ricavato da biomassa o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti.

Le leggi finanziarie 2007 e 2008 hanno stabilito, per i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, l'obbligo di inserirne una quota minima dell'1% per il 2007, 2% per il 2008 e 3% per il 2009; la quota è calcolata prendendo a riferimento il carburante immesso in consumo per autotrazione nell'anno solare precedente, calcolata sulla base del tenore energetico.

Incorporare percentuali crescenti di etanolo o biodiesel in benzina e gasolio deve andare incontro all'esigenza delle case automobilistiche di non modificare i motori e/o altre componenti degli autoveicoli e a quella dei produttori di carburanti di assicurare la totale utilizzazione dei combustibili in vendita nella rete di distribuzione stradale (un qualsiasi autoveicolo deve poter passare senza problemi dall'uso di una miscela contenente biocarburanti a quello del combustibile fossile puro e viceversa) e, tutto sommato, anche a quella del sistema agricolo di diversificare le proprie produzioni e di utilizzare i terreni non più destinabili in modo economicamente conveniente alla produzione di risorse alimentari. Ovviamente, questa convergenza di interessi è valida solo fino ad un certo punto, corrispondente ad un livello di sostituzione stimabile intorno al 10% perché percentuali maggiori darebbero luogo - almeno con alcune tipologie di biocarburanti, come l'etanolo - a problemi di natura tecnica.

Sono stati approvati ad aprile 2008 due regolamenti nazionali: il DM n. 100 che fissa le sanzioni per il mancato raggiungimento della quota di biocarburanti da commercializzare obbligatoriamente a partire dal 2007, attraverso multe da 600 a 900 euro per ogni certificato mancante, corrispondente ad una tonnellata di biocombustibile; il DM n. 110 che stabilisce i requisiti che operatori e impianti di produzione di biodiesel devono possedere per accedere ai benefici fiscali. Rimangono inoltre gli obiettivi indicativi e non vincolanti del 2,5% entro il 31/12/2008 e del 5,75% entro il 31/12/2010 inseriti nel DLgs 128/05 per l'immissione di biocarburanti nei trasporti.

È inoltre in vigore il decreto del Consiglio Europeo di Bruxelles dell'8-9 marzo 2007 che prevede per tutti gli Stati membri dell'UE, entro il 2020, una quota minima del 10% di biocarburanti rispetto al totale dei consumi di benzina e gasolio per autotrazione. La Direttiva 2009/28/CE, infine, obbliga tutti gli Stati membri dell'UE ad assicurare che la propria quota di energia da fonti rinnovabili in tutte le forme di trasporto nel 2020 sia almeno il 10% del consumo finale di energia nel settore dei trasporti nello Stato membro.

L'adempimento degli obiettivi o dei vincoli per l'introduzione di biocarburanti nell'autotrazione richiede quantitativi ben superiori a quelli prodotti dall'Italia negli ultimi anni e che dovranno essere ulteriormente amplificati negli anni futuri per soddisfare il previsto aumento di domanda nel settore.

Occorrerà quindi intraprendere da subito programmi specifici per promuovere la produzione e l'utilizzo dei biocarburanti. L'aspetto di maggiore rilevanza sembra essere costituito dalla larga estensione di territorio da adibire alla coltivazione delle colture energetiche, nel caso in cui né biomasse né biocarburanti fossero importati.

Per produrre gli oltre 2,5 milioni di tonnellate di biocarburanti necessari attualmente occorre un impiego di superficie coltivabile di circa 26.000 km<sup>2</sup>. Tale territorio rappresenta quasi il 40% dei terreni adibiti nel 2005 a seminativi, i più indicati per lo scopo, ovvero circa un quinto della superficie agricola utilizzata.

Riferendosi invece al 2020 sarebbero richiesti più di 4 milioni di tonnellate di biocarburanti e superfici coltivabili pari a 42.000 km<sup>2</sup> di territorio, che corrispondono al 59% delle terre a seminativi e alla settima parte della superficie nazionale italiana. Si creerebbe perciò un conflitto con gli altri usi finali del settore agricolo.

Sembra inoltre molto difficile, in un periodo di tempo di pochi anni, aumentare i terreni da utilizzare per la produzione di biocarburanti, considerando che i più fertili sono già impiegati, nonché attuare tutti i cambiamenti, sia di interessi che di strutture organizzative, necessari per l'effettiva concretizzazione.

L'interazione tra le colture energetiche e quelle per la produzione alimentare potrebbero comportare ulteriori rialzi dei prezzi di mercato di alcune merci anche se non direttamente imputabili ai biocarburanti.

Forti aumenti di questi prodotti, utilizzati anche come materie prime per mangimi animali, potrebbero, in un Paese industrializzato come il nostro, prima di creare diffusi problemi di sottoalimentazione nella popolazione, mettere in crisi il settore zootecnico, come già si iniziava ad avvertire nelle aziende suinicole.

Il bilancio complessivo attuale è quello di un settore di grande interesse, in uno scenario normativo e di mercato in evoluzione, in cui le reali opportunità di sviluppo del settore dovranno però essere subordinate alla definizione di un quadro di riferimento chiaro per le prospettive del settore nonché alla valutazione del potenziale reale del territorio italiano. Tali incertezze determinano una mancanza di garanzie che rallenta gli investimenti nel settore. Lo sviluppo dei biocarburanti deve inoltre superare la bassa sostenibilità economica che contribuisce ad alimentare il ricorso alle importazioni e a limitare lo sviluppo della filiera agro-energetica; andrebbero quindi favoriti maggiormente gli strumenti della defiscalizzazione ed il ricorso a sussidi e incentivi.

Nel contesto generale risulta auspicabile che i biocarburanti siano prodotti da specie che non competano con quelle tradizionalmente destinate all'alimentazione, cioè da quelle che possono essere coltivate nelle regioni aride o semi-aride e quelle che richiedono un minor input di azoto, o da scarti agricoli e dell'industria della carta e del legno, e che siano rapidamente sviluppate le tecnologie compatibili alla loro trasformazione: ciò richiederà massicci investimenti nell'innovazione e nella ricerca per l'impiego di tecnologie di "seconda generazione" mirate a tali obiettivi.

I biocombustibili prodotti da alghe presentano una serie di vantaggi in grado di alleviare gli impatti ambientali rispetto ai biocombustibili tradizionali e, in alcuni casi, migliorare il benessere delle comunità sviluppate e in via di sviluppo. Questi impianti presentano un'alta produttività di biomassa, un'efficienza nell'utilizzo dei fertilizzanti che sfiora il 100%, la possibilità di fare uso di terreni marginali o non fertili, così come di acqua salata ed acque residuali per la fornitura di nutrienti, e gas di combustione come fonte di anidride carbonica, per generare una vasta gamma di combustibili ed altri prodotti.

Oltre ai biocombustibili, con questa tecnologia, si producono altri importanti prodotti non-fuel presenti nella parte proteica delle alghe come alimenti di base, olii, pigmenti ed altri prodotti bioattivi come cibi biologici, dietetici, prodotti farmaceutici, o altre materie prime utilizzate nell'industria alimentare, inclusi mangimi per animali e acquacultura.

Al momento la produzione di biocombustibili da alghe su vasta scala non è economicamente sostenibile per poter competere con le altre fonti. Una possibile soluzione per migliorare la competitività di questa tecnologia è la coproduzione di molteplici prodotti che aumenterebbero così i profitti. Tali prodotti potrebbero essere i bio-fertilizzanti, sostanze per l'industria chimica e fibre come alternativa per la produzione di carta. Vi sono varietà di microalghe marine capaci di produrre più di 20 tonnellate di olio per ettaro all'anno.

## APPENDICE 1 – ENERGIA E AMBIENTE: PRINCIPALI EVENTI DEL 2011

La prima settimana di gennaio vede l'insediamento di Dilma Rousseff, alla presidenza del Brasile e l'inizio delle proteste nel Maghreb arabo.

### 16 - 19 gennaio

Si tiene ad Abu Dhabi il World Future Energy Summit. Si discute dello sviluppo di una *green economy* basata sulle energie rinnovabili e sulle tecnologie pulite per un uso più efficiente dell'energia e per una riduzione dell'impatto sull'ambiente.

<http://www.wfes2011.com/Delegate.html>

### 26 - 31 gennaio

Si svolge a Davos il tradizionale World Economic Forum. Il dibattito si sviluppa principalmente sulle nuove realtà che si sono venute a creare a seguito della primavera araba e dello spostamento del potere politico ed economico da Ovest a Est e dalla velocità di diffusione dell'innovazione tecnologica.

<http://www.weforum.org/events/world-economic-forum-annual-meeting-2011>

### 7 febbraio

Viene presentato il "Quadro di Valutazione dell'Unione dell'Innovazione 2010". Il Rapporto costituisce uno strumento per valutare i risultati dell'innovazione nella UE. Si tratta della prima edizione nell'ambito dell'Unione dell'Innovazione, una delle sette iniziative faro della strategia Europa 2020, che sostituisce il Quadro europeo di valutazione dell'innovazione.

[http://ec.europa.eu/enterprise/policies/innovation/files/ius/ius2010-cp\\_it.pdf](http://ec.europa.eu/enterprise/policies/innovation/files/ius/ius2010-cp_it.pdf)

### 9 febbraio

La Commissione Europea presenta il Libro Verde della ricerca e dell'innovazione: "*Trasformare le sfide in opportunità, un Quadro strategico comune per il finanziamento della ricerca e dell'innovazione dell'Unione Europea*", con l'obiettivo di costituire, nell'ambito dell'attuale programma quadro della ricerca (7° PQ), un insieme coerente di strumenti di finanziamento lungo l'intera catena dell'innovazione, dalla ricerca fondamentale fino all'immissione sul mercato dei prodotti.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0048:FIN:IT:PDF>

### 21 febbraio

L'UNEP, presenta il rapporto *Toward a green economy: pathways to sustainable development and poverty eradication*. Nel rapporto si indicano le scelte politiche, le azioni necessarie e gli investimenti economici da attuare per raggiungere l'obiettivo di una società globale con una crescita economica sostenibile a basse emissioni di anidride carbonica, e ad alta efficienza nell'uso delle risorse naturali.

<http://www.unep.org/greeneconomy/GreenEconomyReport/tabid/29846/Default.aspx>

### 23 febbraio

Firma dell'accordo di cooperazione strategica tra la Commissione Europea e l'UNEP (l'Agenzia delle Nazioni Unite per l'ambiente) in materia di ambiente e gestione sostenibile delle risorse naturali, incluse le risorse energetiche.

<http://www.unep.org/Documents.Multilingual/Default.asp?DocumentID=659&ArticleID=6911&l=en>

### 3 marzo

Il Consiglio dei Ministri approva il DLgs 2011, n. 28 per l'attuazione della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili. I contenuti e l'iter del testo sono il frutto di un intenso dibattito sul futuro delle fonti rinnovabili.

[http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/doc/dlgs\\_28-2011.pdf](http://efficienzaenergetica.acs.enea.it/doc/dlgs_28-2011.pdf)

**11 marzo**

Un devastante terremoto di magnitudo 8,9 e un successivo maremoto colpiscono il Giappone orientale causando 20.000 tra morti e dispersi. Nella devastazione generale, il maremoto colpisce l'impianto nucleare di Fukushima mettendo fuori uso i sistemi di raffreddamento, provocando la fusione del combustibile di tre unità dell'impianto.

[http://www.enea.it/it/enea\\_informa/incidente-nucleare-a-fukushima](http://www.enea.it/it/enea_informa/incidente-nucleare-a-fukushima)

**23 marzo**

Il Consiglio dei Ministri italiano dispone, la sospensione per un anno delle procedure riguardanti la localizzazione e la realizzazione di impianti nucleari. Restano le disposizioni relative al deposito nazionale per lo stoccaggio e il ruolo dell'Agenzia per la Sicurezza Nucleare.

<http://www.gazzettaufficiale.biz/atti/2011/20110074/011G0074.htm>

**25 marzo**

Il Consiglio Europeo decide gli "stress test" sulle centrali nucleari. I 27 capi di Stato e di Governo della UE invitano il gruppo dei regolatori europei sulla sicurezza nucleare (Ensreg) e la Commissione Europea a definire al più presto, con il pieno coinvolgimento dei paesi membri gli obiettivi e le modalità dei test.

<http://www.ensreg.eu/EU-Stress-Tests>

**28 marzo**

La Commissione Europea presenta il Libro Bianco sui trasporti "Tabella di marcia verso uno spazio unico europeo dei trasporti. Per una politica dei trasporti competitiva e sostenibile".

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0144:FIN:IT:PDF>

**30 marzo**

Il Governo giapponese, dispone il controllo urgente di tutti i reattori nucleari del Paese per evitare che si ripetano situazioni analoghe a quelle che hanno portato al danneggiamento della centrale nucleare di Fukushima.

[http://www.kantei.go.jp/foreign/kan/topics/201106/iaea\\_houkokusho\\_e.html](http://www.kantei.go.jp/foreign/kan/topics/201106/iaea_houkokusho_e.html)

**19 aprile**

Il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca presenta il Programma Nazionale della Ricerca (PNR) per il triennio 2011-2013 che prevede l'avvio di 14 Progetti Bandiera. Il PNR, sarà finanziato con risorse proprie degli enti di ricerca e con una quota del Fondo Agevolazione e Ricerca (FAR).

<http://www.istruzione.it/web/ministero/cs190411>

**2 -14 maggio**

Si conclude a New York, senza un accordo generale rispetto ai temi in agenda, la 19<sup>a</sup> sessione annuale della Commissione per lo Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (UN-CSD). In tale occasione, viene, tuttavia, presentato il Rapporto del Comitato di esperti dell'UNEP dal titolo *Decoupling Natural Resource Use and Environmental Impacts from Economic Growth*, sul disaccoppiamento possibile e necessario tra la crescita economica e l'uso di risorse naturali e il suo impatto ambientale.

[http://www.unep.org/resourcepanel/decoupling/files/pdf/Decoupling\\_Report\\_English.pdf](http://www.unep.org/resourcepanel/decoupling/files/pdf/Decoupling_Report_English.pdf)

### **5 maggio**

Il Ministro dello Sviluppo Economico e il Ministro dell'Ambiente firmano il decreto che definisce una nuova disciplina delle modalità di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici (Quarto conto energia).

[http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM\\_PV\\_firmato.pdf](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf)

### **10-13 maggio**

Nella riunione ad Abu Dhabi del Working Group III dell' IPCC viene presentato il Rapporto Speciale "Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation" (SRREN) secondo il quale, con efficaci politiche energetiche nazionali e internazionali, circa l'80% dei bisogni energetici mondiali al 2050 potrebbe essere soddisfatto dalle energie rinnovabili

[http://www.ipcc.ch/meetings/session33/doc20\\_p33\\_SPM\\_SRREN.pdf](http://www.ipcc.ch/meetings/session33/doc20_p33_SPM_SRREN.pdf)

### **25 maggio**

L'OECD presenta, quale contributo alla Conferenza di Rio+20 (20-22 giugno 2012), il rapporto "Verso una crescita verde" che propone un quadro operativo di politiche idonee per le diverse situazioni nazionali e per i diversi livelli di sviluppo.

<http://www.oecd.org/dataoecd/42/57/47989369.pdf>

### **6 giugno**

Viene avviato a Bonn il secondo turno di negoziati sui cambiamenti climatici dell'UN-FCCC, con il compito di elaborare una piattaforma condivisa in vista del vertice mondiale di Durban della 17ª Conferenza delle Parti (novembre/dicembre 2011)

[http://unfccc.int/meetings/bonn\\_jun\\_2011/meeting/6251.php](http://unfccc.int/meetings/bonn_jun_2011/meeting/6251.php)

### **12 -13 giugno**

Si tengono in Italia con una larga vittoria del Sì i referendum abrogativi sulle norme sui servizi pubblici locali, sulla gestione dell'acqua, sull'energia nucleare e sul legittimo impedimento.

<http://elezionistorico.interno.it/index.php?tpel=F&dtel=12/06/2011&tpa=Y&tpe=A&lev0=0&levsut0=0&es0=S&ms=S>

### **20 giugno**

L'Unione Europea adotta la Comunicazione *Rio+20-Verso un'economia verde e una migliore governance a livello mondiale* che costituirà il fondamento per la posizione dell'UE alla conferenza delle Nazioni Unite sullo sviluppo sostenibile (Rio+20), con particolare riferimento ai due temi della conferenza: facilitare il passaggio a un'economia verde e assicurare una migliore *governance* in materia di sviluppo sostenibile.

[http://ec.europa.eu/environment/international\\_issues/rio20\\_en.htm](http://ec.europa.eu/environment/international_issues/rio20_en.htm)

### **21 giugno**

La Commissione Europea annuncia *Horizon 2020* il prossimo programma di ricerca e innovazione dell'Unione Europea che cercherà di unificare il ruolo svolto dal Programma Quadro per la ricerca e lo sviluppo, dall'Istituto Europeo per l'Innovazione e la Tecnologia (EIT) e dal programma quadro per la Concorrenza e l'Innovazione (CIP).

[http://ec.europa.eu/italia/attualita/primo\\_piano/scienza\\_ricerca/horizon2020\\_it.htm](http://ec.europa.eu/italia/attualita/primo_piano/scienza_ricerca/horizon2020_it.htm)

### **20 – 24 giugno**

Nel corso della Conferenza annuale sulla sicurezza nucleare dell'Agencia Internazionale per l'Energia Atomica si esprime la necessità di predisporre una valutazione esaustiva dell'incidente di Fukushima al fine di rivedere gli standard di sicurezza.

<http://www.iaea.org/conferences/ministerial-safety/>

### **21-23 giugno**

Organizzata dall'UNIDO (UN Industrial Development Organization) si tiene a Vienna la conferenza "Energy for All: Time for Action", per garantire l'accesso universale ai servizi energetici e per favorire l'incremento dell'efficienza energetica .

<http://www.unido.org/index.php?id=1001185>

### **28 giugno**

La Commissione Europea presenta la *Relazione 2011 sulla competitività dell'Unione dell'innovazione*. La Relazione verifica con cadenza biennale i progressi della ricerca ed innovazione della UE assieme ad un'analisi statistica ed economica della stessa.

[http://ec.europa.eu/research/innovation-union/index\\_en.cfm?section=competitiveness-report&year=2011](http://ec.europa.eu/research/innovation-union/index_en.cfm?section=competitiveness-report&year=2011)

### **7 luglio**

La Cina, secondo il rapporto *Global Trends in Renewable Energy Investment 2011* dell' UNEP (*United Nations Environment Programme*), è il leader mondiale negli investimenti nelle energie rinnovabili,. Sempre secondo il rapporto, i paesi in via di sviluppo investono più dei paesi industrializzati, mentre in Europa gli investimenti nelle energie rinnovabili sono diminuiti del 22% rispetto al 2009.

[http://www.unep.org/pdf/BNEF\\_global\\_trends\\_in\\_renewable\\_energy\\_investment\\_2011\\_report.pdf](http://www.unep.org/pdf/BNEF_global_trends_in_renewable_energy_investment_2011_report.pdf)

### **15 luglio**

Il Parlamento ed il Consiglio Europeo pubblicano la Relazione annuale del 2010 sulle attività di ricerca e sviluppo tecnologico dell'Unione Europea.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0428:FIN:IT:PDF#page=1>

### **22 -26 agosto**

Si svolge la "Settimana Mondiale dell'Acqua a organizzata e ospitata a Stoccolma dal 1991 come evento di riferimento per le questioni idriche a livello mondiale.

<http://www.worldwaterweek.org/>

### **14 settembre**

Il Parlamento Europeo mette a punto il regolamento per ridurre le distorsioni nel mercato europeo dell'energia, per reprimere abusi e posizioni dominanti e per la trasparenza dei prezzi dell'energia (*Regulation on energy market integrity and transparency - REMIT*).

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:01:IT:HTML>

### **16 -17 settembre**

Si tiene a Washington il *Major Economies Forum on Energy and Climate*, incentrato sul dialogo fra i paesi industrializzati e quelli in via di sviluppo per creare le condizioni politiche necessarie a conseguire un risultato positivo alla Conferenza sul Clima in programma a Durban alla fine prossimo novembre.

<http://www.majoreconomiesforum.org/past-meetings/the-eleventh-leaders.html>

### **19-21 settembre**

La Conferenza *Quantifying and Managing Land Use Impacts of Bioenergy* che si svolge a Campinas in Brasile discute delle strategie per ridurre l'impatto prodotto dai cambiamenti di uso del suolo per la produzione di bioenergia.

<http://www.bioenergytrade.org/downloads/firstannouncementt384043workshopbrazil.pdf>

### **19 -22 settembre**

Si conclude a Vienna la 55° Conferenza Generale dell'IAEA con l'approvazione all'unanimità del Piano di Azione sulla Sicurezza Nucleare

<http://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC55/>

### **20 settembre**

Secondo il Rapporto *"Science, Technology and Industry Scoreboard 2011"* dell'OECD, negli ultimi due decenni sarebbe diminuita anche la qualità dei brevetti depositati. Il rapporto esamina con oltre 180 indicatori le *performance* dei paesi OECD e non OECD nel campo scientifico, industriale e dell'innovazione tecnologica.

[http://www.oecd.org/document/45/0,3746,en\\_21571361\\_44315115\\_48714477\\_1\\_1\\_1\\_1,00.html](http://www.oecd.org/document/45/0,3746,en_21571361_44315115_48714477_1_1_1_1,00.html)

L'Agenzia Internazionale dell'Energia, con il contributo dell'UNIDO, presenta a Pechino il rapporto che illustra le strategie di applicazione delle tecnologie di sequestro geologico dell'anidride carbonica (*roadmap CCS*) in campo industriale, anche nella prospettiva di lungo periodo (al 2050), evidenziandone le potenzialità, l'efficacia e la convenienza economica.

<http://www.unido.org/index.php?id=1000821>

### **29 settembre**

Il Parlamento Europeo, facendo proprie le linee di azione proposte dall'Unione Europea approva una risoluzione sulla posizione comune da assumere nella prossima Conferenza di Rio+20,

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+MOTION+B7-2011-0522+0+DOC+PDF+V0//IT>

### **10-11 ottobre**

In preparazione di Rio+20, si svolge a Ginevra, la Conferenza "Green Economy and Sustainable Development" organizzata dall' UNRISD (United Nations Research Institute for Social Development) sulla dimensione sociale della green economy.

[http://www.unrisd.org/80256B3C005BD6AB/%28httpEventsHome%29/\\$First?OpenDocument](http://www.unrisd.org/80256B3C005BD6AB/%28httpEventsHome%29/$First?OpenDocument)

### **10-21 ottobre,**

Si tiene a Changwon City (Corea del Sud) la decima sessione della Conferenza delle Parti (COP 10) della Convenzione delle Nazioni Unite contro la siccità e la desertificazione (UNCCD).

<http://www.unccd.int/Lists/OfficialDocuments/cop10/31eng.pdf>

### **18 -19 ottobre**

Con l'obiettivo di formulare il programma a medio-lungo termine e definire le linee strategiche di attività, si tiene a Parigi la riunione a livello ministeriale dell'Agenzia Internazionale per l'Energia dal titolo "*Our Energy Future: Secure, Sustainable and Together*".

[http://iea.org/index\\_info.asp?id=2121](http://iea.org/index_info.asp?id=2121)

### **3-5 novembre**

Nel corso del Summit del Gruppo dei 20 (G20) di Cannes, quasi esclusivamente incentrato sulla crisi economica e finanziaria mondiale, viene tuttavia approvato un documento dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) dal titolo "*G-20 Clean Energy, and Energy Efficiency Deployment and*

*Policy Progress*” che riassume le iniziative di sostegno messe in atto dai governi dei paesi del G-20 sulla diffusione delle energie rinnovabili e sull’efficienza energetica.

<http://www.g20-g8.com/g8-g20/g20/english/the-2011-summit/declarations-and-reports/g20-cannes-summit-declarations-and-reports.1553.html>

#### **9-12 novembre**

Si tiene a Rimini il consueto appuntamento annuale di Ecomondo, fiera internazionale del recupero di materia ed energia e dello sviluppo sostenibile. La 15esima edizione riserva particolare attenzione alla città sostenibile.

<http://www.ecomondo.com/fiera/presentazione.asp>

#### **16- 18 novembre**

Il tema dell’acqua, unitamente a quello dell’energia e della sicurezza alimentare, è l’oggetto di “*Bonn 2011: the water, energy and food security nexus. Solutions for green economy*”, iniziativa patrocinata dal Governo tedesco anche in vista di Rio+20.

<http://www.water-energy-food.org/>

#### **28 novembre - 9 dicembre**

Si svolge a Durban la Diciassettesima sessione della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sul Cambiamento Climatico. Dopo 13 giorni di negoziati viene raggiunto in extremis un accordo sulla tabella di marcia per arrivare a un trattato globale sulla lotta ai cambiamenti climatici entro il 2015 e la sua applicazione dal 2020.

[http://unfccc.int/meetings/durban\\_nov\\_2011/meeting/6245.php](http://unfccc.int/meetings/durban_nov_2011/meeting/6245.php)

#### **30 novembre**

La Commissione Europea presenta “Orizzonte 2020” un programma di misure volte a rilanciare crescita, innovazione e competitività in Europa. Il programma (2014-2020) raggrupperà tutti i finanziamenti dell’UE per la ricerca e l’innovazione in un unico quadro di riferimento, favorendo la trasformazione delle scoperte scientifiche in prodotti e servizi innovativi destinati a migliorare la vita di tutti i giorni e a creare nuove opportunità commerciali.

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0808:FIN:it:PDF>

[http://ec.europa.eu/italia/attualita/primo\\_piano/scienza\\_ricerca/horizon2020\\_it.htm](http://ec.europa.eu/italia/attualita/primo_piano/scienza_ricerca/horizon2020_it.htm)

#### **27 dicembre**

Viene pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale il Decreto Legge n. 201 “Disposizioni urgenti per la crescita, l’equità e il consolidamento dei conti pubblici”, primo atto del Governo Monti finalizzato ad affrontare in tempi rapidi l’emergenza finanziaria. Il provvedimento contiene, tra l’altro, norme riguardanti la riqualificazione energetica degli edifici e la soppressione dell’ Agenzia per la Sicurezza Nucleare le cui funzioni sono trasferite all’ Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

<http://www.guritel.it/free-sum/ARTI/2011/12/27/sommario.html>

## APPENDICE 2 – GLOSSARIO

1. **AEEG:** *Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. È un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo nei settori di competenza. In particolare, l'Autorità deve "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché assicurare "la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori, ...". Il sistema tariffario deve inoltre "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse".*
2. **AIE:** *Agenzia Internazionale per l'Energia (vedi IEA).*
3. **Anidride carbonica (CO<sub>2</sub>):** *L'anidride carbonica è un gas incolore, inodore e non velenoso formato a partire dalla combustione del carbonio e la respirazione degli organismi viventi ed è il principale fra i cosiddetti gas serra.*
4. **Bilancio energetico:** *strumento contabile in grado di fornire una rappresentazione unitaria e coerente dei flussi energetici (produzione, importazione, esportazione, acquisto, vendita, trasporto, trasformazione, utilizzazione) di un certo impianto o area geografica in un dato periodo di tempo. Normalmente, i bilanci riportano le quantità di energia necessarie per il fabbisogno energetico espresse in quantità equivalenti di un solo tipo di energia primaria (in generale il petrolio).*
5. **Biocarburanti:** *carburanti liquidi o gassosi per i trasporti ricavati dalla biomassa.*
6. **Biogas:** *gas derivanti da processi di decomposizione di materiale organico (come, ad esempio, dalla frazione umida dei rifiuti solidi urbani) che, opportunamente trattati, possono essere utilizzati come combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica.*
7. **Bioliquidi:** *combustibili liquidi per scopi energetici diversi dal trasporto, compresi la produzione di elettricità, il riscaldamento ed il raffreddamento, prodotti a partire dalla biomassa.*
8. **Biomassa:** *frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l'acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".*
9. **Carbon tax:** *tassazione dei combustibili energetici di origine fossile in base al loro contenuto di carbonio, al fine di ridurre le emissioni di anidride carbonica in atmosfera.*
10. **CDR (Combustibile derivato da rifiuti):** *in base al decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e*

94/62/CE sugli imballaggi”, combustibile ricavato dai rifiuti urbani mediante trattamento finalizzato all’eliminazione delle sostanze pericolose per la combustione ed a garantire un adeguato potere calorico, e che possieda caratteristiche specificate con apposite norme tecniche. La termoutilizzazione del CDR può avvenire in impianti dedicati o in co-combustione (generalmente con il carbone).

11. **Ciclo combinato:** tecnologia per la produzione di energia elettrica da combustibili in forma gassosa che si basa sull’utilizzo di una o più turbine a gas (turbogas) associate ad una turbina a vapore. Il calore dei fumi allo scarico della turbina a gas viene sfruttato in un generatore di vapore a recupero nel quale si produce il vapore poi utilizzato nella turbina a vapore. Le centrali a ciclo combinato permettono un uso particolarmente efficiente del combustibile e, nello stesso tempo, consentono un limitato impatto ambientale in termini di emissioni inquinanti. Qualora il calore in uscita dal ciclo combinato venga ulteriormente impiegato in un processo industriale sotto forma di vapore tecnologico, si ha cogenerazione.
12. **CIP Comitato Interministeriale dei Prezzi.** Comitato costituito presso il Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato e presieduto dal Ministro con il compito di coordinare e disciplinare i prezzi di determinate merci e servizi, tra cui le tariffe dell’energia elettrica e del gas. È stato abolito in data 31 dicembre 1993 dalla Legge n. 577 e le sue competenze sono state trasferite in via transitoria al Ministero dell’industria, del commercio e dell’artigianato.
13. **Cogenerazione:** produzione congiunta (in uno stesso impianto) di energia elettrica e di calore per usi tecnologici o per teleriscaldamento. Secondo il Decreto Legislativo n. 79/99, art. 2 c. 8, “è la produzione combinata di energia elettrica e di calore alle condizioni definite dall’Autorità, che garantiscano un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate.
14. **Consumi finali di energia (o impieghi finali):** quantità di energia consumata negli usi finali (vedi energia, usi finali). Nel caso dei consumi finali di energia elettrica questi sono pari alla somma dell’energia elettrica fatturata dagli esercenti e di quella autoconsumata dagli autoproduttori.
15. **Consumo finale lordo di energia:** totale dei prodotti energetici forniti a scopi energetici all’industria, ai trasporti, alle famiglie, ai servizi, compresi i servizi pubblici, all’agricoltura, alla silvicoltura e alla pesca, ivi compreso il consumo di elettricità e di calore del settore elettrico per la produzione di elettricità e di calore, incluse le perdite di elettricità e di calore con la distribuzione e la trasmissione.
16. **Consumo interno lordo di energia elettrica:** somma della produzione lorda di energia elettrica e del saldo degli scambi con l’estero.
17. **Consumo interno lordo di energia:** saldo del bilancio energetico pari alla somma dei quantitativi di fonti primarie prodotte, di fonti primarie e secondarie importate e delle variazioni delle scorte di fonti primarie e secondarie presso produttori e importatori, diminuita delle fonti primarie e secondarie esportate.

18. **Conversione, fattori di:** coefficienti che consentono di confrontare su una base comune quantità espresse con unità di misura diverse (vedi tavola sottostante).

FATTORI DI CONVERSIONE DI UNITÀ DI MISURA DELL'ENERGIA						
	J	kWh	kcal	Btu	tec	tep
J	1	$2,778 \times 10^{-7}$	$2,388 \times 10^{-4}$	$9,482 \times 10^{-4}$	$3,229 \times 10^{-11}$	$2,388 \times 10^{-11}$
kWh	$3,6 \times 10^6$	1	860	3.412	$1,162 \times 10^{-4}$	$8,6 \times 10^{-5}$
kcal	4.186	$1,163 \times 10^{-3}$	1	3,968	$1,351 \times 10^{-7}$	$10^{-7}$
Btu	1.055	$2,931 \times 10^{-4}$	0,252	1	$3,405 \times 10^{-8}$	$2,52 \times 10^{-8}$
tec	$30,976 \times 10^6$	$8,604 \times 10^3$	$7,400 \times 10^6$	$29,366 \times 10^6$	1	0,74
tep	$4,186 \times 10^{10}$	$11,625 \times 10^3$	107	$39,683 \times 10^7$	1,351	1

J: joule, kWh: kilowattora, kcal: kilocaloria, Btu: British thermal unit, tec: tonnellate equivalenti di carbone, tep: tonnellate equivalenti di petrolio.

19. **Curva di carico:** rappresentazione della domanda di elettricità che evidenzia l'evoluzione continua della potenza elettrica richiesta dalla rete nel corso del tempo.
20. **Direttiva 2009/28/CE:** direttiva del Parlamento Europeo e del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
21. **Direttiva comunitaria (o europea):** atto giuridico delle istituzioni comunitarie; si rivolge agli Stati membri, ha efficacia vincolante per quanto attiene al risultato da raggiungere ma lascia liberi gli Stati membri nella scelta delle forme e dei mezzi atti a conseguire il risultato da essa indicato. Viene incorporata nell'ordinamento nazionale attraverso il suo recepimento, effettuato con approvazione parlamentare di una legge o tramite delega del Parlamento al Governo.
22. **Dispacciamento:** attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari (decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 10). Nel caso dell'energia elettrica, il centro di dispacciamento, sulla base dei costi degli impianti di generazione, distinti per diversi intervalli di tempo, chiama in funzione gli impianti secondo un ordine che può seguire criteri tecnici o economici. Sulla base delle previsioni di domanda e delle richieste effettive di energia elettrica lungo l'arco della giornata, il dispacciatore stabilisce quali centrali debbano produrre e quali debbano rimanere come riserva di potenza in modo da garantire in ogni momento la copertura della richiesta. Nel caso di strutture disintegrate verticalmente, in cui il dispacciatore non è anche proprietario degli impianti di produzione, l'ordinamento degli impianti viene effettuato sulla base dei prezzi o dei costi di produzione dichiarati dai singoli impianti nelle loro offerte. Nel caso del gas naturale, il dispacciamento mantiene il bilancio richiesta disponibilità, utilizzando il gas importato attraverso i metanodotti collegati alla rete internazionale, il gas dei pozzi naturali, il gas ottenibile dagli stoccaggi di gas naturale

liquefatto e il gas ottenibile dallo stesso sistema dei metanodotti, variando, entro certi limiti, la loro pressione.

23. **Distribuzione:** per l'energia elettrica, secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 14: "è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti finali". Per il gas, si distingue tra distribuzione primaria che avviene normalmente con reti ad alta pressione (> 5 bar), partendo dai metanodotti principali (o dorsali); e distribuzione secondaria, che è svolta a livello locale tramite reti a media pressione (tra 0,5 e 5 bar) e bassa pressione (<0,5 bar). In Italia, la distribuzione secondaria è attualmente svolta da soggetti diversi (aziende distributrici) da quelli che operano nel trasporto e nella distribuzione primaria.
24. **DOE:** Department of Energy. Ha lo scopo di garantire la sicurezza energetica ed ambientale (con particolare riguardo a quella nucleare) degli Stati Uniti.
25. **EIA:** Energy Information Administration. È l'ente statunitense che, all'interno del DOE, raccoglie, analizza e diffonde informazioni sul tema dell'energia in piena indipendenza ed autonomia, allo scopo di promuovere: politiche di sviluppo e regolamentazione dei mercati, la comprensione e la partecipazione della collettività ai processi decisionali sui temi energetici e l'interazione sostenibile tra energia, economia e ambiente.
26. **ENEA:** Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. Le sue attività riguardano le seguenti tematiche: Efficienza energetica, Fonti rinnovabili, Nucleare, Ambiente e clima, Sicurezza e salute, Nuove tecnologie, Ricerca di Sistema Elettrico. Su queste tematiche, l'Agenzia ENEA: esegue attività di ricerca di base, mission oriented e industriale avvalendosi di competenze ad ampio spettro e di impianti sperimentali, laboratori specializzati, strumentazioni avanzate; sviluppa nuove tecnologie e applicazioni avanzate; diffonde e trasferisce i risultati ottenuti favorendone la valorizzazione a fini produttivi; fornisce a soggetti pubblici e privati servizi ad alto contenuto tecnologico, studi, misure, prove e valutazioni; svolge attività di formazione e informazione protese ad accrescere le competenze di settore e le conoscenze del pubblico.
27. **Energia aerotermica:** energia accumulata nell'aria ambiente sotto forma di calore.
28. **Energia da fonti rinnovabili:** energia proveniente da fonti rinnovabili non fossili, vale a dire energia eolica, solare, aerotermica, geotermica, idrotermica e oceanica, idraulica, biomassa, gas di scarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas.
29. **Energia elettrica richiesta sulla rete:** somma della produzione netta destinata e del saldo (positivo o negativo) con l'estero (importazioni meno esportazioni di energia elettrica). L'energia elettrica richiesta su una rete è anche uguale alla somma dei consumi di energia elettrica degli utilizzatori finali (domanda finale) e delle perdite di trasmissione e di distribuzione.
30. **Energia geotermica:** energia immagazzinata sotto forma di calore sotto la crosta terrestre.
31. **Energia idrotermica:** l'energia immagazzinata nelle acque superficiali sotto forma di calore.

32. **Energia, usi finali:** impieghi ai quali è destinata l'energia consegnata agli utilizzatori dopo le trasformazioni operate dal settore energetico. La classificazione tradizionale delle utenze in base alla tipologia d'impiego è la seguente: a) usi civili, b) usi industriali, c) usi per trazione. Nell'ambito di questa classificazione la domanda di energia può essere distinta in relazione agli usi finali (calore, illuminazione, movimento meccanico, elettrochimica ecc.) o per forma energetica (energia meccanica, energia elettrica, energia termica).
33. **ETSAP:** Consorzio istituito dalla IEA nel 1976 allo scopo di creare, mantenere e sviluppare capacità di analisi del sistema energetico/economico/ambientale e tecnologico a livello internazionale. "The Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP) is an Implementing Agreement of the International Energy Agency (IEA), first established in 1976. It functions as a consortium of member country teams and invited teams that actively cooperate to establish, maintain, and expand a consistent multi-country energy/economy/environment/engineering (4E) analytical capability. Its backbone consists of individual national teams in nearly 70 countries, and a common, comparable and combinable methodology, mainly based on the MARKAL/TIMES family of models, permitting the compilation of long term energy scenarios and in-depth national, multi-country, and global energy and environmental analyses".
34. **EUROSTAT:** Ufficio statistico della Comunità Europea. "Eurostat is the statistical office of the European Union situated in Luxembourg. Its task is to provide the European Union with statistics at European level that enable comparisons between countries and regions".
35. **Fonti energetiche assimilate:** risorse energetiche di origine fossile che, ai sensi dell'art. 1, comma 3, della Legge 9 gennaio 1991, n. 10, vengono assimilate alle fonti rinnovabili in virtù degli elevati rendimenti energetici (vedi Indice Energetico). Secondo il disposto del provvedimento Cip n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione (vedi supra), gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.
36. **Fonti energetiche convenzionali:** secondo il provvedimento Cip n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti convenzionali quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali.
37. **Fonti energetiche primarie:** prodotti energetici allo stato naturale: carbone fossile, lignite picea e xiloide, petrolio greggio, gas naturale, energia idraulica, energia geotermica, energia solare o eolica, combustibili nucleari.
38. **Fonti energetiche rinnovabili:** fonti dotate di un potenziale energetico che si rinnova continuamente. Secondo il provvedimento Cip n. 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti rinnovabili quelli che per produrre energia elettrica utilizzano il sole, il vento, l'acqua, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di biomasse.

39. **Fonti energetiche secondarie o derivate:** fonti in cui l'energia deriva dalla trasformazione dell'energia primaria in altra forma di energia o da successive lavorazioni delle fonti secondarie.
40. **Fukushima:** Fukushima è una città del Giappone, nota per il disastro nucleare seguito al terremoto ed allo tsunami dell'11 marzo 2011.
41. **Gas di cokeria:** gas ottenuto durante la trasformazione del carbone in coke.
42. **Gas di petrolio liquefatti (gpl):** famiglia di prodotti petroliferi costituita principalmente da idrocarburi semplici come il propano e il butano, che si trovano allo stato gassoso a temperatura e pressione atmosferica ordinaria ma che possono essere facilmente liquefatti con l'aumento della pressione. Ciò ne consente il trasporto sia in forma gassosa attraverso reti urbane, sia in bombole o su carri cisterna. Sono caratterizzati da grande versatilità d'uso, ma sono normalmente più costosi del metano; pertanto il loro utilizzo in reti urbane è solitamente limitato a zone non servite dalla rete dei metanodotti.
43. **Gas naturale liquido (Gnl):** porzioni di gas che si liquefanno in superficie negli impianti separatori o di trattamento del gas. Il Gnl è composto essenzialmente da propano, butano e pentano, ma è più leggero della gasolina naturale.
44. **Gas serra:** sostanze inquinanti presenti nell'atmosfera che tendono a bloccare l'emissione di calore dalla superficie terrestre. La loro concentrazione crescente nell'atmosfera produce un effetto di riscaldamento della superficie terrestre e della parte più bassa dell'atmosfera. Qualora l'accumulazione progressiva e accelerante di questi gas continui incontrollata, secondo molti scienziati è probabile che si determini una tendenza al surriscaldamento della superficie terrestre e alla modificazione del clima. Tuttavia, permangono incertezze sull'entità di tali effetti e sulla loro configurazione geografica e stagionale. L'elenco dei gas serra è molto ampio. Il Protocollo di Kyoto prende in considerazione un basket di 6 gas serra: l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), il protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), i clorofluorocarburi (CFC), i perfluorocarburi (PFC) e l'esafioruro di zolfo (SF<sub>6</sub>).
45. **Gestore della rete di trasmissione :** l'art. 7 della Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE) lo definisce quale soggetto responsabile della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e dei relativi dispositivi di interconnessione con altre reti, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. L'art. 8 attribuisce al gestore della rete anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi. I criteri di dispacciamento devono essere trasparenti, neutrali e applicati in maniera non discriminatoria. Ai sensi del decreto n. 79/99, art. 3, comma 1 e delibera 18 febbraio 1999, n. 13 dell'Autorità, il gestore della rete di trasmissione nazionale "esercita le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale". Il gestore nazionale della rete di trasmissione è Terna s.p.a. <http://www.terna.it/>

46. **IEA:** in italiano **AIE** (Agenzia Internazionale per l'Energia). Organismo internazionale autonomo nato allo scopo di garantire la disponibilità e l'uso di energia ai paesi membri e a livello internazionale. *The International Energy Agency (IEA) is an autonomous organisation which works to ensure reliable, affordable and clean energy for its 28 member countries and beyond.*  
*Founded in response to the 1973/4 oil crisis, the IEA's initial role was to help countries coordinate a collective response to major disruptions in oil supply through the release of emergency oil stocks to the markets.*
47. **IPCC:** Organismo internazionale leader nell'analisi e nel supporto decisionale alle politiche relative al cambiamento climatico globale. *"The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) is the leading international body for the assessment of climate change. It was established by the United Nations Environment Programme (UNEP) and the World Meteorological Organization (WMO) to provide the world with a clear scientific view on the current state of knowledge in climate change and its potential environmental and socio-economic impacts. The UN General Assembly endorsed the action by WMO and UNEP in jointly establishing the IPCC".*
48. **ISPRA:** Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale. L'ISPRA, è stato istituito con la Legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112. L'ISPRA svolge le funzioni, con le inerenti risorse finanziarie, strumentali e di personale, dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente e per i servizi tecnici di cui all'articolo 38 del Decreto Legislativo n. 300 del 30 luglio 1999 e successive modificazioni, dell'Istituto Nazionale per la Fauna Selvatica di cui alla Legge 11 febbraio 1992, n. 157 e successive modificazioni, e dell'Istituto Centrale per la Ricerca scientifica e tecnologica Applicata al Mare di cui all'articolo 1-bis del decreto-legge 4 dicembre 1993, n.496, convertito in legge, con modificazioni, dall'articolo 1, comma 1, della Legge 21 gennaio 1994, n. 61. L'ISPRA è vigilato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.
49. **ISTAT:** Istituto nazionale di statistica. È un ente di ricerca pubblico. Presente nel Paese dal 1926, è il principale produttore di statistica ufficiale a supporto dei cittadini e dei decisori pubblici. Opera in piena autonomia e in continua interazione con il mondo accademico e scientifico. Dal 1989 l'Istat svolge un ruolo di indirizzo, coordinamento, assistenza tecnica e formazione all'interno del Sistema statistico nazionale (Sistan). Il Sistema è stato istituito con il d. lgs. 322/1989 come modificato dal dpr 166/2010 per razionalizzare la produzione e diffusione delle informazioni e ottimizzare le risorse destinate alla statistica ufficiale. Del Sistan fanno parte l'Istat, gli uffici di statistica centrali e periferici delle amministrazioni dello Stato, degli enti locali e territoriali, delle Camere di Commercio, di altri enti e amministrazioni pubbliche, e altri enti e organismi pubblici di informazione statistica.
50. **MARKAL:** con tale termine si designa una classe di modelli in grado di rappresentare il sistema energetico e l'evoluzione dello stesso per periodi usualmente tra i 40 e i 50 anni, ad un predefinito livello di aggregazione geografica. *"MARKAL is a generic model tailored by the input data to represent the evolution over a period of usually 40 to 50 years of a specific energy system at the national, regional, state or province, or community level. The number of*

*users of the MARKAL family of models has multiplied to 77 institutions in 37 countries, many with developing economies, promising to continue and broaden these accomplishments.”*

51. **MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO (MSE):** *Il nuovo Ministero dello Sviluppo Economico, che comprende secondo la riorganizzazione avvenuta mediante il DPR del 28 novembre 2008, Attività Produttive, Commercio Internazionale, Comunicazioni e Politiche di Coesione, è l’Amministrazione di riferimento per i settori portanti dell’economia italiana, sia in termini di promozione e sviluppo della competitività del sistema produttivo nazionale, che in termini di armonizzazione e monitoraggio del mercato interno.*
52. **NEA:** *Agenzia internazionale dell’OECD finalizzata a creare, mantenere e sviluppare la cooperazione e lo sviluppo scientifico e tecnologico per un uso dell’energia nucleare sicuro ed economicamente efficiente a scopi civili. “The mission is to assist its member countries in maintaining and further developing, through international co-operation, the scientific, technological and legal bases required for a safe, environmentally friendly and economical use of nuclear energy for peaceful purposes. To provide authoritative assessments and to forge common understandings on key issues as input to government decisions on nuclear energy policy and to broader OECD policy analyses in areas such as energy and sustainable development.”.*
53. **OCSE:** *Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico (vedi OECD).*
54. **OECD:** *in italiano OCSE. Organizzazione internazionale mirata a promuovere politiche che favoriscano lo sviluppo economico e il benessere a livello globale. “The mission of the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) is to promote policies that will improve the economic and social well-being of people around the world. The OECD provides a forum in which governments can work together to share experiences and seek solutions to common problems. We work with governments to understand what drives economic, social and environmental change. We measure productivity and global flows of trade and investment. We analyse and compare data to predict future trends. We set international standards on a wide range of things, from agriculture and tax to the safety of chemicals.”*
55. **Orimulsion:** *crasi di Orinoco emulsion. Combustibile fossile proveniente dal bacino del fiume Orinoco (Venezuela), costituito da una finissima dispersione di bitume in acqua.*
56. **Ossidi di azoto (NOx):** *agenti inquinanti che si formano nei processi di combustione nei quali l’azoto libero, che costituisce circa l’80 per cento dell’atmosfera, si combina con l’ossigeno. Dei vari ossidi di azoto, contribuiscono maggiormente all’inquinamento atmosferico il monossido di azoto (NO) e il biossido di azoto (NO<sub>2</sub>). Il contributo maggiore all’inquinamento da ossidi di azoto (NOx) proviene dai trasporti stradali, dalla combustione di combustibili fossili e dall’attività industriale.*
57. **Ossidi di zolfo (SOx):** *anidride solforosa (SO<sub>2</sub>) e anidride solforica (SO<sub>3</sub>), agenti inquinanti prodotti della combustione dello zolfo o di prodotti solforati presenti nel carbone e in alcuni prodotti petroliferi.*

58. **PAEE:** Piano d’Azione italiano per l’Efficienza Energetica. “Il primo Piano d’Azione Nazionale per l’Efficienza Energetica (PAEE 2007), presentato a luglio del 2007 in ottemperanza della Direttiva 2006/32/CE, ha individuato gli orientamenti che il Governo Italiano ha inteso perseguire per il raggiungimento degli obiettivi di miglioramento dell’efficienza energetica e dei servizi energetici. Il Piano d’Azione Europeo per l’Efficienza Energetica 2011 rimarca il ruolo dell’efficienza energetica come strumento imprescindibile di riduzione dei consumi nell’ambito dei paesi membri, nel raggiungimento dell’obiettivo più ambizioso del - 20% al 2020 e al fine di avviare un uso efficiente delle risorse.” (estratto da pag. 10 del documento al sottostante link).
59. **PAN:** Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili. Piano mirato a incrementare lo sfruttamento dei potenziali disponibili nel Paese, con particolare riferimento all’utilizzo delle fonti rinnovabili per riscaldamento/raffrescamento ed all’uso dei biocarburanti nel settore trasporti in coerenza agli obiettivi definiti dalla direttiva 2009/28/CE. “Ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili. I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell’elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all’efficienza energetica sul consumo finale di energia, e le misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali, ivi compresi la cooperazione tra autorità locali, regionali e nazionali, i trasferimenti statistici o i progetti comuni pianificati, le politiche nazionali per lo sviluppo delle risorse della biomassa esistenti e per lo sfruttamento di nuove risorse della biomassa per usi diversi, nonché le misure da adottare per ottemperare alla prescrizioni di cui agli articoli da 13 a 19.” (Direttiva 2009/28/CE Art. 2).
60. **Perdite di trasporto e trasformazione:** perdite di energia che si manifestano nei processi di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica nelle reti elettriche a diversi livelli di tensione. Le perdite di energia elettrica di una rete, in un determinato periodo, sono calcolate come differenza tra l’energia richiesta e i consumi, compresi quelli del settore elettrico.
61. **Potenza efficiente (di un impianto di generazione):** massima potenza elettrica erogabile per una durata di funzionamento uguale o superiore a 4 ore e per la produzione esclusiva di potenza attiva, supponendo tutte le parti dell’impianto interamente in efficienza e nelle condizioni ottimali. La potenza efficiente è lorda se misurata ai morsetti dei generatori elettrici di un impianto; è netta se misurata all’uscita dello stesso, al netto cioè della potenza assorbita dai servizi ausiliari dell’impianto e delle perdite nei trasformatori della centrale.
62. **Potere calorifico (potere calorifico superiore, PCS; potere calorifico inferiore, PCI):** quantità di calore realizzata nella combustione completa delle unità di peso o di volume di combustibile. A seconda che il calore latente del vapore d’acqua contenuto nei fumi della combustione sia utilizzato o meno a fini energetici, si ha, rispettivamente, il potere calorifico superiore (PCS) o il potere calorifico inferiore (PCI), quest’ultimo utilizzato più correntemente nelle valutazioni (vedi sotto).

**POTERE CALORIFERO INFERIORE CONVENZIONALE DEL GREGGIO E DEI PRINCIPALI PRODOTTI PETROLIFERI**

	kcal/kg
PETROLIO GREGGIO	10.000
GPL	11.000
BENZINA	10.500
GASOLIO	10.200
OLIO COMBUSTIBILE	9.800
GAS NATURALE	9.200
CARBON FOSSILE	7.400

63. **PRIMES:** *modello di equilibrio parziale del sistema energetico dell'Unione Europea impiegato nell'elaborazione di previsioni, scenari ed analisi di impatto di politiche e misure nel settore dell'energia al 2030. "As a partial equilibrium model for the European Union energy markets, PRIMES is used for forecasting, scenario construction and policy impact analysis up to the year 2030. It simulates a market equilibrium for energy demand and supply within the European Union and it focuses on market-related mechanisms influencing the evolution of demand and supply. PRIMES is used mainly in the field of energy and environmental policy to analyse, for example, impacts of carbon emission trading and of renewable and energy efficiency policies on energy markets within each of the 27 Member States."*
64. **Producibilità da apporti naturali** (di un impianto idroelettrico in un determinato periodo): *quantità massima che gli apporti naturali nel periodo considerato permetterebbero all'impianto di produrre o invasare, supponendo l'utilizzazione completa di detti apporti e tutte le parti dell'impianto interamente di efficienza. La producibilità può essere lorda o netta in modo analogo alla produzione.*
65. **Produttore indipendente o autonomo:** *imprese la cui attività principale è la produzione di energia elettrica con l'unico scopo di venderla a distributori o, attraverso una rete di terzi, a consumatori finali. Secondo la Direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica (96/92/CE): "produttore che non svolge funzioni di trasmissione o distribuzione di energia elettrica sul territorio coperto dalla rete in cui è stabilito". Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2 comma 18, "il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto".*
66. **Produzione lorda di energia elettrica:** *somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate ai morsetti dei generatori elettrici.*
67. **Produzione netta di energia elettrica:** *somma delle quantità di energia elettrica prodotte, misurate in uscita dalle centrali di generazione elettrica, deducendo cioè la quantità di energia elettrica destinata ai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale.*
68. **Protocollo di Kyoto:** *protocollo firmato nel dicembre del 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3) della Convenzione Quadro sui Cambiamenti climatici (United Nation Framework Convention on Climate Change). Atto esecutivo che contiene obiettivi legalmente vincolanti e decisioni sulla attuazione operativa di*

*alcuni degli impegni della Convenzione Quadro. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione (i paesi dell'Est europeo) a ridurre complessivamente del 5,2 per cento le principali emissioni antropogeniche di gas serra (vedi) entro il 2010 e, più precisamente, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Il basket di gas serra considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica, il metano, il protossido di azoto, i fluorocarburi idrati, i perfluorocarburi, l'esafioruro di zolfo. L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre (che sono gas lesivi dell'ozono stratosferico e che per altri aspetti rientrano in un altro protocollo, il Protocollo di Montreal) è il 1995. La riduzione complessiva del 5,2 per cento non è uguale per tutti i paesi. Per i paesi membri dell'Unione Europea nel loro insieme la riduzione dovrà essere pari all'8 per cento, per gli USA al 7 per cento, per il Giappone al 6 per cento. Nessuna riduzione ma solo la stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono invece aumentare le loro emissioni fino all'1 per cento la Norvegia, fino all'8 per cento l'Australia e fino al 10 per cento l'Islanda. Il Protocollo di Kyoto entrerà in vigore dopo novanta giorni dalla ratifica da parte di non meno di 55 paesi parti della Convenzione Quadro sui Cambiamenti Climatici, compresi i paesi dell'Annesso I (cioè sostanzialmente i paesi industrializzati) che siano responsabili nel complesso di almeno il 55 per cento delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> relative al 1990.*

69. **RES:** 1. acronimo per Renewable Energy Sources (fonti di energia rinnovabili) 2. acronimo per Reference Energy System e che indica la rappresentazione formale del sistema energetico all'interno di modelli come quelli di classe MARKAL e TIMES. "The Reference Energy System (RES) is a network representation of all of the technical activities required to supply various forms of energy to end-use activities. Analytical techniques are described to examine all operations involving specific fuels including their extraction, refinement, conversion, transport, distribution, and utilization. Each of these activities is represented by a link in the network for which efficiency, environmental impact, and cost coefficients may be specified. The network is quantified for a given year with the level of energy demands and the energy flows through the supply activities that are required to serve those demands. ..."
70. **Reti energetiche di trasporto e distribuzione:** insieme di condotte, di impianti e di altre installazioni anche tra di loro interconnesse per trasmettere e distribuire agli utenti diversi tipi di energia o di vettori energetici (elettricità, acqua calda per il teleriscaldamento, greggio e prodotti petroliferi, gas naturale).
71. **Riserve:** si definiscono riserve i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale, condensati da gas naturale, liquidi recuperati da gas naturale e sostanze ad essi associate (ad esempio zolfo da idrocarburi contenenti H<sub>2</sub>S) che si prevede possano essere commercialmente recuperati da giacimenti noti, a partire da una certa data in avanti, nelle condizioni economiche esistenti al momento, impiegando tecniche operative già note e con la normativa di legge vigente.
72. **RSU (Rifiuti solidi urbani):** possono costituire, se opportunamente separati e trattati, combustibile per impianti di generazione termica di energia elettrica. Un apposito elenco (Allegato A) del decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, recante "Attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti, 91/689/CEE sui rifiuti pericolosi e 94/62/CE sugli imballaggi" precisa le diverse categorie di RSU.

73. **Servizi ancillari o ausiliari:** servizi necessari per garantire la sicurezza dell'intero sistema elettrico o del gas connessi alla gestione di una rete di trasmissione o distribuzione (riserva statica, servizi dinamici, regolazione di frequenza, regolazione della tensione e riavviamento della rete).
74. **Sistema elettrico:** il sistema elettrico nazionale è articolato in tre fasi: **produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica**. L'energia elettrica che utilizziamo deve essere prodotta trasformando in "elettricità" l'energia ricavata da fonti primarie. Questa trasformazione avviene nelle centrali elettriche. La trasmissione di energia elettrica ad alta tensione (380 kV - 220 kV - 150 kV) è la funzione che svolge Terna. Trasmettere energia vuol dire trasferire l'energia prodotta dai centri di produzione alle zone di consumo. Perché ciò avvenga occorrono linee, stazioni elettriche e di trasformazione, cioè gli elementi che compongono la Rete di trasmissione un insieme di oltre 63.000 km di linee possedute e gestite da Terna. Terna gestisce in sicurezza la rete di trasmissione nazionale e i flussi di energia elettrica necessari all'Italia attraverso il dispacciamento, bilanciando, cioè, l'offerta e la domanda di energia 365 giorni l'anno, 24 ore al giorno. L'ultima fase che conclude la filiera del sistema elettrico nazionale è rappresentata dalla distribuzione, cioè la consegna di elettricità in media e bassa tensione agli utenti.
75. **Stoccaggio:** deposito di prodotti realizzato per adeguare la risposta dell'offerta alle esigenze periodiche del mercato. Può riguardare prodotti petroliferi, semilavorati, intermedi, petrolchimici, prodotti finiti, gas naturale. Nel caso del gas lo stoccaggio può essere stagionale o di picco e risponde alle esigenze di soddisfare la variabilità della domanda (modulazione), cui non può fare fronte esclusivamente il sistema di trasporto, attraverso la variazione, entro limiti consentiti, della pressione di esercizio della rete. Gli stoccaggi stagionali (che possono anche avere un ruolo di riserva) devono essere in grado di contenere grandi quantità di gas che vengono incamerate durante i periodi di bassa domanda per essere poi rilasciate gradualmente durante i periodi di forte domanda. Quelli di picco richiedono invece il rilascio di quantità significative in tempi brevi, ma possono in totale contenere anche quantità ridotte di gas. Nel settore del gas si distingue, inoltre, tra stoccaggio operativo e stoccaggio strategico.
76. **Strategia energetica nazionale (SEN):** l'ordinamento italiano prevede, anche in correlazione con apposite indicazioni di direttive e regolamenti europei, diversi strumenti di pianificazione/indirizzo in materia energetica. L'art. 7 del decreto-legge 112/2008, convertito dalla Legge 133/2008 (A.C. 1386), aveva attribuito al Governo il compito di definire una "Strategia energetica nazionale" (SEN) intesa quale strumento di indirizzo e programmazione a carattere generale della politica energetica nazionale, cui pervenire a seguito di una Conferenza nazionale dell'energia e dell'ambiente. Lo scopo era di **indicare le priorità** per il breve ed il lungo periodo **per conseguire**, anche attraverso meccanismi di mercato, **gli obiettivi** della diversificazione delle fonti di energia e delle aree di approvvigionamento, del potenziamento della dotazione infrastrutturale, della promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, della realizzazione nel territorio nazionale di impianti di produzione di energia nucleare, del potenziamento della ricerca nel settore energetico e della sostenibilità ambientale nella produzione e negli usi dell'energia.

77. **Tariffa:** secondo la legge istitutiva dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas si intendono per tariffe “i prezzi massimi unitari dei servizi al netto delle imposte” (art. 2, comma 17). L’art. 3, comma 2, della Legge n. 481/95 stabilisce che, per la fornitura dell’energia elettrica, i prezzi unitari da applicare per tipologia di utenza siano identici sull’intero territorio nazionale. Poiché l’art. 2, comma 17, stabilisce che per tariffe si intendano i prezzi massimi unitari, ne consegue che questi ultimi devono essere identici sul territorio nazionale. L’articolo 1, comma 7 del decreto legislativo n. 79/99 stabilisce che: “la tariffa applicata ai clienti vincolati... è unica sul territorio nazionale.
78. **Teleriscaldamento o Teleraffrescamento:** distribuzione di energia termica in forma di vapore, acqua calda o liquidi refrigerati, da una fonte centrale di produzione verso una pluralità di edifici o siti tramite una rete, per il riscaldamento o il raffreddamento di spazi o di processi di lavorazione.
79. **TIMES:** con tale acronimo si designa una versione evoluta del modello MARKAL (vedi voce). “The Integrated MARKAL-EFOM System (TIMES) is an evolved version of MARKAL with new functions and flexibilities. Its main features are described in the paper “ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment”, model Part I: Model structure, by Richard Loulou and Maryse Labriet, Published online: 24 February 2007, © Springer-Verlag 2007.
80. **TIMES–Italia:** versione del modello TIMES sviluppato da ENEA per l’Italia ed utilizzato anche nel presente rapporto.
81. **Trasmissione dell’energia elettrica:** trasporto dell’energia elettrica sulla rete interconnessa, in alta tensione, al fine di ridurre le perdite di rete. Secondo il decreto legislativo n. 79/99, art. 2, comma 24, “è l’attività di trasporto e trasformazione dell’energia elettrica sulla rete ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell’energia autoprodotta ai sensi del comma 2 (dello stesso decreto, ndr)”. Nella Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale (98/30/CE), è “il trasporto di gas naturale finalizzato alla fornitura ai clienti, attraverso una rete di gasdotti ad alta pressione diversa da una rete di gasdotti “upstream”.
82. **Unione Europea:** l’Unione europea (UE) è un partenariato economico e politico, unico nel suo genere, tra 27 paesi che coprono buona parte del continente. La costruzione europea è nata sulle rovine della II Guerra mondiale con l’obiettivo di promuovere innanzitutto la cooperazione economica tra i paesi, partendo dal principio che il commercio produce un’interdipendenza che riduce i rischi di conflitti. Da allora, l’UE si è trasformata in un grande mercato unico con una moneta comune, l’euro. Quella che era nata come un’unione puramente economica è diventata col tempo un’organizzazione attiva in tutti i settori, dagli aiuti allo sviluppo alla politica ambientale.

**Unità di misura:****Prefissi del Sistema Internazionale**

$10^n$	Prefisso	Simbolo	Nome
$10^{21}$	zetta	Z	Triliardo
$10^{18}$	exa	E	Trilione
$10^{15}$	peta	P	Biliardo
$10^{12}$	tera	T	Bilione
$10^9$	giga	G	Miliardo
$10^6$	mega	M	Milione
$10^3$	kilo	k	Mille
$10^2$	hecto	h	Cento
$10^1$	deca	da	Dieci
$10^0$			Uno
$10^{-1}$	deci	d	Decimo
$10^{-2}$	centi	c	Centesimo
$10^{-3}$	milli	m	Millesimo
$10^{-6}$	micro	$\mu$	Milionesimo
$10^{-9}$	nano	n	Miliardesimo
$10^{-12}$	pico	p	Bilionesimo
$10^{-15}$	femto	f	Biliardesimo
$10^{-18}$	atto	a	Trilionesimo
$10^{-21}$	zepto	z	Triliardesimo
$10^{-24}$	yocto	y	Quadrilionesimo

**Alcune unità di misura di interesse nel rapporto**

- 1** **British thermal unit (Btu):** è il corrispondente inglese della caloria. L'equivalenza con tale unità di misura è:

$$1 \text{ Btu} = 251,9958 \text{ cal.}$$

Vi sono differenti tipi di Btu:

<i>Btu termochimica</i>	$1 \text{ Btu} = 1054,35$	<i>J</i>
<i>59 °F (15 °C) Btu</i>	$1 \text{ Btu} = 1054,80$	<i>J</i>
<i>International Table Btu</i>	$1 \text{ Btu} = 1055,06$	<i>J</i>
<i>mean Btu</i>	$1 \text{ Btu} = 1055,87$	<i>J</i>

Per la "International Table BTU", si veda alla voce seguente.

- 2. caloria:** storicamente la caloria è stata definita in termini della sua capacità di riscaldamento dell'acqua. Secondo una definizione tradizionale, una caloria è la quantità di calore necessaria per innalzare la temperatura di 1 grammo di acqua di 1 ° C, da 14,5 ° C a 15,5 ° C. (si parla a di caloria a 15 ° C, che differisce leggermente dalla "calorie" misurata per intervalli di temperatura.) Più recentemente la caloria è stata definita in termini di joule, l'equivalenza

tra le calorie e joule è storicamente noto come equivalente meccanico del calore. Diverse definizioni di calorie sono ormai di uso comune, tra cui:

caloria termochimica	1 cal = 4,184 J (esatto)
caloria a 15 °C	1 cal = 4,1858 J
International calorie (U.S.)	Table 1 cal = 4,1868 J (esatto)
caloria media	1 cal = 4,1900 J

La “International Table (IT) calorie” è stata adottata nelle pubblicazioni della Energy Information Administration del Dipartimento dell’Energia degli Stati Uniti (DOE / EIA) (3) e dell’Agenzia Internazionale per l’Energia dell’Organizzazione per la Cooperazione Economica e lo Sviluppo (OCSE / IEA) (4) ma non esiste una prassi universalmente adottata al riguardo. A volte una versione maiuscola, Caloria, viene utilizzata per denotare la chilocaloria (kcal).

3. **Joule (J).** È l’unità di energia di base nel sistema metrico decimale, o in una successiva formulazione più ampia, il Sistema Internazionale di Unità (SI). Si è infine definito in termini di chilogrammo metro, e secondi. È pari al lavoro svolto da una forza di un newton quando il suo punto di applicazione si muove attraverso una distanza di un metro nella direzione della forza, equivalente a 107 erg e un watt-secondo.

4. **kilowattora (kWh):** il kilowatt-ora è l’unità di misura standard per il consumo e la produzione di energia elettrica. Per definizione, un kilowatt è pari a 1000 watt e quindi:

$$1 \text{ kWh} = 3,6 \times 10^6 \text{ J (esatto)}$$

La relazione tra kWh e Btu dipende dal tipo di Btu utilizzato. Normalmente si adopera:

$$1 \text{ kWh} = 3412 \text{ Btu.}$$

Che corrisponde all’ “International Table Btu” [1 kWh = 3412,14 Btu (IT)].

**Watt (W):** è l’unità di misura della Potenza elettrica pari a 1 ampere sotto la pressione di un volt.

Contenuto di energia effettivo ed equivalenze nominali. Parlando di produzione ed uso di energia è spesso conveniente esprimersi in termini di consumo fisico di un combustibile (barili di petrolio, tonnellate di carbone, ad esempio). Tali termini sono spesso utilizzati non solo in un’accezione fisica ma anche per indicare un determinato quantitativo di energia. È allora opportuno ricordare che parlare di “petrolio” e “carbone”, sebbene eminentemente pratico, comporta una notevole approssimazione, poiché con tali termini è possibile indicare un’ampia gamma di diversi prodotti, con notevoli differenze tra loro in termini di potere calorifico.

Data la variabilità tra prodotti sopra ricordata, specie per petrolio e carbone, è prassi consolidata utilizzare delle unità di misura energetiche che riflettono il potere calorifico tipico dei combustibili considerati.

Gli equivalenti energetici possono di fatto essere considerati unità di misura alternative a quelle standard presenti nel SI (joule, calorie, Btu).

5. **Fattore di conversione per il petrolio (tep, tonnellata di petrolio equivalente).**

Il contenuto calorifico del greggio di diversa provenienza geografica varia tra i 5.6 milioni di Btu (MBtu) a barile fino a circa 6.3 MBtu. Il contenuto calorifico del prodotto petrolifero tipico

varia in modo ancora più ampio. Un fattore di conversione nominale, a volte usato per il barile di greggio è ad esempio:

$$1 \text{ barile di petrolio equivalente} = 5,80 \text{ MBtu.}$$

Un'equivalenza energetica per il petrolio molto nota è quella in tonnellate metriche. Il petrolio è comunemente definito in tonnellate (il numero di barili di petrolio corrispondenti a una tonnellata è variabile anche notevolmente a seconda della fonte).

Ci sono differenti definizioni in letteratura per il tep.

Nelle pubblicazioni OECD/IEA l'equivalenza è fissata a 10,0 kcal, mentre in altre è pari  $10,7 \times 10^6$  kcal (termochimiche). Ciò equivale a fissare le seguenti equivalenze:

$$1 \text{ tep} = 1,00 \times 10^{10} \text{ cal (IT)} = 41,868 \text{ GJ} = 39,68 \text{ MBtu (IT)}$$

$$1 \text{ tep} = 1,07 \times 10^{10} \text{ cal (termochimiche)} = 44,769 \text{ GJ} = 42,46 \text{ MBtu (termochimiche).}$$

Nella prassi OECD/IEA, i milioni di tonnellate di petrolio equivalente (Mtep), corrispondono a  $4,1868 \times 10^{16}$  J, e rappresentano l'unità di misura comunemente più usata per rappresentare il contenuto energetico dei vari combustibili.

#### **6. Fattori di conversione per il carbone (tec, tonnellata di carbone equivalente)**

I quantitativi di carbone sono espressi in tonnellate, con poteri calorifici molto variabili, tra meno di 10 Mbtu/ton a oltre 30 Mbtu/ton.

È prassi consolidata adottare un potere calorifico per una tonnellata di carbone pari a  $7 \times 10^9$  calorie. Si ottiene, ad un livello di precisione che rende la scelta di un particolare tipo di calorie irrilevante:

$$1 \text{ tonnellata di carbone equivalente (tec)} = 29,3 \text{ GJ} = 27,8 \text{ MBtu}$$

$$2 \text{ 1 tonnellata di carbone equivalente (tec)} = 26,6 \text{ GJ} = 25,2 \text{ MBtu.}$$

#### **7. Tonnellate di merci/km e passeggeri/km (ton/km e pass/km):** è il prodotto della distanza a cui merci e persone sono trasportate, misurata in km, per il peso del carico trasportato o il numero di passeggeri spostato. Spostare una tonnellata di merci per un km, ad esempio definisce una tonnellata/km.

**Rapporto Energia  
e Ambiente 2009-2010**

■ **1 - L'analisi**

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

*[www.enea.it](http://www.enea.it)*

ISBN 978-88-8286-266-4