

TERZA PARTE: *APPROFONDIMENTI*

**CAPITOLO 7 : POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA
NEGLI USI FINALI**

CAPITOLO 7 POLITICHE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA NEGLI USI FINALI

7.1 Linee di tendenza delle politiche dell'Unione Europea

La crescita continua della domanda di energia a livello mondiale pone problemi di ordine politico, economico ed ambientale e chiama a rinnovare gli sforzi per il suo contenimento. Il miglioramento dell'efficienza energetica ed una attenta gestione della domanda si pongono come misure di fondamentale importanza per contrastare il trend di crescita e costituiscono, al tempo stesso, un valido strumento per conseguire ulteriori obiettivi di politica energetica ed ambientale.

Per quanto concerne l'Unione Europea, tali misure occupano un posto di rilievo nel quadro degli interventi necessari per conformarsi al Protocollo di Kyoto sull'abbattimento delle emissioni di gas serra, in particolare di CO₂, in quanto possono consentire all'Unione di raggiungere in maniera più economica l'obiettivo negoziato.

Oltre ad un forte impatto positivo sull'ambiente, una più elevata efficienza energetica contribuisce inoltre a ridurre la dipendenza energetica dall'estero e ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti nel medio e nel lungo periodo. Ad oggi, già il 50% della domanda di energia dell'UE-15 viene soddisfatta attraverso approvvigionamenti esterni e, perdurando l'attuale tendenza, tale dipendenza potrebbe aumentare fino al 70% entro il 2030¹.

Dati i crescenti prezzi del petrolio infine, gli investimenti in interventi di risparmio energetico possono ridurre i costi a carico del sistema europeo, dando un importante contributo al rilancio della sua competitività sui mercati internazionali.

Da diversi anni l'Unione si è dunque mossa per promuovere l'efficienza energetica nei paesi membri sia attraverso programmi di intervento nel campo della ricerca, sviluppo e dimostrazione delle nuove tecnologie, sia attraverso azioni legislative mirate.

Negli ultimi anni l'Unione europea ha riconosciuto il ruolo fondamentale che l'efficienza energetica può ricoprire per far fronte alle sfide ambientali, rilanciare la competitività e l'occupazione e contribuire alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici. I programmi e le misure di volta in volta adottate hanno contribuito a migliorare l'intensità energetica dei vari Stati membri e dell'Unione nel suo complesso, ma dopo i buoni risultati conseguiti negli anni '90, il tasso di miglioramento dell'intensità energetica è andato progressivamente diminuendo.²

Il Libro Verde sull'efficienza energetica

Questa considerazione ha spinto la Commissione a rinnovare il proprio impegno mediante l'elaborazione di un Libro Verde sull'efficienza energetica³, adottato nel giugno del 2005. Il documento evidenzia come, dei circa 1.725 Mtep di energia attualmente consumati dai 25 Stati membri dell'Unione, una parte considerevole sia imputabile ad apparecchiature inefficienti o alla scarsa consapevolezza dei consumatori. La Commissione ritiene che l'Unione potrebbe risparmiare fino al 20% dei suoi consumi - equivalenti all'attuale consumo di Germania e Finlandia - in maniera costo efficiente, vale a dire senza costi netti aggiunti⁴. Nonostante siano necessari significativi investimenti per ottenere i risparmi potenziali auspicati, tali investimenti comporterebbero dei ritorni cospicui nel breve periodo, sia in termini di maggiore occupazione e competitività, sia in termini di migliori condizioni di vita per i cittadini dell'Unione. Lo sviluppo di servizi energetici potrebbe creare, direttamente o indirettamente, circa un milione di nuovi posti di lavoro qualificati. Inoltre, visto che si tratta di misure efficienti anche dal punto di vista economico - cioè risultanti in risparmi netti anche prendendo in considerazione gli investimenti necessari - un piano per l'efficienza energetica di successo comporterebbe un risparmio di circa 60 miliardi di euro.

Secondo il Libro Verde, circa il 50% di tale risultato potrebbe essere raggiunto tramite l'applicazione delle misure già esistenti (direttive già in vigore o comunque programmate),

¹ Libro Verde "Verso una Strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico", COM(2000) 769 def., del 29 novembre 2000.

² Secondo la Commissione, negli anni '90 il miglioramento annuo in efficienza energetica era dell'1,4%, mentre attualmente raggiungerebbe solo lo 0,5%.

³ "Green Paper on Energy Efficiency or Doing More With Less", COM (2005) 265 final, del 22 giugno 2005.

⁴ Studi commissionati dalla Commissione dimostrano la possibilità di ridurre il consumo energetico di almeno un quinto senza costi netti aggiunti - e in numerosi casi a costi negativi - senza ridurre i comfort o gli standard di vita poiché l'energia risparmiata ha un valore sufficiente a rimborsare il costo degli investimenti in un tempo ragionevole - entro la durata della vita tecnica dell'investimento - e a coprire le spese per interessi.

mentre l'ulteriore 50% potrebbe essere raggiunto per mezzo di un miglioramento delle misure in essere e l'adozione di ulteriori misure, che vanno dalla adozione di Piani d'azione nazionali al miglioramento delle direttive in essere, alla definizione di nuovi strumenti di finanziamento.

Il Piano d'azione per l'efficienza energetica

Il Libro Verde era propedeutico all'elaborazione di un Piano d'azione, recentemente presentato dalla Commissione⁵ alla fine di un ampio processo di consultazione delle parti coinvolte. La presentazione del Piano segue l'urgente invito dei Capi di Stato e di Governo, riuniti in occasione dello scorso Consiglio europeo di primavera⁶, a predisporre una strategia realistica in materia di efficienza energetica. D'altra parte anche il Libro verde della Commissione "Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura"⁷ aveva sottolineato come l'efficienza energetica fosse una priorità assoluta e come il Piano d'azione avrebbe dovuto fare delle proposte concrete per tradurre in pratica il potenziale comunitario di risparmio.

L'importanza di tale traguardo risulta evidente qualora si consideri che, secondo la Commissione, risparmiare il 20% dell'energia entro il 2020, equivarrebbe a risparmiare circa 390 Mtep e circa 780 Mt CO₂ all'anno rispetto allo scenario di riferimento, con gli evidenti benefici in termini non solo ambientali ed economici ma anche in termini di dipendenza dalle importazioni e sicurezza dell'approvvigionamento energetico. Tali risparmi, imputabili a nuove politiche e misure ed al miglioramento di quelle esistenti, si sommerebbero alla naturale riduzione dell'intensità energetica⁸ attesa in conseguenza, tra l'altro, di cambiamenti strutturali, precedenti politiche di efficienza, naturale sostituzione delle tecnologie ed aumento del prezzo dell'energia.

Il Piano d'Azione contiene dunque una serie di provvedimenti prioritari da adottarsi quanto prima ed altre misure da iniziarsi gradualmente durante i sei anni di copertura del documento. I maggiori risparmi potenziali, efficienti anche dal punto di vista dei costi, sono riscontrabili nei settori residenziale e terziario dove sono stimati rispettivamente intorno al 27% e 30% dei consumi (tabella 7.1). Negli edifici residenziali gli interventi che offrono le migliori opportunità di risparmio sono il retrofitting e l'isolamento dei tetti, mentre per quanto riguarda gli edifici commerciali acquistano particolare importanza i sistemi di gestione dell'energia. Anche il miglioramento dell'efficienza energetica delle apparecchiature e dei prodotti che utilizzano energia offre ancora un grande potenziale. Per l'industria manifatturiera il potenziale complessivo è stimato intorno al 25%, mentre per i trasporti tale percentuale sale al 26%.

Tabella 7.1 - Risparmi potenziali nei vari settori degli usi finali

Settore	Consumo energetico (Mtep) 2005	Consumo energetico (Mtep) 2020 (BAU)	Potenziale di risparmio 2020 (Mtep)	Potenziale di risparmio complessivo 2020 (%)
Residenziale	280	338	91	27%
Edifici commerciali	157	211	63	30%
Trasporti	332	405	105	26%
Industria manifatturiera	297	382	95	25%

Fonte: Piano d'Azione COM (2006)545 def.

⁵ Comunicazione della Commissione "Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential, COM (2006) 545 def. Del 19 ottobre 2006.

⁶ Conclusioni del Consiglio europeo di Bruxelles del 23 e 24 marzo 2006.

⁷ COM (2006) 105 def. dell'8 marzo 2006.

⁸ Tale miglioramento secondo la Commissione è stimato intorno all'1,8%, pari a 470 Mtep annui.

Il Piano stabilisce 10 interventi prioritari (tabella 7.2):

- **Etichettatura energetica delle apparecchiature e standard minimi di rendimento energetico**

A partire dal 2007 verranno adottati dei requisiti minimi di efficienza energetica ed un sistema di etichettatura aggiornati e dinamici per le apparecchiature e i prodotti che consumano energia. La Commissione propone di rivedere e modificare la direttiva 1992/75/CE per ampliare il suo campo di applicazione e rinforzare la sua efficacia. Si prevede di includere altre apparecchiature, aggiornare le classificazioni esistenti e rivederle ogni cinque anni o quando il progresso tecnologico lo richieda. L'aggiornamento delle classificazioni dovrà garantire che la classe A venga assegnata solo al 10-20% delle apparecchiature maggiormente efficienti.

La Commissione inizierà inoltre, sempre nel 2007, a dare attuazione alla direttiva 2005/32/CE NOTA attraverso l'adozione di direttive di implementazione per 14 gruppi di prodotti, tra i quali: caldaie, scaldacqua, televisori, modalità *stand by*, impianti di illuminazione per gli uffici e illuminazione pubblica delle strade, computer e monitor; caricabatterie e generatori; apparecchiature per ufficio (fotocopiatrici, fax, stampanti, scanner ed apparecchi multifunzione); condizionatori e ventilatori residenziali; motori elettrici; frigoriferi e congelatori di uso non domestico frigoriferi e congelatori di uso domestico; lavatrici e lavastoviglie di uso domestico. Queste direttive conterranno anche delle indicazioni circa l'evoluzione degli standard negli anni successivi in modo da preparare i produttori ai nuovi requisiti.

- **Il rendimento energetico degli edifici**

A partire dal 2009 la Commissione intende ampliare l'ambito di applicazione della direttiva 2002/91/CE per includere anche gli edifici di taglia minore. In particolare si prevede di ridurre il parametro dei 1000 m² per l'applicazione dei requisiti minimi di rendimento energetico agli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione sostanziale. Si prevede inoltre di introdurre degli standard minimi di efficienza per gli edifici nuovi e sottoposti a ristrutturazione, espressi in kWh/m², e per alcuni componenti, come i vetri. Verrà inoltre incentivata la costruzione delle c.d. case passive, le quali, nel medio periodo, dovranno diventare lo standard per le nuove costruzioni.

- **Miglioramento dei processi di trasformazione dell'energia**

Dato il volume delle perdite nel processo di produzione, trasmissione e distribuzione dell'energia, la Commissione intende sviluppare entro il 2008 dei requisiti di rendimento minimi per gli impianti di produzione di elettricità, calore e freddo di potenza inferiore a 20 MW⁹. Si prevede inoltre, in collaborazione con l'industria della generazione e con il CEER, l'adozione di linee guida sulle migliori pratiche per incrementare il rendimento degli impianti e per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione. Entro la fine del 2007 è prevista infine la presentazione di una proposta per l'adozione di un nuovo quadro regolamentare di promozione della generazione distribuita, per l'ulteriore promozione della cogenerazione e per l'adozione di requisiti minimi di rendimento del teleriscaldamento e della micro-cogenerazione.

- **Trasporti**

Tra le diverse misure proposte dalla Commissione e riassunte nella tabella riportata assume particolare rilevanza l'impegno ad adottare tutte le misure necessarie, anche a carattere legislativo, per raggiungere, entro il 2012, il target di emissione di 120 g CO₂/km per le nuove autovetture. Nelle intenzioni della Commissione tale obiettivo deve essere raggiunto passando entro il 2008 - 2009 attraverso un accordo volontario che limiti le emissioni a 140 g CO₂/km. Il Piano riconosce inoltre che è possibile risparmiare energia garantendo una adeguata pressione dei pneumatici, migliorando l'efficienza dei sistemi di trasporto stradali, ferroviari, marittimi ed aerei, nonché intervenendo sulle abitudini di trasporto dei cittadini.

- **Promozione del finanziamento degli investimenti in efficienza energetica per le piccole e medie imprese (PMI) e le società di servizi energetici (ESCO)**

La Commissione intende proseguire nel percorso di identificazione e rimozione delle barriere legali negli Stati membri che impediscono il ricorso alle ESCo ed a strumenti contrattuali per l'efficienza energetica. In particolare è prevista la promozione dell'offerta di finanziamento da parte del settore bancario nei confronti delle PMI e delle ESCo ai fini della realizzazione degli interventi di efficienza energetica identificati nel corso di audit energetici.

⁹ Si tratta di impianti non inclusi nell'ambito di applicazione della direttiva Emission Trading.

▪ **Incentivazione dell'efficienza energetica nei nuovi Stati membri**

La Commissione intende promuovere il finanziamento di progetti per l'efficienza energetica nei nuovi Stati membri, in particolare nel settore dell'edilizia sociale, facendo ricorso ai Fondi strutturali e di coesione

▪ **Coerente utilizzo della tassazione**

La Commissione preparerà un Libro Verde sulla tassazione indiretta e successivamente rivedrà la direttiva 2003/96/CE per integrarvi le tematiche dell'efficienza energetica e della tutela ambientale.

▪ **Sensibilizzazione, formazione e informazione**

Il Piano sottolinea l'importanza della formazione degli energy manager e della sensibilizzazione dell'opinione pubblica, in particolare attraverso programmi di educazione nelle scuole

▪ **Efficienza energetica nelle città**

La Commissione promuoverà nel 2007 la conclusione di un Patto tra i sindaci delle 20-30 pi grandi città europee all'avanguardia nel campo dell'efficienza energetica in modo da favorire lo scambio di esperienze e l'applicazione delle migliori tecnologie.

▪ **Cooperazione internazionale**

Per promuovere l'efficienza energetica a livello globale la Commissione si sforzerà di raggiungere un accordo quadro con partner commerciali e organizzazioni internazionali per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali e nella produzione di energia.

Nella tabella riportata vengono sinteticamente esposti gli interventi presi in considerazione dalla Piano d'Azione.

Un ragionamento a più approfondito merita l'intervento europeo nelle politiche integrate di prodotto.

Tabella 7.2 - Principali misure discusse nel Piano d'Azione della Commissione

MISURA PROPOSTA	PERIODO di RIFERIMENTO
1. Requisiti dinamici di performance energetica per prodotti che consumano energia, edifici e servizi	
▪ Attuazione della direttiva 2005/32/CE	
<i>Coordinamento delle previsioni in materia di eco design, etichettatura energetica ed incentivi</i>	2007-2012
<i>Adozione di specifiche per la progettazione ecocompatibile di 14 gruppi prioritari di prodotti</i>	2007 - 2009
▪ Adozione di specifiche per la progettazione ecocompatibile per ulteriori classi di prodotti	2008 - 2010
▪ Supporto agli impegni volontari per il raggiungimento di risparmi energetici	2007 - 2012
▪ Attuazione ed eventuale modifica della direttiva 92/75/CE sull'etichettatura energetica	
<i>Adozione di una proposta di direttiva per l'etichettatura energetica di scaldacqua a gas e ad elettricità</i>	2007
<i>Adozione di ulteriori misure di implementazione del sistema di etichettatura; revisione delle misure già adottate con la prospettiva di aggiornarle ogni 5 anni per mantenere sempre solo il 10-20% dei prodotti in circolazione classificati come A; verifica dei costi del ciclo di vita dei prodotti e dei risparmi energetici attesi</i>	2007-2009
<i>Lancio di un'indagine complessiva sull'attuazione della direttiva</i>	2007
▪ Attuazione ed eventuale modifica dell'Accordo Energy Star sulle apparecchiature da ufficio	
<i>Conclusione di un nuovo Accordo quinquennale</i>	2007
<i>Adozione di una proposta di modifica del Regolamento CE 2422/2001</i>	2007
<i>Sviluppo di requisiti energetici più stringenti per le apparecchiature da ufficio</i>	2007 - 2011
▪ Attuazione ed eventuale modifica della direttiva 2006/32/CE	
<i>Adozione di un Memorandum di intesa sull'efficienza energetica in cooperazione con il CEER attraverso l'ERGEG</i>	2007
<i>Valutazione dell'eventualità di adottare un sistema di Certificati bianchi a livello comunitario</i>	2008
<i>Rafforzamento della coerenza delle linee guida nazionali sugli acquisti pubblici energeticamente efficienti</i>	2008
<i>Ricerca di un accordo per rendere più stringenti i criteri armonizzati in materia di accordi volontari</i>	2009
<i>Adozione di requisiti di metering e fatturazione più dettagliati</i>	2009
<i>Eventualità supporto o creazione di un centro per identificare e migliorare le tecnologie esistenti ed emergenti</i>	2008
▪ Attuazione ed eventuale modifica della direttiva 2002/91/CE	
<i>Adozione di una proposta di abbassamento dei parametri per l'applicazione dei requisiti minimi di rendimento energetico agli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione sostanziale</i>	2009

Adozione di requisiti minimi di rendimento energetico (kWh/m ²) per gli edifici nuovi, sottoposti a ristrutturazioni e per alcuni singoli componenti, avendo come obiettivo per i nuovi edifici di raggiungere il livello delle case passive a partire dal 2015	2009
Eventuale adozione di requisiti obbligatori per l'installazione di tecnologie per il riscaldamento e raffrescamento passivi	Entro al fine del 2008
▪ Attuazione della direttiva 89/106/CEE	
Introduzione di considerazioni di efficienza energetica negli standard dei prodotti per la costruzione	2008
2. Miglioramento dei processi di trasformazione dell'energia	
▪ Sviluppo di requisiti minimi di rendimento per i nuovi impianti di generazione di elettricità, calore e freddo al di sotto dei 20 MW ed eventualmente oltre	2008
▪ Sviluppo di linee guida contenenti buone pratiche per gli impianti esistenti	2008
▪ Adozione di linee guida (in cooperazione con il CEER, attraverso l'ERGEG) su buone pratiche regolamentari per ridurre le perdite di trasmissione e distribuzione	2008
▪ Proporre un nuovo quadro regolamentare per la promozione dell'accesso alla rete e la connessione della generazione distribuita	2007
▪ Attuazione ed eventuale modifica della direttiva 2004/4/CE	
Armonizzazione dei metodi di calcolo della cogenerazione ad alta efficienza	2008 - 2011
Raggiungimento di un accordo su una garanzia d'origine	2007 - 2009
Identificazione da parte degli Stati membri della domanda di calore adatta alla cogenerazione	2007 - 2008
Identificazione del potenziale del calore di scarto da parte degli Stati membri	2007 - 2008
Proposizione di requisiti minimi di efficienza per il teleriscaldamento	2007 - 2008
Adozione di una norma europea (EN) e di requisiti minimi di efficienza per la micro cogenerazione	2007 - 2009
3. Trasporti	
▪ Adozione delle misure necessarie, anche a carattere legislativo, per raggiungere per le nuove autovetture il target di emissione di 120 g CO ₂ /km entro il 2012. Questo obiettivo deve essere raggiunto passando entro il 2008 - 2009 attraverso un accordo volontario che limiti le emissioni a 140 g CO ₂ /km.	2012 e 2008 - 2009
▪ Sviluppo di un mercato per veicoli più sicuri, efficienti e a basse emissioni	2007 - 2012
▪ Rafforzamento dei sistemi di informazione in tempo reale sulla mobilità ed il traffico (RTTI) e dei sistemi di gestione del traffico	2007 - 2012
▪ Modifica della direttiva 1999/94/CE	2007
▪ Adozione di requisiti minimi di efficienza per i sistemi di condizionamento delle autovetture	2007 - 2008
▪ Adozione di una proposta per un sistema di etichettatura per gli pneumatici	2008
▪ Incentivazione di accordi volontari ed eventuali ulteriori misure per l'adozione di un sistema di monitoraggio della pressione degli pneumatici	2008 - 2009
▪ Adozione di una proposta per l'installazione obbligatoria di sistemi di monitoraggio della pressione degli pneumatici sulle nuove autovetture	2008 - 2009
▪ Preparazione di un Libro verde sul trasporto urbano che proponga delle soluzioni condivise basate su esperienze concrete, che includano, se appropriato, l'utilizzo delle infrastrutture e la tariffazione del trasporto urbano	2007
▪ Armonizzazione delle misure adottate per promuovere tecniche di guida eco-sostenibili attraverso le scuole guida	2008
▪ Promozione dell'efficienza energetica nel trasporto aereo attraverso il SESAR (Single European Sky Air Traffic Management Research project)	2007 - 2012
▪ Introduzione del settore dell'aviazione nell'EU ETS	Fine 2006
▪ Promozione delle autostrade del mare e del <i>short sea shipping</i>	2007 - 2012
4. Promozione e finanziamento dell'efficienza energetica	
▪ Identificazione e rimozione delle barriere legali negli Stati membri che impediscono il ricorso alle ESCo ed a strumenti contrattuali per l'efficienza energetica	2007 - 2009
▪ Promozione dell'utilizzo del finanziamento comunitario da parte delle PMI per promuovere l'eco-innovazione	2007 - 2012
▪ Predisposizione di un Libro Verde sulla tassazione indiretta e revisione della direttiva sulla tassazione dell'energia in modo da incorporare l'efficienza energetica ed ulteriori considerazioni ambientali	2007 e 2008
▪ Adozione della proposta della Commissione COM(2005)261 che collega la tassazione dei veicoli alle loro emissioni di CO ₂ ed invito agli Stati membri che stanno adottando delle riforme del proprio sistema di tassazione ad introdurre tali modifiche	2007
▪ Promozione di una rete tra Stati membri e tra regioni per assicurare il finanziamento delle migliori pratiche per l'efficienza energetica	2007 - 2012
▪ Facilitare l'emersione di partnership pubblico-private per attrarre fondi per finanziare il debito, le garanzie e il venture capital per le PMI, ESCo e altre imprese che offrono servizi energetici	2007
▪ Promuovere il finanziamento di progetti per l'efficienza energetica nei nuovi Stati membri, in particolare nel settore dell'edilizia sociale, facendo ricorso ai Fondi strutturali e di coesione	2007 - 2012
▪ Promuovere l'utilizzo dei fondi pubblico-privati per l'efficienza energetica e finanziare audit energetici nel settore pubblico e nelle PMI e gli interventi individuati attraverso gli audit, attraverso il ricorso alla BERS, alla BEI ed ai Fondi strutturali e di coesione	2007 - 2012
▪ Valutazione dei costi e benefici di incentivi per le imprese e crediti fiscali per promuovere la	2007

produzione e l'acquisto di apparecchiature efficienti	
<ul style="list-style-type: none"> Proposizione di un accordo fiscale speciale per il diesel commerciale che riduca le differenze eccessive nei livelli di tassazione nei diversi Stati membri per aumentare l'efficienza energetica del trasporto su gomma riducendo il cosiddetto <i>tank tourism</i> 	2007
5. Modificare il comportamento	
<ul style="list-style-type: none"> Certificazione EMAS di tutti gli edifici della Commissione e successivamente degli edifici delle altre istituzioni comunitarie 	2007 - 2009 e 2010
<ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento delle linee guida in materia di efficienza energetica attraverso la modifica del regolamento EMAS 	2007
<ul style="list-style-type: none"> Adozione di Linee guida per gli acquisti energeticamente efficienti della Commissione; promozione di sistemi di gestione energetica e di strumenti di formazione per l'industria, le PMI e il settore pubblico 	2007 - 2012
<ul style="list-style-type: none"> Organizzazione di una competizione in ciascuno Stato membro per premiare la scuola più energeticamente efficiente 	2007 - 2008
<ul style="list-style-type: none"> Creazione di un Accordo tra i sindaci delle maggiori città europee per scambiarsi le migliori pratiche e creare una rete permanente 	2007
<ul style="list-style-type: none"> Adozione di una raccomandazione agli Stati membri per l'inserimento delle tematiche dell'efficienza energetica e dei cambiamenti climatici nei programmi scolastici 	2007
6. Partnership internazionale	
<ul style="list-style-type: none"> Lancio di un'iniziativa per un accordo internazionale quadro sull'efficienza energetica 	2007
<ul style="list-style-type: none"> Proposizione alle industrie esportatrici di Accordi volontari per l'etichettatura, l'informazione e i requisiti minimi di rendimento energetico 	2007 - 2012
<ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento dell'efficienza energetica nei trattati commerciali ed energetici ed in altre contesti di cooperazione 	2007 - 2012
<ul style="list-style-type: none"> Rafforzamento della cooperazione internazionale sui metodi di misurazione dei requisiti minimi di rendimento e l'etichettatura energetica 	2007 - 2012
<ul style="list-style-type: none"> Creazione di un network internazionale per la diffusione delle informazioni e consulenze sulle tecnologie efficienti 	2009

7.2 L'intervento nazionale

In questi ultimi anni, i problemi ambientali, economici e di sicurezza dell'approvvigionamento energetico legati alla continua crescita della domanda di energia, nonché all'aumento del costo del petrolio, hanno fatto registrare anche in Italia un rinnovato interesse per le politiche di gestione e controllo della domanda, in quanto capaci di produrre risultati apprezzabili - in termini di diminuzione dei consumi - in tempi ed a costi contenuti.

Per il sistema Italia un intervento efficace e lungimirante sull'efficienza energetica negli usi finali può creare una sinergia tra la necessità di ridurre la dipendenza energetica, aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e ridurre le emissioni di gas serra con effetti sulla competitività e innovazione tecnologica del sistema produttivo e la creazione di nuova occupazione.

Il paese è soggetto a una elevata e strutturale dipendenza energetica dall'estero, con valori di poco inferiori all'86% e con tendenze di breve termine che prevedono valori superiori. L'Italia è priva di fonti energetiche tradizionali può far ricorso come risorse endogene unicamente alle fonti rinnovabili e alle opportunità offerte dall'efficienza energetica. L'elevata dipendenza energetica si ripercuote, inoltre, sulle spese che il paese deve affrontare per approvvigionarsi di energia.

L'intensità energetica dell'Italia, tra le più basse tra i paesi europei, negli ultimi anni tende a stabilizzarsi, avvicinandosi ai valori medi dell'Unione Europea a 15. I consumi energetici crescono più del PIL.

Da un lato, si è in presenza di un sistema energetico e produttivo che non si sta modernizzando e innovando e dall'altro si è assistito a un ritardo nell'attuazione di misure di efficienza energetica. I decreti sull'efficienza energetica previsti dai due decreti legislativi del 1999 e 2000 hanno prodotto i loro primi effetti solo nel 2005 e altre direttive europee sono state recepite in ritardo (rendimento energetico degli edifici e biocarburanti) o ancora devono essere recepite (direttiva sull'efficienza degli usi finali dell'energia).

Queste considerazioni sono supportati, oltre che dai dati riportati nel capitolo nazionale sull'intensità energetica del sistema Italia, anche da studi effettuati a livello europeo quali il progetto ODYSSEE, che utilizza una mediologia basata sulla valutazione di indici di efficienza energetica.

Gli indici sintetici di efficienza energetica sono costruiti a partire da indicatori di consumo unitario dettagliati per uso finale, tipo di sistemi o apparecchiature, modalità di trasporto ecc., e ponderati per il loro peso sui consumi finali del settore.

Gli indici vengono calcolati a livello di singole branche per l'industria (rapportando i consumi energetici agli indici di produzione per branche), di modalità di trasporto per il settore trasporti e di funzione d'uso per il residenziale. Gli indici elementari sono sintetizzati negli indici di settore e poi in quello generale ponderandoli con i relativi consumi finali.

L'indice di efficienza energetica ODEX¹⁰ è un indicatore in grado di valutare l'andamento dell'efficienza energetica a livello aggregato (intera economia, industria) eliminando l'influenza dei cambiamenti strutturali e degli altri fattori non legati all'efficienza energetica, fornisce pertanto un'informazione diversa rispetto all'informazione fornita dalle intensità energetiche.

Nella figura 7.1 sono riportati gli indici di efficienza energetica nazionali confrontati con quelli della media dei paesi dell'Unione Europea a 15, per il periodo 1990-2004.

Intera economia

Nel periodo 1990-2004 l'indice di efficienza energetica è migliorato solo del 3,9% rispetto ad un miglioramento del 10,1% nella UE¹¹. Questo dato è conseguenza del risultato negativo dell'industria nell'intero periodo non bilanciato a sufficienza dalle buone performance dei settori trasporti e civile. Il progresso annuo è stato intorno allo 0,1-0,3%.

Industria

Il settore industriale ha presentato un andamento dell'indice di efficienza costante nel periodo 1990-2004. Questa situazione è il prodotto di andamenti diversi fra i singoli sottosectori industriali. L'incremento di efficienza in alcuni settori, quali la chimica, la siderurgia e i materiali da costruzione non è stato sufficiente a bilanciare gli esiti negativi dei settori meccanico, agroalimentare e tessile. Questi settori hanno avuto una costante diminuzione in tutto il periodo anche se nella parte finale si sono registrati dei miglioramenti.

Trasporti

Nel periodo 1990-2004 l'efficienza energetica del settore trasporti è migliorata del 4,0% contro il 7,2% della UE. Questo risultato è principalmente dovuto ad un aumento nella efficienza delle automobili (7,1%). Le altre modalità di trasporto, quali navigazione e treno, hanno avuto incrementi maggiori nell'efficienza energetica ma rappresentano una piccola parte del settore. Questi buoni risultati sono stati controbilanciati da una perdita di efficienza del trasporto merci su strada, specialmente nel 2004.

Residenziale

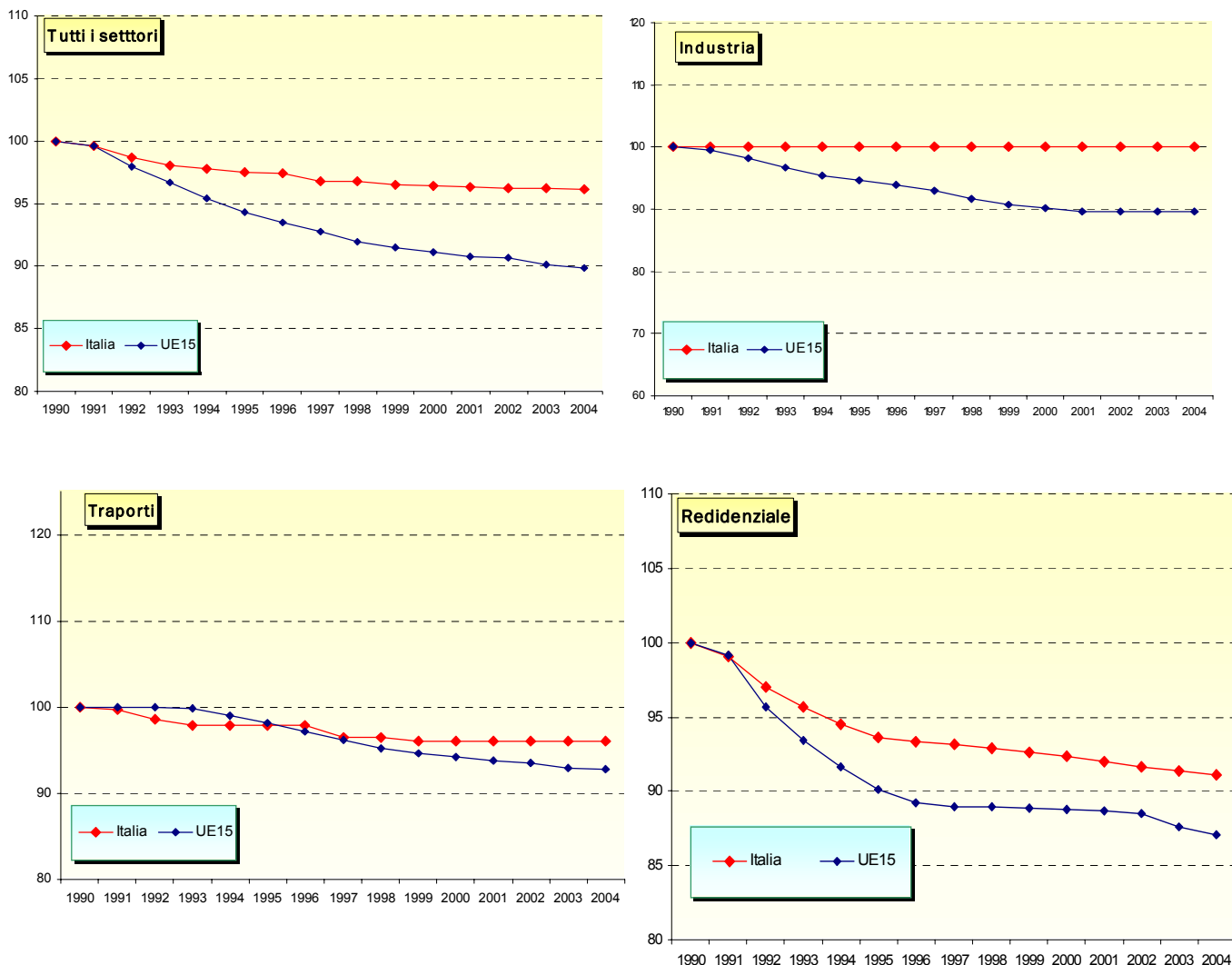
Il residenziale è il settore che ha avuto il miglior risultato nel miglioramento della efficienza energetica: 8,9% nel periodo 1990-2004 contro 12,9% nella UE. Nei primi anni 90 c'è stato un più rapido miglioramento nella efficienza energetica che è rallentato negli ultimi anni.

Nuove misure sono state adottate per installare tecnologie per un uso efficiente dell'energia negli usi finali: utilizzo di lampade compatte a fluorescenza ed elettrodomestici ad alta efficienza, interventi per l'isolamento termico degli edifici, ecc. Negli ultimi 5 anni l'incremento di efficienza energetica degli apparecchi elettrici è stato del 5,0% contro lo 8,3% nel periodo 1990-2004.

¹⁰ Tale indicatore, insieme ad altri, è inserito nel progetto ODYSSEE: *Energy Efficiency Indicators in Europe*. ODYSSEE è un progetto congiunto tra ADEME, il Programma EIE della Commissione Europea e gli Enti Energetico-Ambientali Nazionali dei 15 Paesi della UE più la Norvegia. Questo progetto ha per scopo la realizzazione di un database contenente dati dettagliati sui consumi energetici dei 15 Paesi, distinti per utenti finali e sottosectori, indicatori di efficienza energetica e indicatori connessi alla CO₂. L'ENEA è l'ente italiano partecipante al progetto.

¹¹ Una riduzione dell'indice attesta un miglioramento nella efficienza energetica.

Figura 7.1 - Indici di efficienza energetica nazionali a confronto con quelli della media dei paesi dell'UE(15). Anni 1990-2004



Fonte: ODYSSEE: Energy Efficiency Indicators in Europe

Nonostante queste considerazioni, oggi si può sostenere che il sistema nazionale di intervento sull'efficienza energetica è avviato, va nella direzione giusta ed è tra i più innovativi a livello europeo. L'Italia è uno dei primi paesi ad avere avviato, attraverso i decreti sull'efficienza energetica, il sistema dei certificati bianchi. Bisogna considerare, anche, che intervenire sull'efficienza energetica presenta delle difficoltà oggettive. Gli interventi sono caratterizzati da una elevata parcellizzazione sia sul lato della domanda di efficienza, che sul lato dell'offerta degli interventi. Sul lato della domanda si è in presenza di una utenza distribuita a livello territoriale, di dimensione piccola (ad es. edificio), come dimensione del singolo utente (ad es. famiglia), come risparmio ottenibile per singolo intervento (ad es. sostituzione di una caldaia con una ad più alta efficienza), per tipologia degli utenti (ad es. famiglia, albergo, piccola industria). Dal lato dell'offerta la parcellizzazione riguarda la moltitudine di tecnologie e tecniche di risparmio energetico utilizzabili, la dimensione degli operatori (ad es. ESCO), la tipologia dell'offerta tecnologica (in alcuni casi aziende internazionali, in altri casi PMI e aziende locali). In ogni caso è necessario un potenziamento del sistema normativo, monitorare e verificare i risultati, dare certezze strategiche al mercato con prospettive di medio lungo termine, eliminare le barriere e gli ostacoli esistenti.

In questo senso si rende necessario:

- Definire un piano nazionale d'azione per l'efficienza energetica.
- Promuovere il livello di informazione, sia nei riguardi degli utenti finali che degli operatori, e il livello di formazione degli stessi operatori.
- Promuovere la creazione di nuovi operatori (ad es. le ESCO), meccanismi di finanziamento efficaci (ad es. il finanziamento Tramite Terzi) il coinvolgimento del sistema finanziario e delle banche.
- Realizzare dei progetti dimostrativi per tipologia di utenza e di intervento e innovativi quali ad esempio l'approccio del "distretto energetico".
- Creare le condizioni affinché si concili il mercato e il ruolo degli operatori il cui business è legato alla vendita di energia con quello il cui business è legato alla vendita di efficienza energetica.

Dal punto di vista del miglioramento del quadro normativo bisogna:

sviluppare una efficace azione di attuazione e di gestione del recepimento delle:

- Direttive europee su l'etichettatura energetica (tabella 7.3)

recepire

- La Direttiva Europea 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione
- La Direttiva Europea 2005/32/CE sulla progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia
- La Direttiva Europea 2006/32CE sull'efficienza degli usi finali dell'energia

migliorare:

- Il decreto legislativo 192/05 sul rendimento energetico degli edifici
- Il decreto legislativo 128/05 sulla promozione dei biocarburanti
- I decreti sull'efficienza energetica con un adeguamento degli obblighi di risparmio energetico

Per completare l'impatto sull'efficacia del quadro normativo dell'efficienza energetica bisogna tenere conto, anche, degli ultimi orientamenti presenti nel:

- Disegno di legge Bersani recante misure per la liberalizzazione del mercato dell'energia, per la razionalizzazione dell'approvvigionamento, per il risparmio energetico e misure immediate per il settore energetico. In particolare l'articolo 2 reca "Delega al governo per il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili".
- Disegno di legge Ronchi (n. 786) recante Norme per l'attuazione del protocollo di Kyoto con lo sviluppo delle fonti rinnovabili, dell'efficienza, dell'innovazione del sistema energetico e della mobilità.
- Legge finanziaria 2007: che prevede norme in materia di riqualificazione energetica degli edifici, elettrodomestici, motori industriali, caldaie, solare termico, detrazioni fiscali.
- Piano Nazionale di Allocazione delle emissioni serra presentato alla Commissione Europea il 18 dicembre 2006.
- Revisione delibera CIPE 123/02 per la riduzione delle emissioni di gas serra nell'ambito degli obiettivi previsti dal protocollo di Kyoto.

Tabella 7.3 - Prospetto delle misure di recepimento della normativa comunitaria in materia di etichettatura energetica

Apparecchiature	Normativa comunitaria	Recepimento in Italia
Apparecchi domestici in genere	Direttiva 92/75/CEE	DPR 9 marzo 1998, n. 107 - Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 92/75/CEE concernente le informazioni sul consumo di energia degli apparecchi domestici, in G.U. n. 89 del 17 aprile 1998
Forni elettrici per uso domestico	Direttiva 2002/40/CE	Decreto MAP 2 gennaio 2003-Attuazione della direttiva 2002/40/CE dell'8 maggio 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei forni elettrici per uso domestico, in G.U. n. 23 del 29-1-2003.
Condizionatori d'aria per uso domestico	Direttiva 2002/31/CE	Decreto MAP 2 gennaio 2003 - Attuazione della direttiva 2002/31/CE del 22 marzo 2002 della Commissione che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei condizionatori d'aria per uso domestico, in G.U. n. 23 del 29 gennaio 2003
Lavastoviglie domestiche	Direttiva 1997/17/CE	Decreto MICA 10 novembre 1999 Modalità di applicazione della etichettatura energetica alle lavastoviglie ad uso domestico, in conformità alle direttive comunitarie 92/75/CE e 97/17/CE, in G.U. n. 269 del 16 novembre 1999
Lampade ad uso domestico	Direttiva 98/11/CE	Decreto 10 luglio 2001 - Recepimento della direttiva 98/11/CE della Commissione del 27 gennaio 1998, che stabilisce le modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico, in G.U. n. 184 del 9 agosto 2001.
Lavasciugabiancheria	Direttiva 96/60/CE	Decreto MICA 7 ottobre 1998 - Modalità di applicazione della etichettatura energetica a lavatrici, asciugabiancheria e lavasciugabiancheria ad uso domestico, in G.U. n. 248 del 23 ottobre 1998
Asciugabiancheria	Direttiva 95/13/CE	
Lavatrici domestiche	Direttiva 95/12/CE	
Frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni	Direttiva 94/2/CE	Decreto MICA 2 aprile 1998 - Norme per l'attuazione della direttiva 94/2/CE della Commissione del 21 gennaio 1994, che stabilisce modalità di applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio del 22 settembre 1992 per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, in G.U. - serie generale - n. 248 del 23 ottobre 1998.
Frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni	Direttiva 2003/66/CE (di modifica della direttiva 94/2/CE)	Decreto MAP 21 settembre 2005 - Attuazione della direttiva 2003/66/CE della Commissione del 3 luglio 2003, che modifica la direttiva 94/2/CE che stabilisce le modalità d'applicazione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio per quanto riguarda l'etichettatura indicante il consumo di energia dei frigoriferi elettrodomestici, dei congelatori elettrodomestici e delle relative combinazioni, in G.U. n. 229 del 1 ottobre 2005.

7.3 Il sistema dei certificati bianchi

Lo strumento di maggior rilievo adottato per la promozione dell'efficienza energetica è rappresentato dal c.d. sistema dei Certificati bianchi, il quale mira ad incentivare il risparmio energetico in modo costo-efficace e conforme alla liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas operata dalle direttive comunitarie.

Tale sistema è stato originariamente previsto dai decreti ministeriali 24 aprile 2001¹² in attuazione di pertinenti disposizioni contenute nei Dlgs 16 marzo 1999 n. 79¹³ per il settore

¹² Rispettivamente decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001, recante "Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 e decreto del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministero dell'Ambiente 24 aprile del 2001 recante "Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164", entrambi pubblicati nel Suppl. Ord., n. 125 alla GU, serie Generale, n. 117 del 22 maggio 2001.

¹³ Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in GU del 31 marzo 1999. Tale decreto prevedeva, tra gli obblighi di servizio pubblico posti a carico dei distributori di energia elettrica, una disposizione specifica in materia di efficienza energetica. L'art. 9 del decreto prevedeva infatti che nelle concessioni relative al servizio di distribuzione fossero previste misure di incremento dell'efficienza energetica negli usi finali secondo obiettivi quantitativi da determinarsi con successivo decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato di concerto con il Ministro dell'Ambiente.

elettrico e nel Dlgs 23 maggio 2000 n. 164¹⁴ per il settore del gas. L'impianto previsto dai due decreti non è tuttavia mai entrato in vigore e, a distanza di tre anni, si è provveduto alla sua modifica per mezzo di due nuovi decreti, adottati nel luglio del 2004¹⁵.

In virtù del sistema così introdotto, i distributori di energia elettrica e gas che al 2001 servivano più di 100.000 clienti finali, sono vincolati a conseguire *obiettivi annui di risparmio energetico* attraverso la realizzazione di progetti ed interventi. Tale obbligo può essere rispettato sia realizzando in proprio gli interventi, sia avvalendosi di società di servizi collegate, sia acquistando i corrispondenti Certificati Bianchi sul mercato. Tali titoli, ognuno dei quali certifica il conseguimento di risparmi di energia primaria pari a una tonnellata equivalente di petrolio (tep)¹⁶, vengono emessi annualmente dal Gestore del Mercato Elettrico¹⁷ a favore dei singoli distributori in seguito all'accertamento dei risultati conseguiti. I Certificati possono essere emessi anche a favore delle società operanti nel settore dei servizi energetici – di cui parleremo in seguito – per progetti da queste realizzati autonomamente.

I Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica, non sono altro dunque che dei documenti negoziabili che testimoniano l'avvenuta realizzazione degli interventi. In questo modo, coniugando un approccio di tipo coercitivo – l'imposizione degli obiettivi quantitativi – ad uno di mercato – la negoziabilità dei Certificati – si riducono i costi complessivi connessi al raggiungimento degli obiettivi prefissati. La possibilità di scambiare Titoli di Efficienza Energetica consente infatti ai distributori che incorrerebbero in costi marginali relativamente elevati per il risparmio di energia attraverso la realizzazione diretta di progetti, di acquistare titoli di efficienza energetica da soggetti con costi marginali relativamente inferiori, i quali possono trovare conveniente vendere i propri titoli sul mercato.

Gli obiettivi di risparmio

I risparmi previsti al termine del primo quinquennio di applicazione 2005–2009 sono pari a 2,9 Mtep di energia, ripartiti come risulta dal prospetto che segue:

Mtep	2005	2006	2007	2008	2009
Elettricità	0,10	0,20	0,30	0,80	1,60
Gas	0,10	0,20	0,40	0,70	1,30
Totale					2,90

La determinazione degli obiettivi specifici in capo ai singoli operatori viene effettuata annualmente con delibera dell'AEEG sulla base del rapporto tra l'energia distribuita da ciascun distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e da essi autocertificata, e l'energia complessivamente distribuita sull'intero territorio nazionale, entrambe conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso¹⁸. Non meno del 50% degli obiettivi così fissati deve essere ottenuto attraverso una corrispondente riduzione dei consumi rispettivamente di energia

¹⁴ Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 "Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n. 144" in GU n. 142 del 20 giugno 2000. Tale decreto prevedeva una disposizione analoga a quella contenuta nell'art. 9 del D.gs. 79/99.

¹⁵ Decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. e decreto del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004 recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164", entrambi in GU n. 205 del 1 settembre 2004.

¹⁶ Vedi l'art. 17.2 della deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei Decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in GU Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

Una tep corrisponde convenzionalmente a circa 1200 m³ di gas naturale e a 4550 kWh_e.

¹⁷ Ai sensi dell'art. 4 del decreto MICA del 2001 tale funzione era attribuita invece all'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas.

¹⁸ Gli obiettivi di risparmio da conseguire per gli anni successivi al 2009 così come le modalità di applicazione del meccanismo ai distributori serventi meno di 100.00 clienti finali dovranno essere stabilite con futuro decreto del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, d'intesa con la Conferenza Unificata, da emanarsi rispettivamente entro 24 mesi dalla data di entrata in vigore del decreto (luglio 2006) ed entro il 31 dicembre 2005.

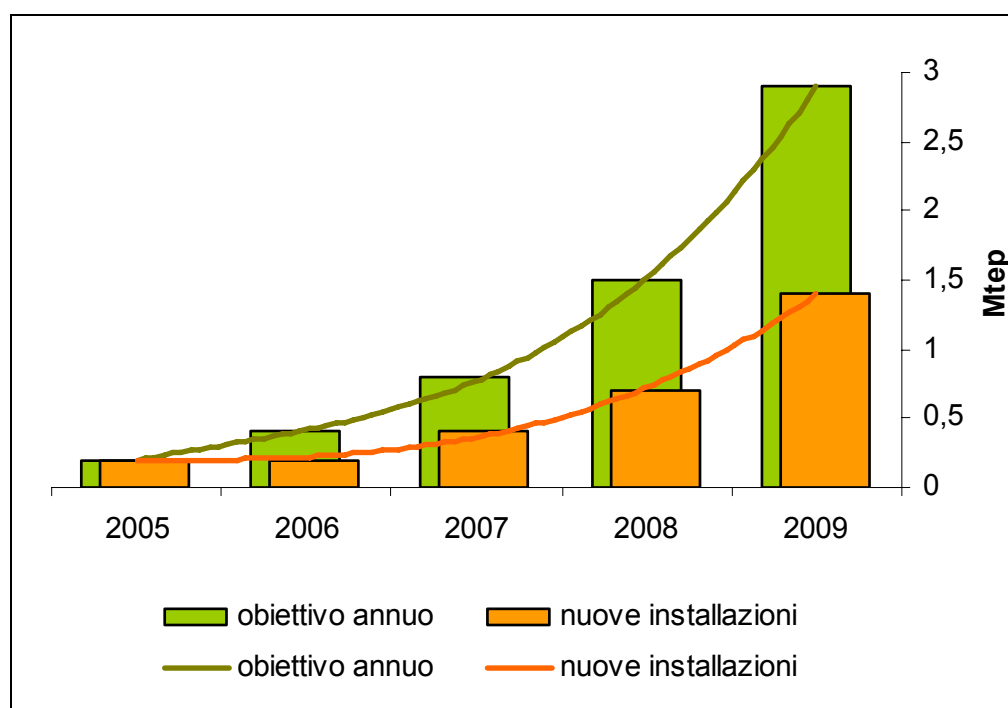
elettrica o gas, da conseguire con misure e interventi ricadenti tipicamente nelle tipologie elencate nelle tabelle A dell'Allegato I ai decreti¹⁹.

La verifica del conseguimento dell'obbligo avviene tramite la trasmissione dei Titoli di efficienza energetica posseduti dai distributori all'AEEG, da effettuarsi entro il 31 maggio dell'anno successivo a quello a cui si riferiscono i titoli, a decorrere dal 2006. L'AEEG ritira ed annulla i titoli presentati dal distributore fino al raggiungimento dell'obiettivo assegnato; eventuali titoli

La durata dei titoli

Le riduzioni dei consumi di energia conseguite annualmente dal singolo distributore nell'ambito di un determinato progetto, concorrono al conseguimento dell'obiettivo complessivo del medesimo distributore per un periodo di cinque anni²⁰ (figura 7.2).

Figura 7.2 - Obiettivi di riduzione dei consumi energetici



Fonte: FIRE

Per alcuni tipi di intervento tuttavia il numero di anni per i quali un intervento genera certificati è stato differenziato. Gli interventi per l'isolamento termico degli edifici, il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, le applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo concorrono infatti al conseguimento degli obiettivi complessivi dell'impresa di distribuzione per un periodo di otto anni. Si tratta di uno dei parametri a disposizione del legislatore per variare l'efficacia dell'incentivo al fine di modulare la capacità del meccanismo di favorire la diffusione di alcuni interventi.

Un altro concetto importante è quello di bancabilità dei titoli: i certificati emessi potranno comunque essere scambiati sul mercato o per via bilaterale in un anno qualunque del quinquennio, garantendo una maggiore flessibilità in caso di eccesso di offerta, come nel caso dei primi due anni di funzionamento del meccanismo.

¹⁹ L'Allegato I - Tipologie di interventi e misure per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, riporta due tabelle, la Tabella A relativa agli interventi di riduzione dei consumi di energia elettrica di cui all'art. 3, comma 2, e la Tabella B relativa ad altri interventi.

²⁰ Alcuni interventi, come quelli sull'involucro edilizio e il solare passivo beneficiano dei titoli per 8 anni.

Le inadempienze e le sanzioni

Qualora i distributori non consegnino un ammontare di titoli equivalenti ad almeno il 50% delle quote di loro competenza nell'anno per il quale sono fissate, ovvero non compensino eventuali inadempienze nel biennio successivo, l'AEEG irrognerà opportune sanzioni amministrative, le quali dovranno essere proporzionali e comunque superiori all'entità degli investimenti necessari a compensare le inadempienze²¹.

Nel caso tuttavia in cui il distributore non consegni titoli equivalenti al proprio ammontare assegnato, ma per una quota comunque pari o superiore al rapporto tra il valore dei titoli complessivamente emessi, espresso in Mtep, e il valore dell'obbligo nazionale annuale, entrambi riferiti all'anno precedente, è possibile compensare la quota mancante nel biennio successivo senza incorrere in sanzioni.

L'ammontare delle sanzioni non viene prefissato dal decreto, né è stato individuato dall'AEEG, la quale sembra favorire la determinazione ex post della loro entità al fine di evitare che una fissazione preventiva – agendo quale prezzo massimo dei certificati – possa avere effetti distorsivi sul loro mercato²². Nel caso in cui sia noto il valore unitario della sanzione prevista per i distributori inadempienti, verrebbe infatti automaticamente determinato il limite superiore di prezzo dei titoli stessi, oltre il quale non ne risulterebbe economico l'acquisto.

Come vedremo nel prosieguo invece, è previsto che il prezzo dei titoli si formi sul mercato, dipendendo dall'incontro tra l'offerta – determinata dall'ammontare di energia primaria corrispondente agli interventi realizzati e certificati – e la domanda, a sua volta determinata dall'ammontare di risparmi di energia primaria che i distributori avrebbero dovuto conseguire nel periodo di riferimento e che non hanno realizzato.

Il mercato dei titoli

La contrattazione dei titoli può avvenire sia tramite accordi bilaterali sia sul mercato appositamente creato dal GME nell'ambito della gestione economica del mercato elettrico²³ secondo le regole di funzionamento predisposte d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG)²⁴.

In tale mercato sono ammessi alle contrattazioni tutte le tipologie di titoli individuate nelle Linee guida dell'AEEG, adottate con delibera 103/03²⁵, e cioè:

- a) Titoli di Efficienza Energetica di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- b) Titoli di Efficienza Energetica di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- c) Titoli di Efficienza Energetica di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di cui alle lettere a) e b).

Come abbiamo visto, l'art. 4 del decreto limita tuttavia la fungibilità dei titoli relativi a vettori energetici diversi, imponendo ai distributori di conseguire almeno il 50% dei risparmi attraverso interventi indicati dagli allegati ai rispettivi decreti. La valutazione dei risultati

²¹ Come evidenziato dall'AEEG nelle sue "Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali", del 4 aprile 2002, stante la limitata disponibilità di dati reali sui costi dei progetti di risparmio prima dell'avvio del meccanismo disegnato dai decreti, il prezzo medio di mercato dei titoli rappresenterà un utile indicatore del costo medio sostenuto per la realizzazione degli interventi e, quindi, del valore medio degli investimenti necessari per compensare eventuali inadempienze.

²² G. Golini: "Titoli di efficienza energetica: i decreti di revisione", in Ambiente – Consulenza e pratica per l'impresa n. 11/04, pag 1041.

²³ I titoli di efficienza energetica possono essere oggetto di contrattazione tra le parti anche al di fuori della sede predisposta dal GME.

²⁴ Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, adottate d'intesa con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, ai sensi dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'articolo 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e dell'articolo 10, comma 3, del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 20 luglio 2004, recante "Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'articolo 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164".

²⁵ Deliberazione AEEG 18 settembre 2003, n. 103 concernente "Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei decreti ministeriali 24 aprile 2001 e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica", in GU n. 234 del 8 ottobre 2003, come modificata dalla delibera AEEG n. 200/04 recante "Adeguamento della deliberazione 18 settembre 2003, n. 103/03 al disposto dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e della legge 23 agosto 2004, n. 239" in G.U Serie Generale n. 286 del 6 dicembre 2004.

conseguiti, in termini di energia primaria risparmiata, avviene in base ai criteri ed ai metodi²⁶ individuati nelle Linee guida dell'AEEG.

I decreti prevedono la possibilità per i distributori di recuperare i costi sostenuti per la realizzazione dei progetti di efficienza energetica – qualora comportino una riduzione dei consumi di energia elettrica o gas – sulle componenti delle tariffe per il trasporto dell'energia elettrica e del gas, secondo criteri stabiliti dall'AEEG.

Occorre notare che la componente di recupero dei costi, descritta nel paragrafo seguente, si applica esclusivamente ai titoli di tipo I e II. Quelli di tipo III sono pertanto penalizzati sul mercato, non dando luogo per i distributori ad alcun tipo di ricavo.

Il contributo tariffario

È possibile recuperare solo la parte di costo che non viene coperta da altre risorse, quali in particolare finanziamenti statali, regionali o locali di cui potranno beneficiare i soggetti che sviluppano i progetti, i ricavi della vendita di Titoli di Efficienza Energetica, eventuali quote di partecipazione a carico dei clienti finali che aderiscono ai progetti²⁷.

L'AEEG è intervenuta a regolare la materia con la delibera n. 219/04²⁸ con la quale ha fissato l'entità del contributo tariffario unitario in 100 euro/tep risparmiata. Non si è ritenuto dunque di differenziare il contributo unitario in funzione del tipo di interventi realizzati, al fine di non alterare il meccanismo di mercato introdotto dai decreti ministeriali 20 luglio 2004, teso a promuovere gli interventi di risparmio energetico che hanno un miglior rapporto tra costi dell'intervento e benefici conseguiti in termini di risparmi di energia. Tale decisione tuttavia rischia di privilegiare solo alcuni interventi, ritardando la diffusione di tecniche e tecnologie meno competitive.

Per quanto riguarda la valutazione dei risparmi conseguiti attraverso gli interventi realizzati l'AEEG ha introdotto tre modalità di calcolo:

- valutazione standardizzata, per la quale esistono schede pubblicate dal Regolatore che collegano il risparmio al numero di unità installate, oltreché a variabili come la fascia climatica, il tipo di edificio considerato, ecc;
- valutazione analitica, anch'essa riportata in apposite schede, per cui il risparmio è valutato sulla base di grandezze quali l'energia elettrica o termica misurate nel corso dell'anno;
- valutazione a consuntivo, che prevede che sia il proponente ad indicare una metodologia di valutazione dei risparmi, sulla base dei consumi storici e di quelli misurati in seguito all'intervento.

Nella tabella 7.4 si riporta l'elenco delle schede semplificate finora pubblicate²⁹, con indicati i risparmi conseguiti per unità installata ed il numero di unità necessarie per raggiungere la dimensione di un tep. Gli interventi caratterizzati dalla medesima metodologia di valutazione (e.g. analitica) possono essere accorpati al fine di raggiungere le dimensioni minime per la presentazione di un progetto, che variano dai 25 tep per la valutazione standardizzata ai 100 tep per quella a consuntivo³⁰. È inoltre possibile sommare insieme interventi con valutazione diversa dei risparmi purché realizzati presso lo stesso sito.

Il meccanismo può essere interessante per vari soggetti:

- le ESCO, che ottengono un beneficio dalla vendita dei titoli ottenuti su attività proprie del loro core-business;

²⁶ Le Linee guida prevedono tre diversi metodi di valutazione dei risparmi: la valutazione standardizzata, la valutazione analitica e la valutazione a consuntivo. Il progetto deve aver raggiunto una data soglia minima per poter essere soggetto a verifica e certificazione da parte dell'AEEG, corrispondente a 25 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione standardizzata, 100 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione analitica (50 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo) e 200 tep/anno per i progetti soggetti a valutazione a consuntivo (100 tep/anno per i soggetti non sottoposti ad obbligo).

²⁷ Proposte per l'attuazione dei decreti ministeriali del 24 aprile 2001 per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali, 4 aprile 2002.

²⁸ Delibera n. 219/04 "Determinazione del contributo tariffario da erogarsi ai sensi dell'articolo 9, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 in tema di promozione dell'uso razionale dell'energia, modifica della deliberazione 30 gennaio 2004, n. 5/04 e integrazione della deliberazione 29 settembre 2004, n. 170/04", in GU n. 1 del 3 gennaio 2005.

²⁹ La tabella è tratta dal sito web www.fire-italia.it

³⁰ Nel caso dei distributori la soglia raddoppia per progetti analitici e a consuntivo.

- le aziende fornitrici di prodotti e servizi collegati all'efficienza energetica, che possono accreditarsi presso l'AEEG ed ottenere certificati bianchi passando da una logica di offerta di prodotto ad una di offerta di servizio;
- le Regioni, che possono fruire di finanziamenti per realizzare diagnosi energetiche presso gli edifici pubblici³¹ e che possono avere un ruolo importante di pianificazione;
- gli Enti Locali, che possono sfruttare i decreti per realizzare accordi con distributori ed ESCO per promuovere interventi presso le proprie strutture o nei confronti della cittadinanza;
- gli utenti finali, che, sebbene esclusi dall'ottenimento di titoli, hanno la possibilità di beneficiare in via indiretta dei ricavi conseguiti dalle ESCO e in via diretta dalla realizzazione dei progetti (ogni tep risparmiato vale dai 300 Euro della grande industria ai 800 Euro del settore civile per energia elettrica e gas naturale, e può superare i 1.300 Euro nel caso del gasolio).

I titoli di efficienza possono inoltre essere usati in sinergia con programmi europei quali GreenLight, GreenBuilding e MotorChallenge³² per promuovere la propria immagine nei confronti dell'ambiente e dello sviluppo sostenibile da parte delle aziende.

I dati comunicati dall'AEEG per l'Energia Elettrica ed il Gas nel "Primo Rapporto Annuale sul meccanismo dei titoli di efficienza energetica", che fotografa la situazione al 31 maggio 2006 indicano che:

- sono state presentate circa 500 richieste di verifica e certificazione dei risparmi e 170 proposte di progetti a consuntivo;
- i risparmi certificati sono circa 287 ktep, a fronte di un obiettivo di 152 ktep³³, con la suddivisione fra le tipologie di titoli indicata nella figura 7.3;
- il 38% dei risparmi certificati si riferisce a progetti realizzati nel 2005-2006, mentre il restante 62% è dovuta a interventi relativi al periodo 2001-2004, che con il loro contributo renderanno facile il conseguimento dell'obiettivo anche per il 2006;
- si sono accreditate 577 ESCO³⁴, ma solo il 10% circa ha presentato progetti e ottenuto dei titoli;
- sono prevalsi gli interventi caratterizzati dalla presenza di schede di valutazione semplificate;
- si è evidenziata una prevalenza di progetti presentati da soggetti non obbligati (ESCO, società controllate dai distributori soggetti all'obbligo e distributori sotto soglia).

La tabella 7.4, anch'essa ottenuta da elaborazioni su dati forniti dal Regolatore, riassume la distribuzione degli interventi certificati a fine maggio 2006, evidenziando come la parte del leone l'abbia svolta l'efficienza nell'illuminazione, sia pubblica, sia privata (le lampade fluorescenti ricadono fra gli usi elettrici civili), seguita dai sistemi di cogenerazione e teleriscaldamento e dalle altre tecnologie per il riscaldamento nel settore civile. L'industria per ora recita il ruolo di Cenerentola, sfavorita dallo scarso numero di schede standard e analitiche e dalla scarsa conoscenza di molte aziende che offrono tecnologie in tale ambito, evidenziata nel corso di vari incontri in occasione di fiere e convegni.

³¹ Il decreto ministeriale di stanziamento dei fondi è atteso per la pubblicazione per la fine del 2006.

³² (<http://energyefficiency.jrc.cec.eu.int>)

³³ Si noti che il numero risulta inferiore a quello riportato in figura 2 in quanto vengono scomputati i consumi relativi ai distributori non soggetti all'obbligo.

³⁴ Dati resi noti a fine ottobre indicano che nel frattempo i soggetti accreditati hanno superato le 700 unità.

Tabella 7.4 – Schede semplificate pubblicate con risparmi energetici per unità installata e numero di unità per raggiungere la dimensione di un tep

Schede approvate - delibera AEEG 234/02				
<i>Numero scheda</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Unità</i>	<i>Risparmio (10⁻³ tep/unità/anno)</i>	<i>Unità per tep</i>
1	lampade fluorescenti compatte	1 lampada	14,60	69
2	scaldacqua elettrico -> scaldacqua a gas	1 sc.acqua	107,00	10
3	caldaia 4 stelle			
	<i>riscaldamento</i>	1 caldaia	11,00-80,00	13-91
	<i>riscaldamento e ACS</i>	1 caldaia	37,00-105,00	10-27
4	scaldacqua gas -> scaldacqua a gas più eff.	1 sc.acqua	63,00	16
5	vetri semplici -> vetri doppi			
	<i>abitazioni</i>	1 m ²	2,00-23,00	44-500
	<i>uffici</i>	1 m ²	2,00-19,00	53-500
	<i>ospedali</i>	1 m ²	4,00-27,00	37-250
6	isolamento pareti e coperture			
	<i>abitazioni</i>	1 m ²	0,30-12,00	84-3.334
	<i>uffici</i>	1 m ²	0,30-9,60	105-3.334
	<i>ospedali</i>	1 m ²	0,60-13,10	77-1.667
7	fotovoltaico	1 kW _p	197,43-407,44	3-5
8	solare termico			
	<i>integrazione elettrica</i>	1 m ²	122,00-269,00	4-9
	<i>integrazione a gas/gasolio</i>	1 m ²	61,00-134,00	8-17
Schede approvate - delibera AEEG 111/04				
<i>Numero scheda</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Unità</i>	<i>Risparmio (10⁻³ tep/unità/anno)</i>	<i>Unità per tep</i>
9	regolazione in frequenza per sistemi di pompaggio			
	<i>industriale 1 turno</i>	1 kW	28,95-97,83	11-35
	<i>industriale 2 turni</i>	1 kW	57,91-195,65	6-18
	<i>industriale 3 turni</i>	1 kW	111,18-375,65	3-9
	<i>industriale stagionale</i>	1 kW	31,27-105,65	10-32
10	decompressione gas naturale	n.d.	Valutazione analitica	
11	motori alta efficienza			
	<i>industriale 1 turno</i>	1 kW	4,0-31,4	32-250
	<i>industriale 2 turni</i>	1 kW	7,9-62,7	16-127
	<i>industriale 3 turni</i>	1 kW	15,2-120,4	9-66
	<i>industriale stagionale</i>	1 kW	4,3-33,9	30-233
12	elettrodomestici			
	<i>frigoriferi classe A</i>	1 frigorifero	26,0	39
	<i>congelatori classe A</i>	1 congelatore	29,0	35
	<i>frigoriferi classe A+</i>	1 frigorifero	39,6	26
	<i>congelatori classe A+</i>	1 congelatore	39,8	26
	<i>frigoriferi classe A++</i>	1 frigorifero	54,5	19
	<i>congelatori classe A++</i>	1 congelatore	51,6	20
	<i>lavabiancheria classe A</i>	1 lavabiancheria	7,9	127
	<i>lavastoviglie classe A</i>	1 lavastoviglie	9,2	109
13a	erogatori doccia a basso flusso per residenziale	1 erogatore	10,1	99
13b	erogatori doccia a basso flusso per alberghi e			

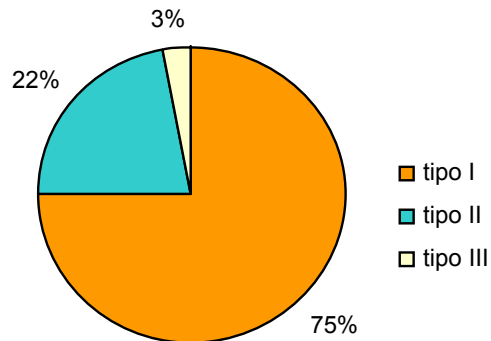
	pensioni			
	<i>scaldacqua elettrici</i>	1 erogatore	19,8	51
	<i>scaldacqua gas/gasolio</i>	1 erogatore	9,9	101
13c	erogatori doccia a basso flusso per impianti sportivi			
	<i>scaldacqua elettrici</i>	1 erogatore	105,0	10
	<i>scaldacqua gas/gasolio</i>	1 erogatore	52,5	19
14	rompigetto aerati per residenziale	1 rompigetto	1,43	700
15	pompe di calore elettriche ad aria esterna			
	<i>COP 3,0</i>	appartamento	11-90	12-91
	<i>COP 3,5</i>	appartamento	16-162	7-63
	<i>COP 4,0</i>	appartamento	21-216	5-48
	<i>COP 4,5</i>	appartamento	24-257	4-42
Schede approvate - delibera AEEG 70/05				
<i>Numero scheda</i>	<i>Tecnologia</i>	<i>Unità</i>	<i>Risparmio (10⁻³ tep/unità/anno)</i>	<i>Unità per tep</i>
16	regolazione in frequenza motori per sistemi di pompaggio	n.d.	Valutazione analitica	
17	regolatori di flusso per illuminazione pubblica	1 kW	82,5-275,0	4-12
18	lampade a vapori di mercurio -> lampade a vapori di sodio AP	1 lampada	37,7-242,6	4-27
19	condizionatori ad aria esterna < 12kW _f	1 kW _f	2,0-4,5	222-500
20	isolamento pareti e coperture per raffrescamento	1 m ²	0,3-1,0	1.000-3.333
Schede approvate - delibera AEEG 177/05				
21	cogenerazione per climatizzazione civile	n.d.	Valutazione analitica	
22	teleriscaldamento per climatizzazione civile	n.d.	Valutazione analitica	
<i>N.B. Gli intervalli presenti nella quarta colonna sono dovuti alla variazione del risparmio con parametri diversi per ogni intervento (fascia climatica di appartenenza (A-F), insolazione, tipologia della tecnologia, caratteristiche dell'installazione, etc). Per i dettagli si rimanda alle schede: 1-8, 9-15, 16-20, 21-22.</i>				

Per quanto riguarda le contrattazioni, nella tabella 7.5 e nella figura 7.5 sono sintetizzati gli esiti delle sedute finora svolte nell'ambito del mercato organizzato dal GME. La piattaforma ha funzionato bene fin dall'inizio, probabilmente anche grazie all'esperienza maturata dalla società nella gestione dell'IPEX.

Le sessioni di contrattazione dei titoli, dopo i picchi raggiunti nei mesi di aprile e maggio, sono andate pressoché deserte successivamente, come peraltro previsto. Da notare come i titoli di tipo III non siano stati praticamente oggetto di scambi e quelli di tipo II presentino una maggiore valorizzazione, in quanto presenti sul mercato in minore quantità.

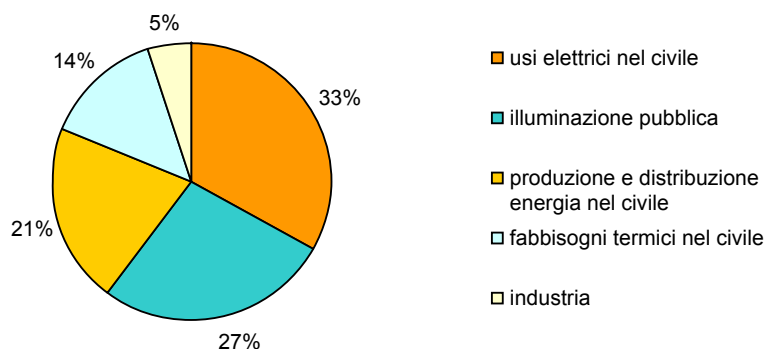
Sul mercato del GME erano stati trattati il 16% dei titoli al 10 ottobre 2006. Tale percentuale scende al 12% per i titoli di tipo I e sale al 39% per quelli di tipo II. L'elevata frammentazione dell'offerta rispetto alla domanda, soprattutto nel settore elettrico, può essere alla base dell'elevato numero di contrattazioni bilaterali, nonostante le maggiori garanzie offerte agli operatori e l'assoggettamento alle medesime commissioni sugli scambi.

Figura 7.3 - Risparmi energetici certificati per tipologia di titoli



Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

Figura 7.4 - Tipologia interventi realizzati



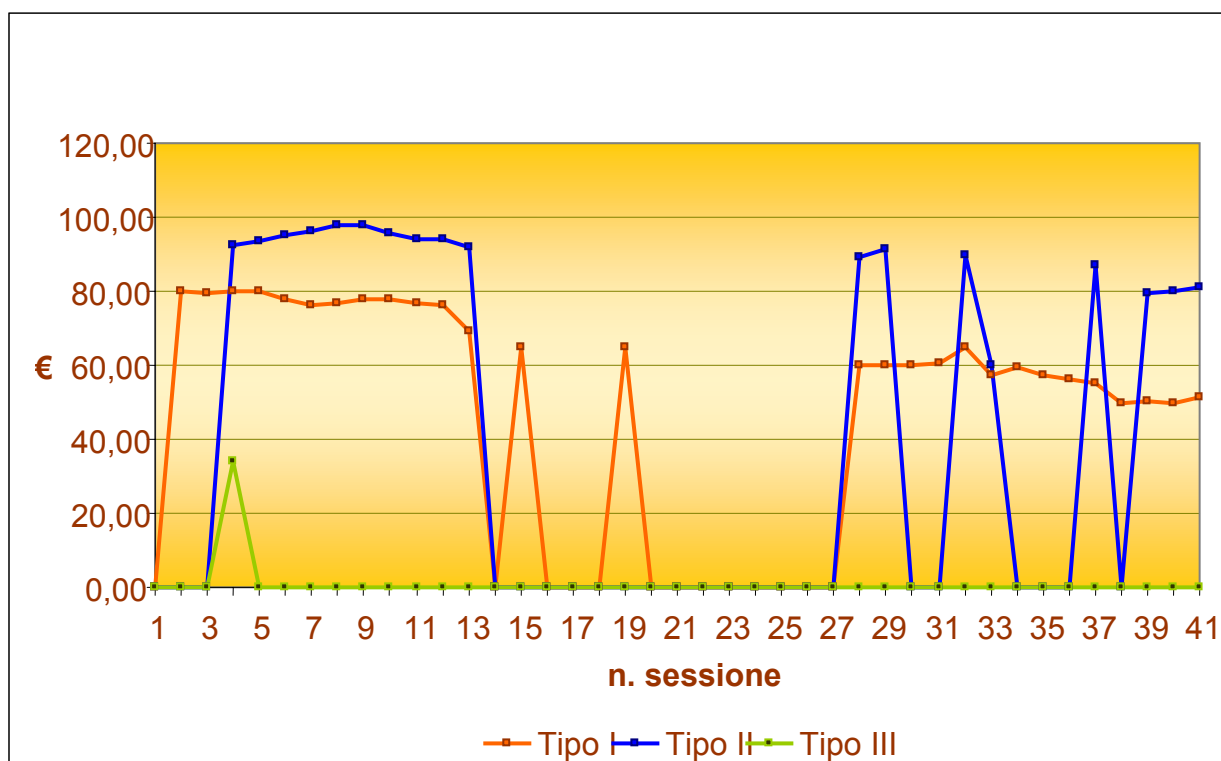
Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

Tabella 7.5 - Contrattazione Titoli di Efficienza Energetica (7 marzo 2006 – 16 gennaio 2007)

TEE	prezzo	quantità	giro d'affari	prezzo min	prezzo max
tipo I	€ 68,52	24.714	€ 1.693.506,00	€ 49,83	€ 80,01
tipo II	€ 92,39	12.058	€ 1.113.998,00	€ 60,00	€ 98,00
tipo III	€ 33,84	76	€ 2.572,00	€ 33,84	€ 33,84
totali		36.848	€ 2.810.076,00	€ 33,84	€ 98,00
	sessioni	41	data ultima sessione		16.01.2007

Fonte: elaborazione FIRE su dati GME

Figura 7.5 - Andamento mercato Titoli di Efficienza Energetica



Fonte: elaborazione FIRE su dati GME

Le Osservazioni e le criticità

Di seguito si riassumono alcune criticità che il meccanismo ha finora evidenziato, e che sarebbe opportuno superare attraverso idonee misure.

- Molti soggetti, intervistati dalla FIRE³⁵ nel corso di manifestazioni collegate al settore energetico, hanno mostrato di ignorare l'esistenza del meccanismo o comunque non si sono attivate per cercarne di sfruttare le potenzialità. Dal momento che le campagne di informazione non sono mancate, ciò dipende almeno in parte dal tipico problema italiano del sottodimensionamento delle strutture, che rende difficile distogliere l'attenzione dal quotidiano. Allo stesso tempo la complessità del meccanismo non ha invogliato alcuni produttori, installatori e persino ESCO ad attivarsi sin dal principio: meglio attendere e vedere cosa succede e se ne vale la pena. Ciò testimonia da una parte la necessità di semplificare alcuni aspetti del dispositivo, dall'altra quella di avviare campagne mirate per coinvolgere i settori promettenti finora latitanti.
- Le risorse dedicate alla gestione del progetto sono risultate insufficienti nella fase di avvio, come testimoniato dalle difficoltà riscontrate dalla maggior parte degli operatori nel mettersi in contatto con l'AEEG nel corso dell'anno passato e dai ritardi accumulati nella valutazione di alcune proposte. Per un meccanismo nuovo, per il quale è prevista una componente tariffaria a copertura delle spese, si sarebbero potute assegnare più persone a questa funzione, con beneficio di tutti.
- Il numero di schede standard e analitiche è insufficiente. Il procedimento a consuntivo risulta troppo oneroso ed incerto per poter essere applicato alla maggior parte dei progetti. Lo stesso concetto di addizionalità³⁶ appare di frequente ostico da comprendere e da valutare, vista la carenza di studi di settore pubblici sull'andamento del mercato e sulle

³⁵ Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia, www.fire-italia.it.

³⁶ I risparmi computati ai fini del rilascio dei titoli sono calcolati con riferimento all'intervento che si sarebbe comunque realizzato in virtù dell'evoluzione delle tecnologie, della normativa e del mercato. Nel caso della sostituzione di una caldaia, dunque, il risparmio non viene calcolato rispetto all'impianto preesistente, ma considerando che quello nuovo deve rispondere ai limiti minimi di rendimento fissati dal D.Lgs. 192/05.

caratteristiche dell'installato. Ciò penalizza molti interventi interessanti, finora soprattutto nel comparto industriale, e rallenta l'allargamento della partecipazione al meccanismo.

- La creazione di un *call center* tecnico, o quantomeno di un elenco di *faq* e di riferimenti a studi di mercato o stato delle tecnologie per classi di intervento tipiche (e.g. sistemi per climatizzazione edifici), potrebbe costituire un importante aiuto per i soggetti che decidono di aderire al meccanismo, soprattutto per la presentazione di domande a consuntivo, ossia per le quali non esistono schede con valutazione semplificata.
- Il dispositivo, per come è concepito, premia solo alcune – poche – tecnologie, in termini di rapporto fra l'incentivo e il costo di investimento (tabella 7.6). Sebbene si tratti di un effetto atteso e probabilmente desiderato, resta da capire quanto ciò stia portando e porterà ad una reale crescita delle tecnologie efficienti nel nostro Paese rispetto all'evoluzione naturale del mercato. La complessità delle proposte a consuntivo, del resto, ha per ora escluso o limitato interventi economicamente interessanti ed in grado di dare un contributo utile al meccanismo (e.g. rifasamento dei carichi elettrici, caldaie per il riscaldamento centralizzato, cogenerazione per il settore industriale).
- I titoli di tipo III, ossia quelli non legati ai risparmi di energia elettrica e gas naturale, risultano penalizzati dal meccanismo, in quanto non appetibili per l'assenza di recupero da tariffa per il distributore. Resta da vedere se l'incremento della domanda e lo schema delle sanzioni potranno far rientrare sul mercato tali certificati, altrimenti destinati presumibilmente ad una lenta scomparsa. Va anche detto che sebbene ciò sia in linea con la genesi dei decreti, legata ai provvedimenti di liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, potrebbe essere interesse del sistema paese un superamento di questo aspetto. Si pensi ad esempio al contributo dei sistemi di riscaldamento alimentati a biomasse vegetali realizzati in comuni non metanizzati. Nella bozza del decreto legislativo di recepimento della direttiva 2004/8/CE un comma prevede l'assimilazione dei titoli di tipo III a titoli di tipo II per gli impianti di cogenerazione. Potrebbe rappresentare il presupposto per estendere tale prassi agli altri interventi.
- I dati statistici disponibili sono limitati in quantità e qualità. Ciò rende difficile fare delle valutazioni approfondite sui reali effetti del meccanismo sulle differenti tipologie di interventi e di settori d'utenza. Alcune informazioni sono difficili o onerose da raccogliere a causa delle semplificazioni insite nei procedimenti semplificati di valutazione. Si potrebbe comunque fare di più, rendendo almeno disponibili i dati relativi ai diversi interventi contemplati dalle schede standard e analitiche.
- L'utilizzo del mercato del GME per ora è risultato marginale, soprattutto per ciò che riguarda i titoli di tipo I (88% degli scambi come contratti bilaterali). Si tratta probabilmente di una conseguenza della frammentazione dell'offerta (il 62% delle ESCO possiede meno di 1.000 titoli in ambito elettrico, il 73% nel caso del gas) e della concentrazione della domanda (nell'ambito elettrico l'88% rappresenta l'obbligo ENEL Distribuzione sul totale, il 34% quello di Italgas). ENEL Distribuzione ha anzi attivato un'asta al ribasso per dicembre 2006. Sarà interessante vedere quale sarà la soluzione che si imporrà per il futuro: uno dei principali pregi del mercato organizzato è rappresentato dalla trasparenza dei prezzi di acquisto e vendita dei titoli, che consentono di monitorare anche la congruenza del valore della quota di recupero tariffario riconosciuta ai distributori (si ricorda che i decreti prevedono che tale recupero sia assegnato "limitatamente alla parte non coperta da altre risorse", come recita l'articolo 9).
- Il rapporto fra i soggetti accreditati a presentare domande per l'ottenimento dei titoli e quelli che hanno ottenuto titoli è dell'ordine di 10:1. Ciò conferma che non è semplice partecipare al meccanismo. Si tratta di un aspetto centrale da monitorare, in quanto uno degli effetti principali del meccanismo dovrebbe essere la creazione di un mercato di ESCO in grado non solo di rispondere, ma anche di trainare la domanda di tecnologie efficienti.

Tabella 7.6 - Risparmi energetici unitari per tecnologie

Tecnologia	Scheda	Unità	Risparmio tep/unità/anno*	Unità per tep*
Caldaia a 4 stelle unifamigl. ACS	3	caldaia	0,037-0,105	10-27
Solare Termico integrazione gas	8	m ²	0,061-0,134	8-17
Pompe di calore	15	appartam.	0,011-0,257	4-91
Lampade al sodio	18	lampada	0,038-0,243	4-27
Motori alta efficienza industria 3 turni	19	kW _f	0,002-0,005	222-500

* Il valore effettivo dipende dalla zona climatica, dall'insolazione e da altre caratteristiche dell'installazione.

Fonte: elaborazione FIRE su dati AEEG

Convenzione tra AEEG e ENEA "Attività di valutazione progetti di efficienza energetica"

L'articolo 7, comma 1, dei Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 attribuisce all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas la facoltà "...di individuare uno o più soggetti ai quali affidare lo svolgimento delle attività di valutazione e di certificazione della riduzione dei consumi di energia primaria effettivamente conseguiti, ivi inclusi i necessari controlli, nonché, tra dette attività, quelle che, in tutto o per parti omogenee, risulti possibile affidare a soggetti provvisti di adeguata e documentata professionalità"

L'ENEA sulla base del ruolo svolto, degli strumenti sviluppati e delle competenze acquisite nel corso del tempo, a supporto delle istituzioni centrali e periferiche, nella definizione e attuazione delle politiche e dei programmi di miglioramento dell'efficienza energetica, è stato ritenuto idoneo a prestare la propria collaborazione all'AEEG a supporto dello svolgimento delle attività richieste dai citati Decreti Ministeriali.

In dettaglio l'AEEG si avvale dell'ENEA per lo svolgimento di:

- attività istruttoria a supporto dell'approvazione di proposte di progetto e di programma di misura di cui all'articolo 6 delle Linee Guida "Per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica";
- attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi effettivamente conseguiti sulla base di progetti;
- attività di controllo volta a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetti ai fini della certificazione dei risparmi energetici;
- attività di studio e di proposta di nuove schede tecniche di quantificazione standardizzata e analitica, e dell'aggiornamento periodico di quelle approvate.

Dal punto di vista organizzativo e gestionale le attività sono regolate da un'apposita Convenzione firmata a gennaio 2006 (delibera dell'AEEG 11 gennaio 2006, n. 4/06).

Allo svolgimento delle attività sono dedicati circa 40 esperti ENEA, con competenze diverse e in grado di coprire tutti gli aspetti tecnico-scientifici connessi con l'attuazione dei Decreti di cui sopra.

La prima fase dell'attuazione della Convenzione ha riguardato l'approfondimento del quadro di riferimento legislativo e regolatorio, con particolare riferimento alle procedure di valutazione precedentemente sviluppate dall'AEEG per la corretta analisi delle proposte progettuali, all'esame di casi studio e all'approfondimento delle criticità riscontrate dagli uffici dell'AEEG nella valutazione dei progetti e delle richieste presentate nei primi 24 mesi di funzionamento del sistema.

Seguirà, quindi l'avvio formale del processo di valutazione dei progetti, presentati dai vari operatori autorizzati ad operare nell'ambito dello schema dei certificati bianchi.

Nel corso del 2006 sono iniziate anche le attività di studio di alcune schede tecniche di quantificazione standardizzata dei risparmi di energia primaria, anche ai fini dell'eventuale aggiornamento di quelle attualmente in vigore per seguire l'evoluzione tecnologica e di mercato.

A partire dal 2007, inoltre, l'AEEG intende avviare una specifica attività di ispezione tecnica e controllo sui progetti impegnando anche le competenze ed esperienze presenti in ENEA, al fine di verificare che siano stati effettivamente svolti in conformità alla normativa vigente e che i risparmi energetici di cui è stata richiesta la certificazione siano stati effettivamente conseguiti.

7.4 L'intervento negli edifici

Recependo la delega contenuta nella legge comunitaria 2003³⁷, a termine di un acceso confronto che ha coinvolto anche la Conferenza Unificata Stato-Regioni³⁸, il Governo ha recepito la direttiva per mezzo del D.Lgs 19 agosto 2005, n. 192, mettendo le basi per un intervento strategico nel contenimento dei consumi energetici e quindi delle emissioni di gas serra nel sistema edificio³⁹.

Il decreto stabilisce i criteri, le condizioni e le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici al fine di favorire lo sviluppo, la valorizzazione e l'integrazione delle fonti rinnovabili e la diversificazione energetica, contribuire a conseguire gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni di gas serra e promuovere la competitività dei comparti più avanzati attraverso lo sviluppo tecnologico.

Il decreto, composto da 17 articoli e dieci allegati, disciplina in particolare:

- la metodologia per il calcolo delle prestazioni energetiche integrate degli edifici;
- l'applicazione dei requisiti minimi in materia di prestazioni energetiche degli edifici;
- i criteri generali per la certificazione energetica;
- le ispezioni periodiche degli impianti di climatizzazione;
- i criteri per garantire la qualificazione e l'indipendenza degli esperti incaricati della certificazione energetica e dell'ispezione degli impianti;
- la raccolta delle informazioni e delle esperienze, delle elaborazioni e degli studi necessari all'orientamento della politica energetica del settore;
- la promozione dell'uso razionale dell'energia anche attraverso l'informazione e la sensibilizzazione degli utenti finali la formazione e l'aggiornamento degli operatori del settore.

La metodologia di calcolo ed i requisiti minimi di rendimento energetico dovevano essere adottati con regolamenti governativi entro 120 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto⁴⁰. Allo stesso modo si doveva procedere, tra l'altro, per l'individuazione dei criteri generali di prestazione energetica degli edifici e per i requisiti professionali ed i criteri di accreditamento atti ad assicurare la qualificazione e l'indipendenza degli esperti o degli organismi cui affidare la certificazione energetica degli edifici e l'ispezione degli impianti di climatizzazione.

Purtroppo, tale scadenza non è stata rispettata e continuano, quindi, a valere le norme transitorie per la prestazione energetica degli edifici stabilite dal decreto. Tali norme prevedono che, per gli edifici a cui si applica il decreto, sia determinato in sede progettuale il fabbisogno annuo di energia primaria per la climatizzazione invernale espresso in kWh/m²anno, e si verifichi che lo stesso risulti inferiore ai valori riportati nelle tabelle di cui all'Allegato C al decreto.

Gli edifici di nuova costruzione

Il decreto si applica integralmente agli edifici di nuova costruzione, definiti dall'art. 2 come gli edifici per i quali la richiesta di permesso di costruire o denuncia di inizio attività, comunque denominati, sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore dello stesso decreto.

³⁷ Legge 31 ottobre 2003, n. 306 recante "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee - Legge comunitaria 2003", in GU n. 266 del 15 novembre 2003, Supp. Ord. n. 173.

³⁸ L'originaria bozza di decreto adottata dal Governo, contrariamente a quanto previsto dalla direttiva comunitaria, limitava l'ambito di applicazione della normativa ai soli edifici esistenti, e, principalmente per questo motivo la Conferenza Stato-Regioni, con parere reso il 30 giugno 2005, ne ha bocciato l'adozione.

³⁹ Decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante "Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia", in GU 23 settembre 2005, n. 222.

⁴⁰ Tali regolamenti, aventi la forma del decreto del Presidente della Repubblica, verranno adottati su proposta del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro delle infrastrutture e dei trasporti e con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, acquisita l'intesa con la Conferenza Unificata, sentiti il CNR, l'ENEA e il Consiglio nazionale consumatori e utenti.

Gli edifici esistenti

Per quanto riguarda gli edifici esistenti oggetto di ristrutturazione, è prevista una applicazione solo graduale in relazione al tipo di intervento effettuato, come illustrato nella tabella 7.7.

Tabella 7.7 - Applicabilità delle disposizioni del decreto ad edifici esistenti oggetto di ristrutturazione

Applicabilità	Tipo di intervento
A) Applicazione <u>integrale</u> a tutto l'edificio	Ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m ² Demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria di edifici di superficie utile superiore a 1.000 m ²
B) Applicazione <u>limitata</u> al solo ampliamento dell'edificio	Ampliamento volumetricamente superiore al 20% dell'intero edificio
C) Applicazione <u>limitata</u> al rispetto di specifici parametri, livelli prestazionali e prescrizioni	Ristrutturazioni totali di edifici di superficie utile inferiore a 1.000 m ² Ristrutturazioni parziali e manutenzione straordinaria dell'involucro edilizio Nuova installazione o ristrutturazione di impianti termici Sostituzione di impianti di calore

Le disposizioni previste dal decreto non trovano in ogni caso applicazione alle seguenti categorie di edifici:

- gli edifici dichiarati beni culturali ai sensi della parte seconda del DLgs 22 gennaio 2004, n. 42⁴¹;
- le ville che si distinguono per la loro non comune bellezza ai sensi dell'art. 136, lett. b) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- i complessi di cose immobili che compongono un caratteristico aspetto avente valore estetico e tradizionale ai sensi dell'art. 136, lett. c) del citato DLgs 22 gennaio 2004, n. 42;
- i fabbricati industriali, artigianali e agricoli non residenziali, quando gli ambienti sono riscaldati per esigenze del processo produttivo o utilizzando reflui energetici del processo produttivo non altrimenti utilizzabili;
- i fabbricati isolati con una superficie totale utile inferiore a 50 metri quadrati.

La certificazione energetica

La distinzione tra edifici nuovi ed esistenti è valida anche con riferimento alle disposizioni in materia di certificazione energetica degli edifici, consistente nell'attestazione delle loro prestazioni energetiche attraverso dati di riferimento facilmente interpretabili dai consumatori. L'obbligo di certificazione, a partire dal prossimo ottobre 2006, è applicabile infatti solo per gli edifici di nuova costruzione e per gli edifici esistenti di superficie utile superiore a 1000 m² sottoposti a ristrutturazione integrale o demolizione e ricostruzione in manutenzione straordinaria. Per la gran parte degli edifici esistenti dunque la certificazione energetica sarà solo su base volontaria e dovrebbe realizzarsi secondo metodi semplificati ancora da definire da parte di Linee Guida nazionali da emanare.

Nel caso di appartamenti in condominio, l'attestato potrà essere unico per l'intero edificio nel caso in cui i condomini siano dotati di un impianto termico comune. Diversamente, potrà basarsi sulla valutazione di un altro appartamento rappresentativo dello stesso condominio e della stessa tipologia.

L'attestato avrà una validità massima di 10 anni a partire dal suo rilascio, e dovrà essere aggiornato ad ogni intervento di ristrutturazione che modifichi la prestazione energetica dell'edificio o dell'impianto. Sono previste sanzioni a carico del progettista che rilasci un attestato irregolare o non veritiero.

La materia oggetto del D.lgs. 192/05 rientra nella competenza esclusiva delle regioni e delle province autonome, le quali sono tenute al rispetto di quanto previsto dal decreto solo se non hanno ancora provveduto al recepimento della direttiva 2002/91/CE.

⁴¹ Decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42, recante il "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137" in G.U. n. 45 del 24 febbraio 2004, Suppl. Ord. n. 28.

7.5 Le società di servizi energetici ed il meccanismo di finanziamento tramite terzi

Come abbiamo visto precedentemente, i Titoli di Efficienza Energetica possono essere emessi dal GME su richiesta dell'AEEG per l'Energia Elettrica ed il Gas a favore - oltre che dei distributori e di società da questi controllate - anche di società di servizi energetici. Si tratta di soggetti menzionati per la prima volta a livello legislativo nei DM 24 aprile 2001. Viene abbastanza naturale accostarle alle ESCO (Energy Service Companies), vista l'apparente identità della descrizione sintetica. Occorre però precisare che le due definizioni non sono coincidenti, come dimostra la definizione data dall'AEEG nella delibera 103/03. Dal momento che è presumibile che l'intento del legislatore sia almeno in parte quello di rafforzare il ruolo nel mercato delle ESCO, se ne descrivono nel seguito le caratteristiche. Successivamente vengono evidenziati gli effetti della possibile, e forse naturale, confusione.

Le ESCO sono soggetti specializzati nell'effettuare interventi nel settore dell'efficienza energetica che si occupano sia della progettazione dell'intervento che della sua realizzazione ed eventuale manutenzione. La peculiarità dell'intervento delle ESCO risiede nel fatto che gli interventi tecnici necessari ad ottenere i risparmi energetici sono effettuati mediante investimenti sostenuti dalle stesse società e non dal cliente. L'operazione di miglioramento dell'efficienza energetica con il ricorso ad una ESCO viene quindi ad inserirsi nel contesto del *Finanziamento Tramite Terzi* (FTT), consistente in un'opzione finanziaria correlata alla fornitura del servizio energia⁴². Tale formula impegna le ESCO a reperire le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento concordato, le quali vengono poi recuperate condizionatamente e proporzionalmente ai risparmi futuri che le stesse Società si impegnano a garantire. In questo modo il cliente è sollevato sia dall'impegno economico necessario per la realizzazione dei progetti sia dal rischio tecnologico a questi collegato: se l'intervento risulta tecnicamente sbagliato e non porta ai risparmi auspicati sarà solo la ESCO a coprire la differenza di costi.

Tale meccanismo fornisce la garanzia che le ESCO operino nel modo più efficiente possibile, in quanto il loro profitto è legato al risparmio energetico conseguito con la realizzazione del progetto. Ad esse spetta infatti - in toto o pro quota - la differenza tra la bolletta energetica pre e post intervento migliorativo fino allo scadere dei termini contrattuali, quando l'utente diventerà proprietario del nuovo impianto e beneficerà totalmente della maggiore efficienza conseguita.

Il Finanziamento Tramite Terzi rappresenta uno strumento ottimale per la realizzazione di interventi di miglioramento dell'efficienza energetica, in quanto consente al cliente di realizzare ammodernamenti impiantistici a costo zero, trasferendo sulla ESCO i rischi finanziari e tecnici ed assicurandosi a scadenza del contratto, una volta ottenuta la proprietà dell'impianto stesso, un beneficio economico annuo sulla bolletta energetica. A fronte di tali elementi positivi però bisogna riscontrare una certa complessità contrattuale che può rendere il ricorso a tale strumento poco attraente soprattutto agli occhi di utenti privati.

Un problema che non ha effetti sul meccanismo dei certificati, ma sul mercato dell'energia, è quello della definizione di "società di servizi energetici". L'AEEG, nel definire le linee guida per il funzionamento del dispositivo, ha introdotto una definizione flessibile e facilmente verificabile dei soggetti accreditati. Alcuni operatori poco seri hanno purtroppo spacciato l'accreditamento per certificazione della qualifica di ESCO, senza averne alcuna caratteristica, e ciò ha causato una certa confusione nel mercato, che potrebbe anche ritorcersi contro il concetto stesso di ESCO. Si tratta di un problema risolvibile, su cui l'AEEG è già intervenuta per quanto di sua competenza, ricordando nelle sedi idonee (atti legislativi, convegni e articoli dedicati alle ESCO, etc) che la direttiva 2006/32/CE riporta la seguente definizione di ESCO: *persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici e/o altre misure di miglioramento dell'efficienza*

⁴² Una prima definizione del Finanziamento Tramite Terzi era stata già adottata dalla direttiva 93/76/CEE del Consiglio, del 13 settembre 1993, intesa a limitare le emissioni di biossido di carbonio migliorando l'efficienza energetica (SAVE), in GUCE L 237 del 22 settembre 1993, il cui art. 4, secondo comma, prevedeva che "ai sensi della presente direttiva, per "finanziamento tramite terzi" si intende la fornitura globale di servizi di diagnosi, installazione, gestione, manutenzione e finanziamento di un investimento finalizzato a al miglioramento dell'efficienza energetica secondo modalità per le quali il recupero del costo di questi servizi è in funzione, in tutto o in parte, del livello di risparmio energetico".

energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa (totalmente o parzialmente) sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti. E definisce servizio energetico: la prestazione materiale, l'utilità o il vantaggio derivante dalla combinazione di energia con tecnologie e/o operazioni che utilizzano efficacemente l'energia, che possono includere le attività di gestione, di manutenzione e di controllo necessarie alla prestazione del servizio, la cui fornitura è effettuata sulla base di un contratto e che in circostanze normali ha dimostrato di portare a miglioramenti dell'efficienza energetica e/o a risparmi energetici primari verificabili e misurabili o stimabili. Dunque una ESCO dovrebbe essere in grado di fornire – laddove possibile ed utile – servizi energetici integrati garantiti a livello contrattuale, avvalendosi di strumenti finanziari che riducano l'onere di investimento per l'utente. Ai fini del raggiungimento degli obiettivi del meccanismo non è indispensabile che i soggetti accreditati rispondano a queste caratteristiche. Ma per il mercato dell'efficienza avere a disposizione soggetti in grado di operare come ESCO rappresenta sicuramente un fatto positivo. Il legislatore, quando deciderà di apportare aggiustamenti al meccanismo o si troverà ad estenderne il funzionamento oltre il 2009, potrà intervenire per meglio chiarire questi aspetti.

L'elenco delle problematiche non è corto (né si esaurisce qui, probabilmente), ma si tratta di qualcosa di normale nell'avvio di un meccanismo così complesso ed innovativo. Non va taciuto che l'AEEG, su cui si è riversata buona parte dell'onere della partenza del meccanismo, ha lavorato molto, di concerto coi Ministeri competenti, superando difficoltà non indifferenti, talvolta in modo egregio. Il Gestore del Mercato Elettrico, dal canto suo, ha messo a punto una piattaforma funzionale che potrebbe costituire la piazza centrale degli scambi nei prossimi anni.

Ciò che conta, comunque, è che attraverso un opportuno monitoraggio si effettuino nel tempo le modifiche necessarie a renderlo più fruibile. Si tratta di un approccio finora poco seguito nel nostro Paese, dove la tentazione di fare e disfare – senza arrivare mai da nessuna parte – ha sempre prevalso sulla logica del correggere e far crescere. Questo potrebbe essere un terreno su cui mettere alla prova un modo di operare più virtuoso.

7.6 L'impatto dell'efficienza energetica sulla riduzione dei consumi primari e delle emissioni serra

Una adeguata valorizzazione dell'efficienza energetica oltre alla strumentazione di riferimento, agli ostacoli e alle barriere, alla struttura dei consumi negli usi finali, deve tenere conto delle strategie e degli obiettivi nazionali.

Qui di seguito viene riportata una valutazione al 2012 di un potenziale impatto delle misure di efficienza energetica in termini di riduzione dei consumi in fonti primarie e di riduzione dei gas serra. Questo per considerare il contributo dell'efficienza energetica al raggiungimento dell'obiettivo previsto dal protocollo di Kyoto per l'Italia. Si sottolinea che si tratta di una valutazione di alcune misure, effettuata sulla base di ipotesi di sviluppo e non una previsione.

Nella valutazione oltre al quadro normativo di riferimento sopra descritto si tiene conto anche dell'orientamento generale che si evince da quelle misure che sono in fase di discussione e non ancora definite o attuate.

Si considerano solo le misure di efficienza energetica, attuate o in una elevata fase di definizione nei settori finali civile (residenziale e terziario), industria e trasporti.

Si fa riferimento a misure orizzontali, cioè riferite a tutti i settori degli usi finali (civile, industria e trasporti). In questa fase l'agricoltura e altri settori vengono trascurati. Si considerano, inoltre alcune misure settoriali. I risultati, oltre ai potenziali delle singole misure, vengono riportati in termini di riduzione della domanda primaria di energia e in termini di riduzione dei gas serra. Vengono analizzate tre ipotesi, alta, media e bassa.

A questo riguardo, bisogna ricordare che mentre il risparmio energetico si può pesare sui singoli settori di uso finale, le riduzioni di gas serra, nelle metodologie ufficiali, fanno riferimento ai settori sorgente. Cioè ad esempio, il risparmio di energia elettrica ottenuto nel residenziale, da un punto di vista energetico, si può pensare come contributo alla riduzione dei

consumi di quel settore. Da un punto di vista delle emissioni si deve pensare come contributo di riduzione del settore sorgente dell'industria energetica (termoelettrico). Questo ovviamente complica le valutazioni, per cui in questa fase, in prima approssimazione, le riduzioni di emissioni dovute ad esempio alle misure di risparmio di energia elettrica, vengono conteggiate nel settore finale di riferimento. D'altra parte questo è stato il metodo ufficiale utilizzato nella definizione dei Piani nazionali di riduzione delle emissioni e nelle delibere CIPE relative agli impegni di Kyoto.

Come misure orizzontali si considera il prolungamento dei decreti sull'efficienza energetica sugli usi finali del 2005. La valutazione di questa misura, al 2012, viene effettuata considerando tre ipotesi sugli obblighi di risparmio energetico:

- Ipotesi alta, si considerano gli obblighi del periodo 2010-2012 in aumento rispetto a quelli decisi per il 2009.
- Ipotesi media, si ipotizza che gli obblighi, nel periodo considerato, rimangano uguali a quelli del 2009.
- Ipotesi bassa, si ipotizza un valore degli obblighi inferiore rispetto a quelli del 2009.

In tutti i tre casi per la definizione dei nuovi obblighi si tiene conto dell'andamento di questi nel periodo precedente 2005-2009.

Inoltre, la misura del prolungamento degli obiettivi di risparmio, potrà tenere conto del recepimento della direttiva europea sull'efficienza degli usi finali dell'energia. In pratica si ipotizza di utilizzare il sistema dei certificati bianchi come strumento di attuazione di parte di questa misura. L'articolazione delle tre ipotesi tiene conto di un diverso grado di recepimento di questa misura e della possibile sovrapposizione degli effetti con il recepimento della direttiva sulla progettazione ecocompatibile.

Per il settore civile si fa riferimento al decreto legislativo sul rendimento energetico degli edifici e a una ipotesi, di cui si discute, di una sua revisione. La misura riguarda sia gli edifici esistenti che i nuovi edifici. Per gli edifici esistenti si considerano diverse ipotesi di interventi di riqualificazione energetica, all'interno del quadro dei tassi annui di ristrutturazione delle abitazioni. Per i nuovi edifici si tiene conto di diversi valori di incremento annuo di nuove costruzioni.

Per il settore industriale si considerano gli effetti dovuti alla sostituzione di motori e sistemi elettrici più efficienti. Per i motori elettrici si tiene conto di diversi tassi di sostituzione dei motori esistenti con motori più efficienti. Per i variatori di velocità si tiene conto di diverse acquisizioni del potenziale tecnico disponibile.

Per i trasporti, settore che presenta peculiarità e difficoltà di intervento oggettive, oltre che ritardi nell'attuazione delle politiche, si considerano solo interventi legati al sistema dei certificati bianchi.

Le misure inserite nella legge finanziaria 2007, sia gli incentivi, che le detrazioni fiscali, che i fondi, vengono ritenute di accompagnamento e copertura finanziaria per la diffusione degli interventi di risparmio energetico e di indirizzo per un proseguimento e rafforzamento delle misure in questi settori. Considerando questo quadro si può ottenere un primo ordine di grandezza del risparmio energetico e del contributo alle riduzioni delle emissioni di gas serra. La valutazione va letta nel senso di valutare l'impatto di un insieme possibile di politiche e misure atto a contribuire alla diminuzione della domanda energetica nazionale con conseguente aumento della sicurezza energetica e contributo al raggiungimento dell'obiettivo nazionale del protocollo di Kyoto. Nelle tre ipotesi esplorate la diminuzione dei consumi energetici in termini primari risulta significativa. Considerando il 2012 si va da un valore di 6,5 Mtep a uno di 10,6 Mtep. Questi valori, letti in termini di riduzione della domanda primaria si traducono, tenendo conto dello scenario tendenziale al 2012, in una diminuzione percentuale che va da un valore di circa 3% al 5%. Il contributo di queste misure alla riduzione dei gas serra, letto come valore medio annuo per il periodo 2008-2012 va da 11,7 Mt CO₂ eq. a 16 Mt CO₂ eq (tabella 7.7 e figura 7.6)

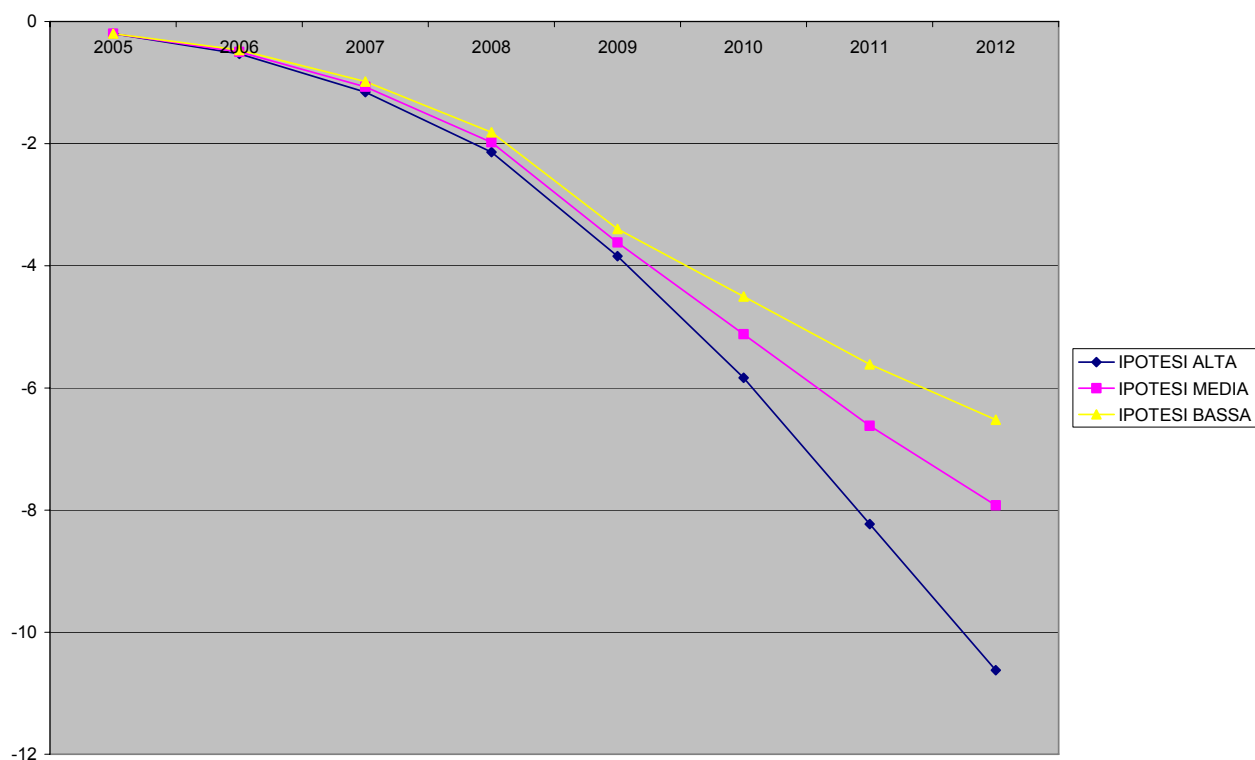
Tabella 7.7 – Valutazione del risparmio energetico e riduzione delle emissioni di gas serra

Settori	Misura	Risparmio energetico (Mtep/a)			Riduzione emissione media annua periodo 2008-2012 (Mt CO ₂ eq).		
		Ipotesi Alta	Ipotesi Media	Ipotesi Bassa	Ipotesi Alta	Ipotesi Media	Ipotesi Bassa
Civile, industria, trasporti	Prolungamento decreti efficienza energetica (a)	8,5	6,3	5,4	13,1	11,1	10,1
Civile	d. lgs rendimento energetico edifici e smi	0,83	0,65	0,48	1,26	1,01	0,76
Industria	sostituzione motori elettrici e utilizzo variatori di velocità	1,29	0,97	0,65	1,88	1,39	0,89

(a) considera anche il recepimento della direttiva europea sull'efficienza degli usi finali dell'energia e della direttiva sulla progettazione ecocompatibile

Fonte: ENEA

Figura 7.6 – Variazione riduzione domanda energia primaria (Mtep) e riduzione emissioni gas serra (MtCO₂) con misure di efficienza energetica



Fonte: ENEA

7.7 Il mercato e le apparecchiature

7.7.1 Le apparecchiature domestiche

Dal 1990 al 2004 il fatturato dell'industria italiana degli apparecchi domestici è passato da circa 4.469 a 9.371 milioni di Euro (correnti), con una crescita del mercato nazionale, in termini di consumo apparente⁴³, da 2.205 a 4.113 milioni di Euro (correnti).

In generale la domanda interna per tipologia di prodotto è ripartita in: comparto del freddo (frigoriferi, congelatori e condizionatori) 20%, lavaggio (lavatrici, lavastoviglie, asciugatrici)

⁴³ L'industria Italiana degli apparecchi domestici nel 2005, Associazione Nazionale industrie apparecchi domestici e professionali.

30,1%, cottura (cucine, forni, piani cottura, ecc.) 15,2%, riscaldamento (scaldacqua, caldaie, stufe, ecc.) 14,2% e piccoli apparecchi 20,4%.

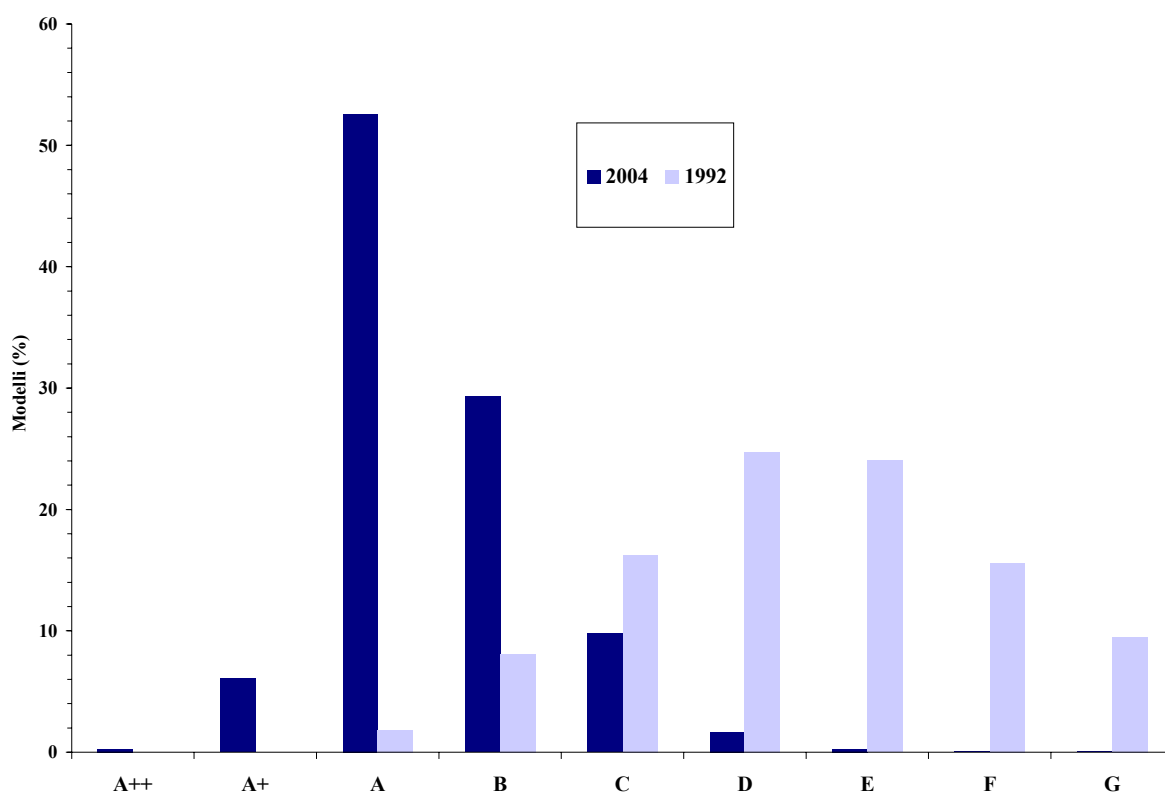
La produzione dei grandi elettrodomestici bianchi nel 2004 è stata di 6,6 milioni di frigoriferi, 2,1 milioni di congelatori, 8,9 milioni di lavatrici e lavasciugatrici e 3,0 milioni di lavastoviglie, a fronte di un consumo apparente⁴⁴ rispettivamente di 2,5 milioni di frigoriferi, 630.000 congelatori, 1,8 milioni di lavatrici e lavasciugatrici e 880.000 lavastoviglie. In termini di valore (milioni di Euro) il mercato nazionale dei principali elettrodomestici bianchi nel 2004 è stato così suddiviso lavatrici 592 milioni di Euro, lavastoviglie 122, frigoriferi 495 e congelatori 107⁴⁵.

L'efficienza energetica dei principali elettrodomestici bianchi in Europa e in Italia

Frigoriferi e congelatori

L'efficienza energetica di frigoriferi & congelatori prodotti nell'UE, è notevolmente migliorata dal 1992 al 2004: la percentuale di modelli in classe A è passata infatti dall'1,8% al 52,6% e sono comparsi apparecchi nelle nuove classi di efficienza energetica A+ (6,1%) e A++ (0,25%) definite nella direttiva 2003/66/CE, che ha aggiornato lo schema di etichettatura energetica per questi apparecchi in vigore dal 1994 (figura 7.7). Nel 2004 oltre 20 milioni di apparecchi sono stati prodotti in Europa⁴⁶.

Figura 7.7 - Efficienza energetica di frigoriferi & congelatori prodotti nell'UE nel 1992 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

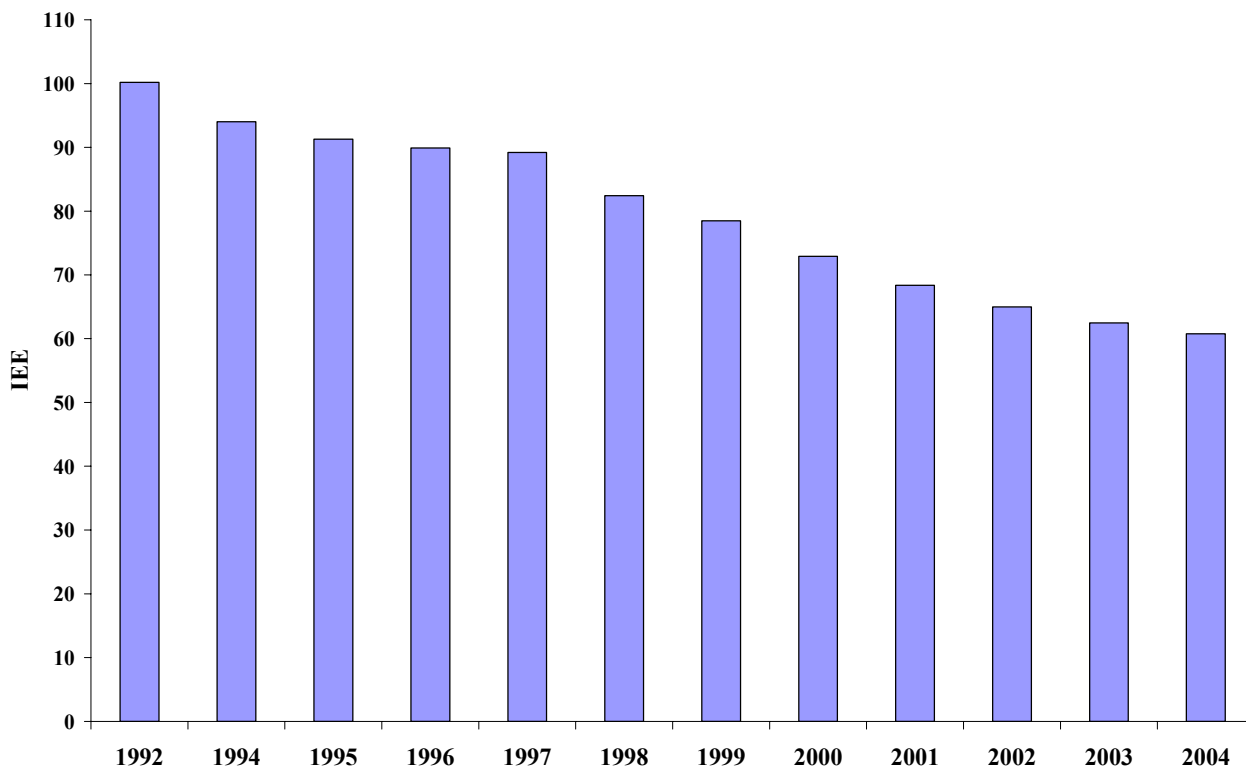
⁴⁴ Il mercato apparente, dato da: produzione - export + import, include le scorte della produzione e della distribuzione e differisce pertanto dal consumo reale delle famiglie.

⁴⁵ L'Osservatorio Findomestic, 2005

⁴⁶ CECED

L'evoluzione dell'IEE (Indice di Efficienza Energetica⁴⁷) medio europeo dei modelli venduti in Europa da prima dell'entrata in vigore dell'etichettatura energetica al 2004 è illustrata nella figura 7.8. L'IEE è diminuito mediamente del 39,4%, passando da 100,2 nel 1992 a 60,8 nel 2004. Con un consumo annuo di 450 kWh, l'apparecchio medio in vendita all'inizio degli anni '90 consumava il 32,0% più di energia del corrispondente modello in vendita nel 2004 (306 kWh/anno) (figura 7.9).

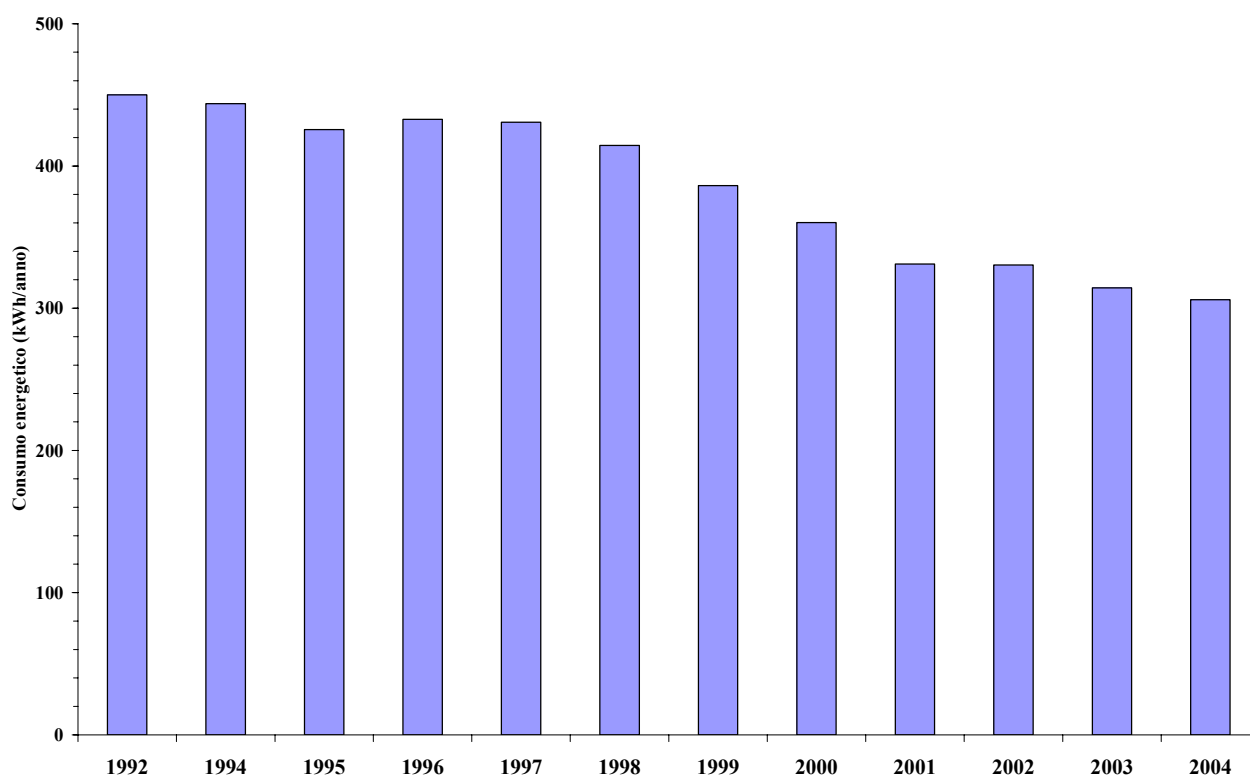
Figura 7.8 - Evoluzione dell'indice di efficienza energetica dei frigoriferi e congelatori prodotti in Europa dal 1992 al 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

⁴⁷ L'Indice di Efficienza Energetica è il rapporto fra il consumo energetico dell'apparecchio in oggetto (misurato in condizioni standardizzate) e il consumo energetico dell'apparecchio medio nell'anno di riferimento per la stessa categoria di prodotto.

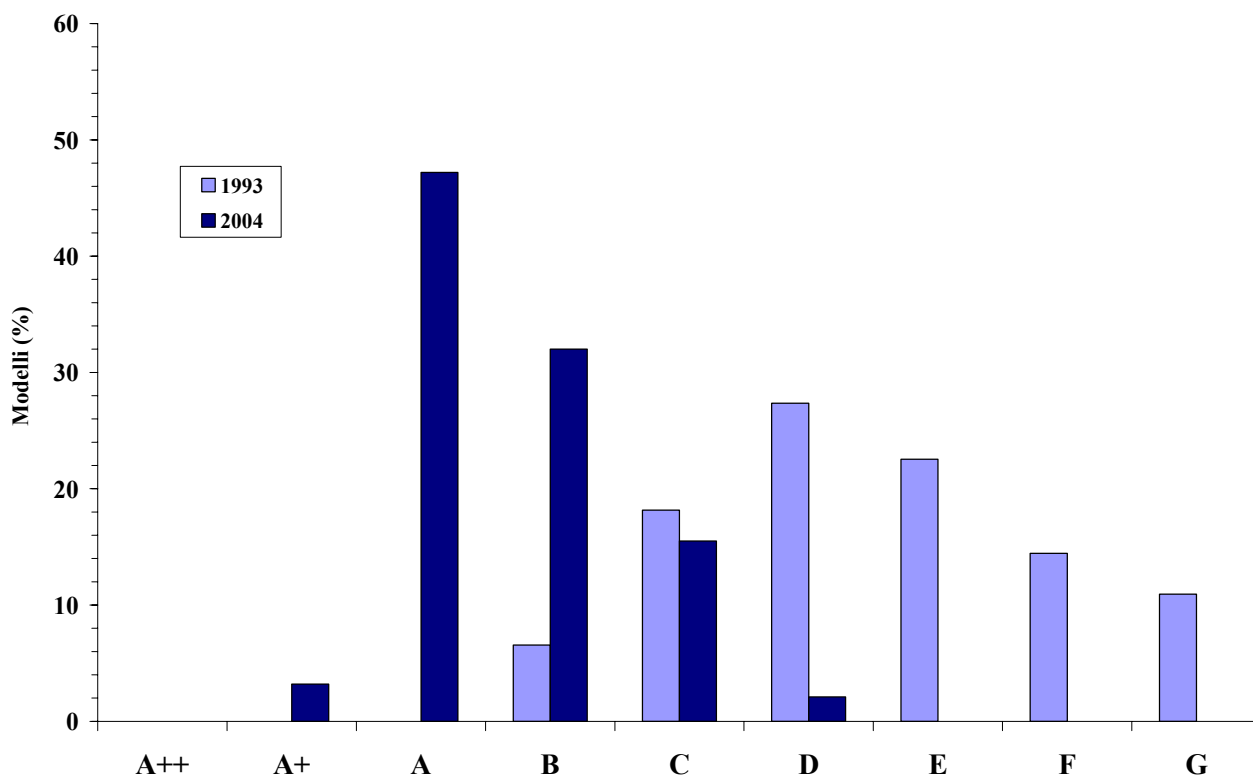
Figura 7.9 - Evoluzione del consumo energetico medio annuo dei frigoriferi e congelatori prodotti in Europa dal 1992 al 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

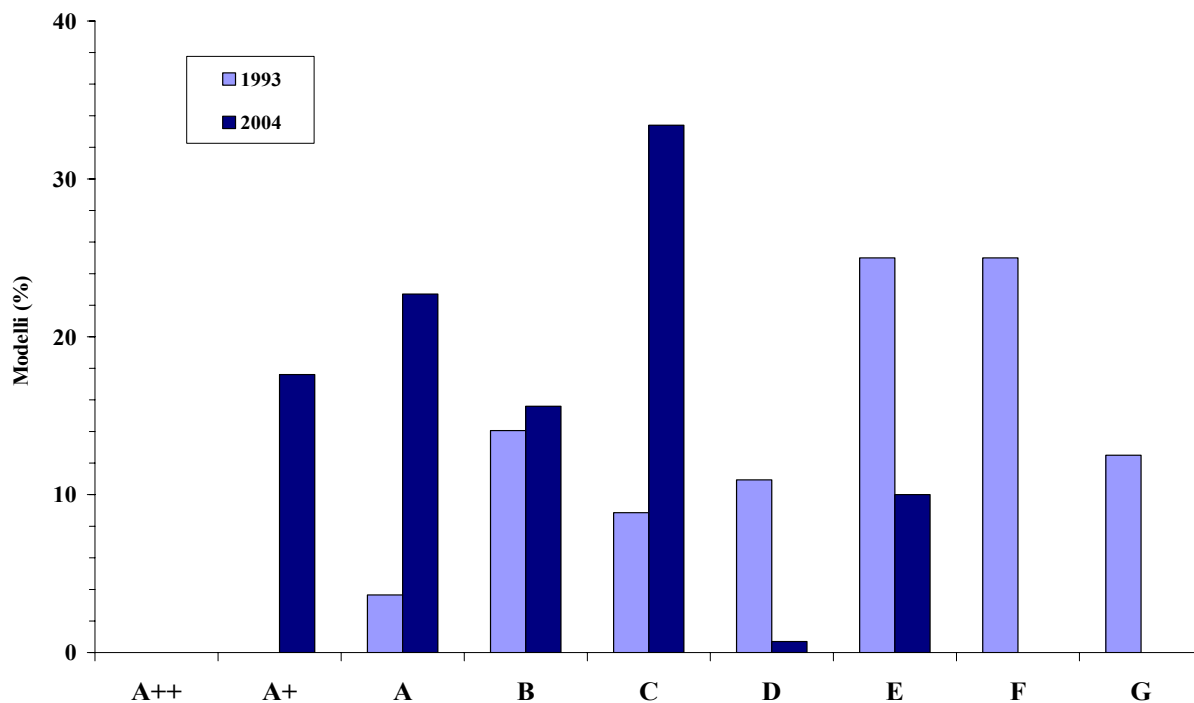
L'efficienza dei modelli venduti in Italia può essere valutata partendo dai dati pubblicati dall'ENEA a partire dall'inizio degli anni '90 sui consumi e le principali caratteristiche funzionali dei diversi modelli presenti nei punti vendita. Nel 2004 il 47,2% dei modelli di frigoriferi apparteneva alla classe A e il 3,2% alla classe A+ (figura 7.10). Per i congelatori invece i modelli in classe A erano il 3,6% nel 1993 e il 22,7 nel 2004, quelli di classe A+ il 17,6% sempre nel 2004 (figura 7.11). Il consumo medio dei frigoriferi e congelatori è passato da circa 500 kWh/anno nel 1993 a 390 kWh/anno nel 2002, con una diminuzione del 22%.

Figura 7.10 - Efficienza energetica dei frigoriferi venduti in Italia nel 1993 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

Figura 7.11 - Efficienza energetica dei congelatori venduti in Italia nel 1993 e nel 2004

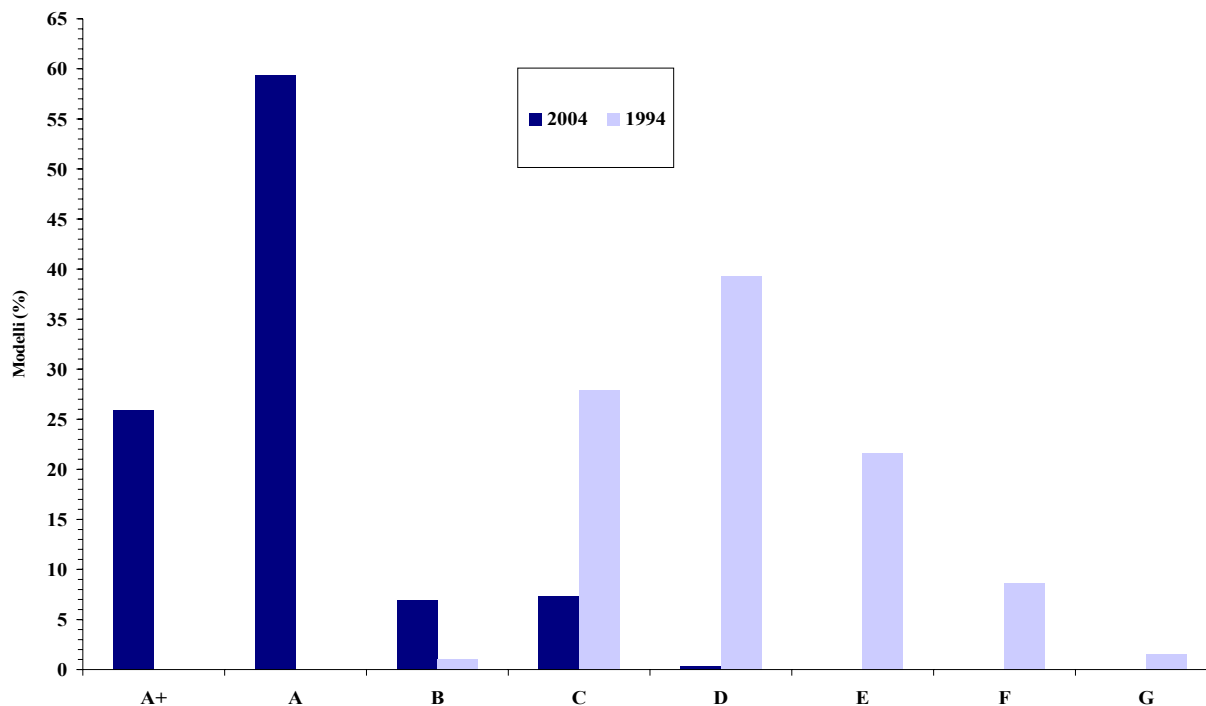


Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

Lavatrici

La trasformazione del mercato è evidenziata nella figura 7.12, che mostra la distribuzione percentuale nelle classi di efficienza energetica per i modelli prodotti nel 1994 e nel 2004. I modelli prodotti in classe A sono il 59% nel 2004, mentre quelli nella classe A+ sono il 25,9%. Il totale della produzione europea nel 2004 è stato di oltre 15 milioni di unità⁴⁸.

Figura 7.12 - Efficienza energetica delle lavatrici prodotte nell'UE nel 1994 e nel 2004

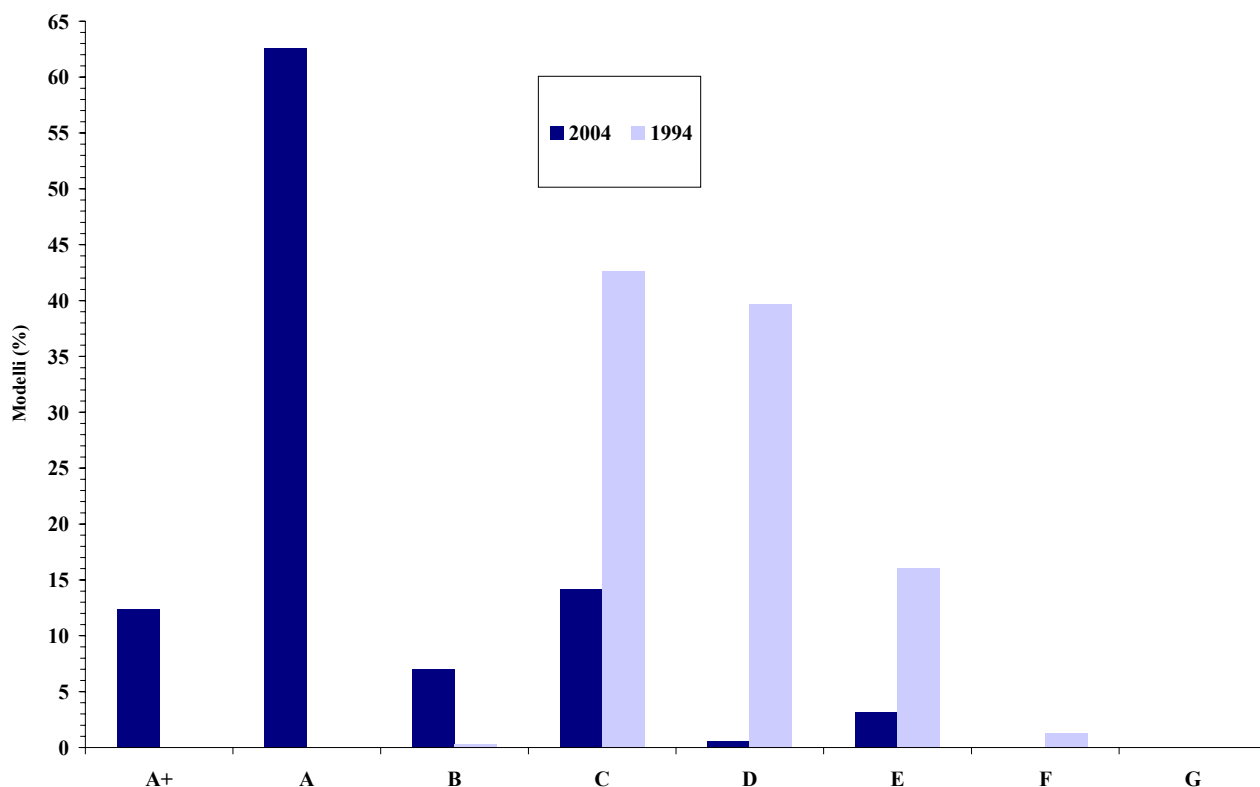


Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

Malgrado azioni per il miglioramento dell'efficienza energetica siano state implementate solo alla fine del 1998 per le lavatrici, l'efficienza media dei modelli venduti in Italia (figura 7.13) è migliorata significativamente in 11 anni: gli apparecchi di classe A sono quasi il 63% e quelli in classe A+ il 12,4%. I dati del 1994 sono mostrati per confronto anche se in quella data l'etichettatura energetica non era ancora in vigore.

⁴⁸ CECED

Figura 7.13 - Efficienza energetica delle lavatrici vendute in Italia nel 1994 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

In Europa nel periodo 1994-2004 si è registrata una riduzione del 36% del consumo specifico medio dei modelli prodotti, che è passato da 0,300 kWh/kg a 0,192 kWh/kg. In Italia la riduzione del consumo specifico dei modelli venduti è stata del 26% nel periodo 1994-2002, passando da 0,281 kWh/kg a 0,208 kWh/kg.

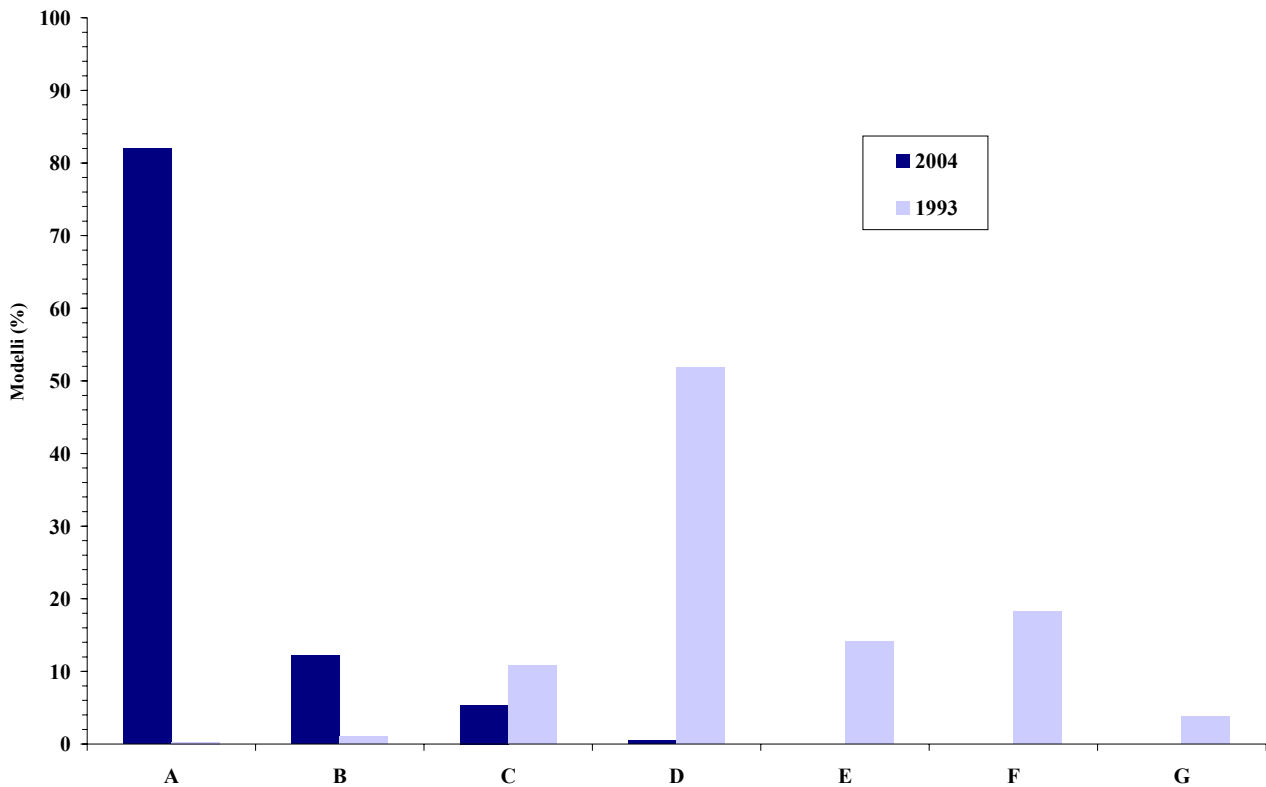
Da uno studio condotto nel 2000 a livello comunitario è emerso come sia necessario spostare l'attenzione dal possibile miglioramento tecnologico degli apparecchi ai fattori esterni relativi all'uso quotidiano della lavatrice da parte dell'utente finale: temperatura di lavaggio, carico di biancheria e dosaggio del detersivo che aumentando l'efficacia del lavaggio permetterebbero di diminuire ulteriormente i consumi energetici e di acqua.

Lavastoviglie

La produzione europea di lavastoviglie nel 2004 è stata di circa 8 milioni di unità⁴⁹, per la maggior parte concentrate nel segmento di apparecchi per 12 coperti, che rappresentano circa l'80% del totale. Nel periodo 1993-2004 la percentuale di apparecchi prodotti in classe A nell'UE è passata dallo 0,3% all'82,0% (figura 7.14).

⁴⁹ CECED

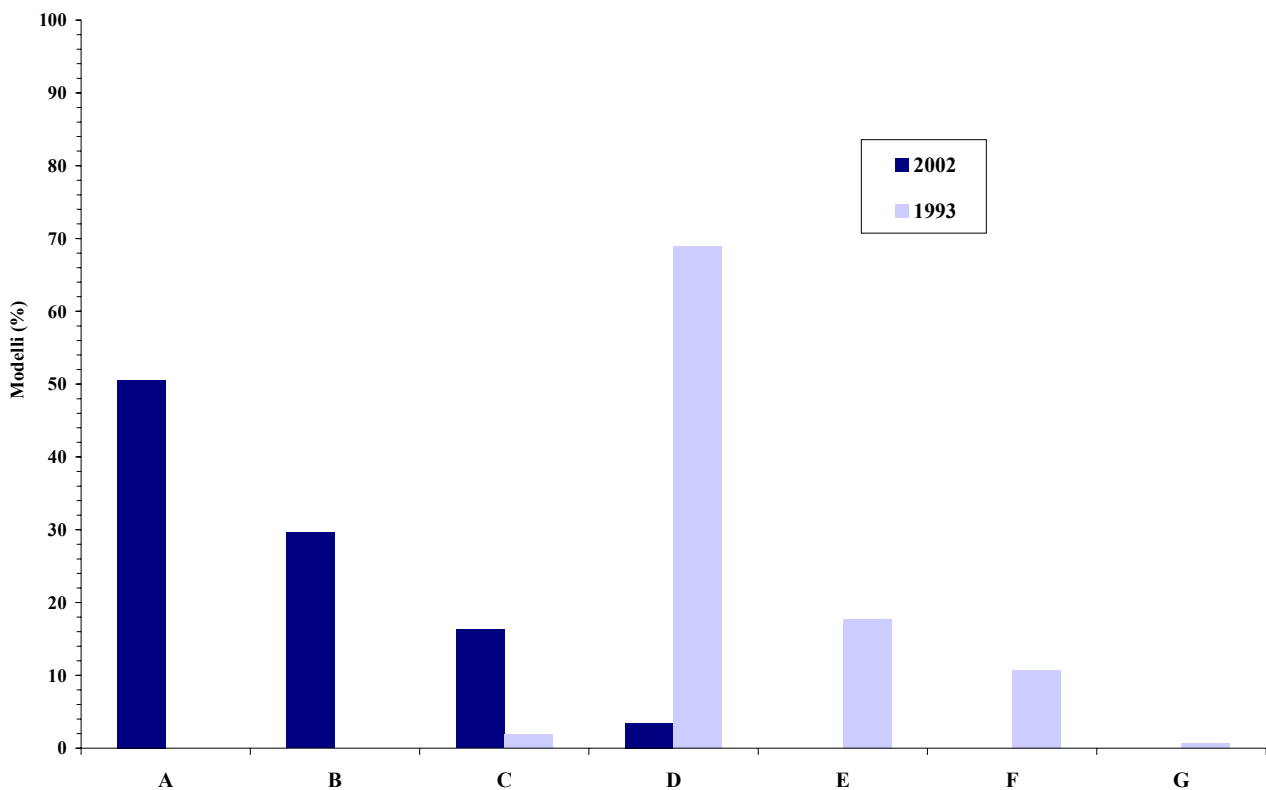
Figura 7.14 - Efficienza energetica delle lavastoviglie prodotte nell'UE nel 1993 e nel 2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e CECED

In Italia, i dati sono disponibili solo fino al 2002, quando gli apparecchi in classe A rappresentavano il 50,6% del venduto (figura 7.15).

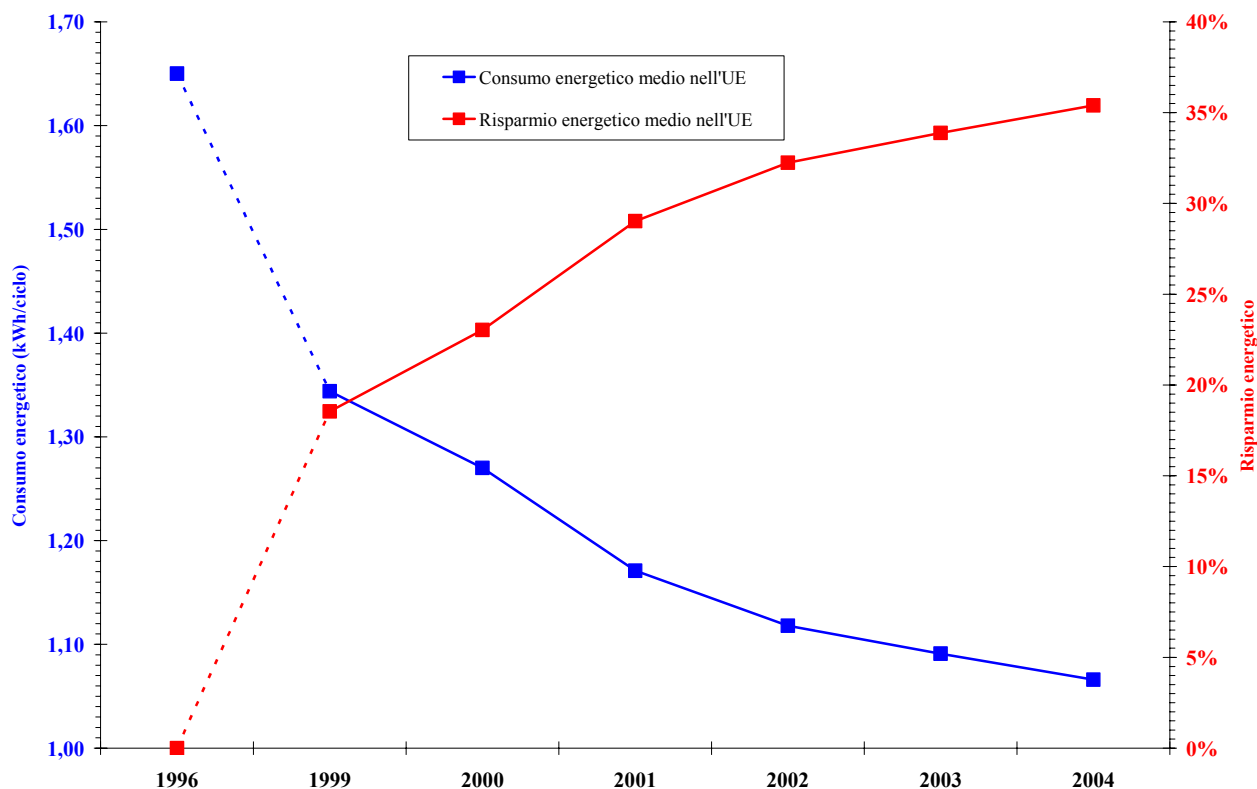
Figura 7.15 - Efficienza energetica delle lavastoviglie vendute in Italia nel 1993 e nel 2002



Fonte: elaborazione ENEA su dati propri e GfK

Anche se per questo prodotto le azioni di miglioramento dell'efficienza energetica sono entrate in vigore alla fine degli anni '90 con la definizione dello schema di etichettatura energetica, il risparmio energetico (figura 7.16) per il periodo 1996-2004 è stato di circa il 35%.

Figura 7.16 - Risparmio energetico delle lavastoviglie prodotte nell'UE. Anni 1996-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati CECED

7.7.2 Caldaie ad alta efficienza

Una caldaia ad alta efficienza è una caldaia in cui la quasi totalità (oltre il 90%) dell'energia contenuta nel combustibile viene trasferita al fluido termovettore; l'efficienza viene quantificata con il rendimento di combustione, ovvero la percentuale di energia derivante dalla combustione trasferita al fluido termovettore (es. caldaia con rendimento dell'85%, il 15% di energia contenuta nel combustibile va perso). In altri termini, maggiore è il rendimento della caldaia, maggiore è il risparmio di combustibile, il che si traduce in un risparmio energetico ed economico.

Le caldaie tradizionali hanno un rendimento medio che si aggira intorno all'85%-86%: nei periodi meno freddi, quando non viene erogata tutta la potenza disponibile, l'efficienza decade in maniera significativa perchè la combustione non avviene nelle condizioni ottimali e il consumo di combustibile aumenta in modo proporzionale.

Il D.P.R. 660/96, regolamento di attuazione della direttiva 92/42/CEE definisce, in base alla potenza nominale, 4 classi di rendimento delle caldaie da 1 a 4 stelle (efficienza energetica).

Le caldaie a 4 stelle hanno i più alti rendimenti di combustione, sia alla potenza termica massima (potenza nominale) sia al 30% della potenza nominale e, quindi, permettono il più elevato risparmio energetico realizzabile. Le caldaie ad alto rendimento oggi disponibili sul mercato sono delle seguenti tipologie: caldaie a premiscelazione, caldaie a condensazione

L'installazione di una caldaia ad alto rendimento richiede un maggior investimento iniziale, ma il maggior risparmio nel medio-lungo termine consente di ammortizzare l'investimento iniziale.

Caldaie a premiscelazione

Le caldaie a premiscelazione sono dotate di un particolare bruciatore in cui la combustione avviene sempre in condizioni ottimali, grazie al perfetto bilanciamento fra gas metano (combustibile) ed aria comburente. In questo modo, il rendimento si mantiene costante al di

sopra del 90% a qualsiasi potenza (quindi anche nei periodi non particolarmente freddi, quando cioè la potenza necessaria è minore di quella nominale).

La tecnologia a premiscelazione, garantendo rendimenti elevati su tutto il campo di modulazione (e quindi un utilizzo ottimale del gas) assicura un consumo inferiore del 10% rispetto a una caldaia tradizionale, con conseguente risparmio economico e basse emissioni di sostanze inquinanti.

Caldaie a condensazione

Le caldaie a condensazione sono attualmente quelle con la tecnologia più avanzata: in pratica, quanto di più efficiente possa fornire il mercato. La tecnologia utilizzata permette di recuperare parte del calore contenuto nei gas di scarico sotto forma di vapore acqueo, consentendo un migliore sfruttamento del combustibile e quindi il raggiungimento di rendimenti più alti.

Nella caldaia a condensazione, i prodotti della combustione, prima di essere espulsi all'esterno, sono costretti ad attraversare uno speciale scambiatore all'interno del quale il vapore acqueo condensa, cedendo parte del calore latente di condensazione all'acqua del primario, in modo da abbassare la temperatura dei gas di scarico (circa 40°C).

La caldaia a condensazione, a parità di energia fornita, consuma meno combustibile rispetto ad una di tipo tradizionale, perchè la quota di energia recuperabile tramite la condensazione del vapore acqueo contenuto nei gas di scarico è dell'ordine del 16-17%.

Le caldaie a condensazione esprimono il massimo delle prestazioni quando vengono utilizzate con impianti che funzionano a bassa temperatura (30-50°C), come ad esempio con impianti a pannelli radianti.

Il mercato nel settore impiantistico

Lo scenario attuale italiano vede come protagoniste circa 60 industrie produttrici di apparecchi ed impianti termici e componenti destinati al comfort climatico ambientale; un settore che occupa oltre 12.000 addetti e fattura oltre 2.000.000.000 di euro. D'altronde i valori di riferimento per il mercato italiano residenziale (quello di maggior peso) si aggirano intorno ad universo di 14 milioni di caldaie autonome e 5.5 milioni di abitazioni servite da impianti centralizzati.

Fino al 2000 sono state installate mediamente 1,2 milioni di caldaie/anno, per il 17,7% si trattava di nuove installazioni (in maggioranza tradizionali), ma per l'83,3% si trattava di sostituzioni.

Dal 2001 in poi, se da una parte si è manifestata un aumento della richiesta di apparecchi in grado di assicurare alte prestazioni in termini di risparmio energetico e di basse emissioni inquinanti, dall'altra si è registrata una lieve, ma costante flessione delle vendite (< 1 milione, di cui solo 6,8% ad alta efficienza, come da figura 7.17) in generale nel settore, le cui cause non sono tanto riconducibili a elementi di concorrenza estera, bensì al calo di fiducia che ha frenato gli investimenti e ritardato interventi sul parco macchine installato, tendenti a recuperare efficienza e migliorare la sicurezza (motivi che hanno perso valore nell'attuale condizione politica mondiale).

Negli ultimi tre anni, la sostituzione di generatori di calore praticamente costante, attestandosi a circa 1.000.000 di interventi.

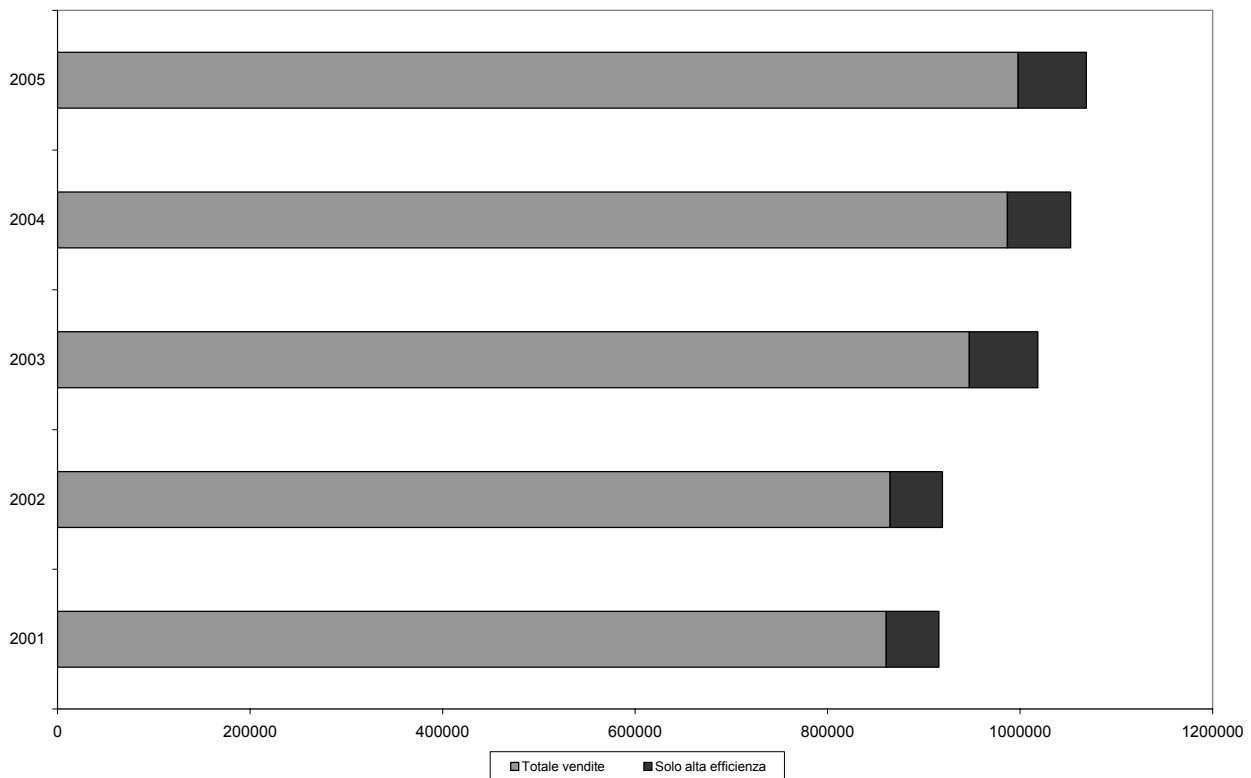
Nel 2005 si sono verificate all'incirca interventi di sostituzione della caldaia per 1.000.000 unità, di cui 800.000 sotto i 35,0 kW, con un fatturato di produzione stimato in circa 2,8 miliardi di euro

Le caldaie a condensazione sono circa il 4,5% del totale per un fatturato, comprensivo di installazione, di 135,0 milioni di Euro.

Il mercato e la diffusione delle caldaie a condensazione probabilmente sono destinati ad aumentare. Il D.Lgs n. 192/05 e la sua revisione in corso di approvazione, incentivano l'installazione di caldaie a più alta efficienza. Inoltre anche la finanziaria 2007 prevede misure specifiche di incentivazione.

Il contributo della diffusione delle caldaie a condensazione alla riduzione delle emissioni serra, considerando un mercato di 1 milione di unità all'anno e conservativamente, un incremento dell'efficienza del 10%, può essere valutato intorno ai 0,25 MtCO₂eq.

Figura 7.17 – Andamenti delle vendite in Italia. Anni 2001-2005

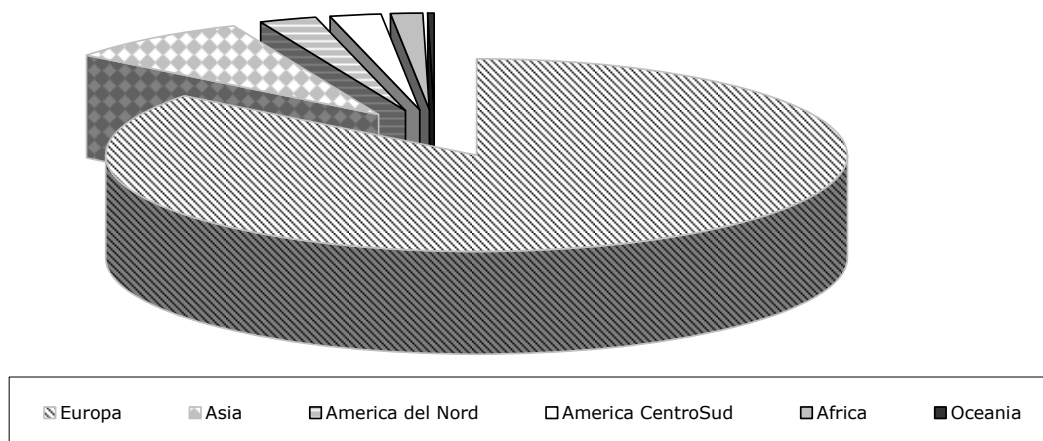


Fonte: elaborazione ENEA

Le quote di export (figura 7.18), di poco inferiori a quelle del mercato italiano, vedono un sensibile incremento delle percentuali di vendita (2005) a favore delle caldaie ad alta efficienza e hi-tech, probabilmente per effetto una maggiore azione di sensibilizzazione fatta presso l'utenza (figura 7.19).

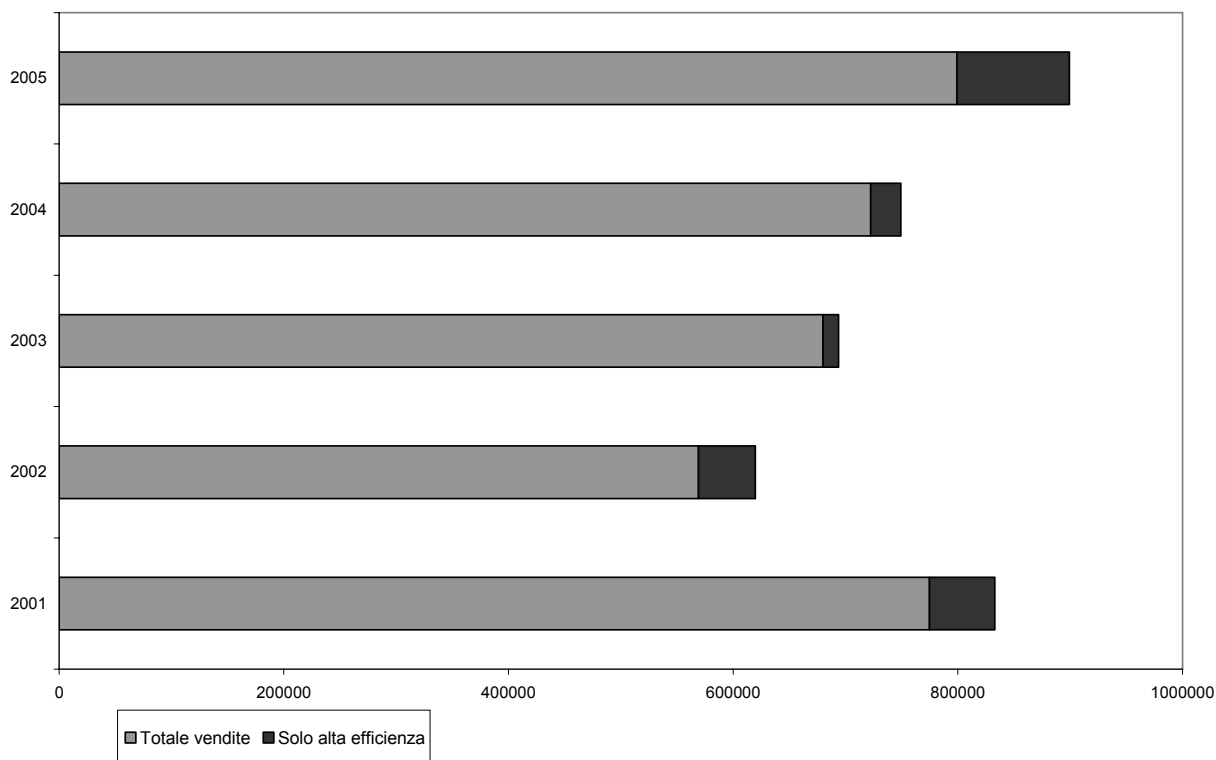
All'interno di un contesto nel quale le tecnologie informatiche divengono un fattore strategico per il cambiamento dell'intera sistema economico, soprattutto in rapporto alla globalizzazione e all'exasperata competizione, obiettivo di tutti gli operatori deve essere quello di appropriarsi e sfruttare le tecnologie al fine di "creare valore" per l'utente finale, sia che voglia dire aumentare il valore percepito di un bene, di un servizio, sia voglia dire ottimizzare i processi riducendo i costi. Il nuovo paradigma sarà sempre più soddisfare le richieste specifiche dei clienti. Non fornire prodotti, ma trovare soluzioni.

Figura 7.18 – Distribuzione geografica delle esportazioni (rif. 2002)



Fonte: elaborazione ENEA

Figura 7.19 – Andamenti delle vendite all'estero



Fonte: elaborazione ENEA

7.8 L'efficienza energetica negli altri paesi

Danimarca: Il Piano d'azione per l'efficienza energetica del 2005 pone come obiettivo la riduzione dei consumi di 7,5 PJ annui nel periodo 2006–2013 (1,7% dei consumi finali), esclusi i trasporti. Tale ambizioso risultato viene perseguito attraverso un ampio ventaglio di misure, tra le quali assumono particolare rilevanza:

- Obblighi di servizio pubblico per l'efficienza energetica a carico dei gestori di rete e delle aziende di distribuzione;
- Industria: Introduzione di un pacchetto di tasse c.d. verdi (su energia, emissioni di CO₂ e zolfo), associato alla possibilità di ottenere degli sgravi in caso di conclusione di Accordi Volontari per l'efficienza energetica
- Civile: Continua promozione e diffusione del teleriscaldamento; introduzione, sin dal 1997, di sistemi di certificazione energetica degli edifici; adozione di standard di consumo sempre più stringenti.

Francia: Con la legge 781/2005, la Francia si è posta l'obiettivo di ridurre l'intensità energetica finale del 2% annuo entro il 2015 e del 2,5% entro il 2030. Per conseguire tale obiettivo la stessa legge ha adottato un sistema di Certificati bianchi che impone ai venditori di elettricità, gas, calore, freddo e gasolio ad uso domestico di realizzare dei risparmi quantitativi di energia. Tali risparmi sono espressi in kWh di energia finale consumata e sono calcolati come frazione dell'obiettivo nazionale di risparmio (pari a 54 miliardi di kWh per il periodo 2006 – 2008) in funzione del rispettivo peso sul mercato.

Nel settore industriale assumono invece particolare rilevanza gli Accordi volontari che si pongono come obiettivo, da conseguirsi entro il 2007, la riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra del 14% rispetto ai livelli del 1990. E' stato inoltre creato un Fondo di investimento per l'ambiente e l'efficienza energetica, il FIDEME che concede prestiti alle imprese per investimenti in efficienza energetica.

Germania: Sin dagli anni '90, la Germania ha puntato fortemente sul miglioramento dell'efficienza energetica, sia come strumento di politica ambientale, sia come strumento di politica industriale per incentivare la competitività dell'economia nazionale. Uno strumento a carattere trasversale per il miglioramento dell'efficienza energetica è rappresentato dall'adozione nel 1999 di una riforma ecologica delle tasse, che aumenta la tassazione sull'energia e ridistribuisce buona parte delle entrate sotto forma di sgravi sul costo del lavoro e per l'incentivazione delle fonti rinnovabili.

Nel settore industriale assume particolare rilevanza l'impegno volontario dell'industria a ridurre, entro il 2012, le emissioni di CO₂ del 35% rispetto al 1990 attraverso misure di efficienza energetica.

Gran Bretagna: Il Piano d'azione per l'efficienza energetica del 2004 segna le tappe di un percorso virtuoso che nelle intenzioni del Governo dovrebbe portare ad un risparmio complessivo nel 2010 di 12,1 MtC/a. Le principali misure in vigore nel settore industriale sono la tassa sul cambiamento climatico, che si applica all'energia utilizzata dalle imprese e dal settore pubblico e l'*Enhanced Capital Allowances*, un sistema di supporto alle imprese per investimenti in misure di efficienza energetica. Per quanto riguarda il settore civile invece, la misura di maggior rilievo è rappresentata dall'*Energy Efficiency Commitment*, che impone ad alcuni fornitori di energia elettrica e gas di conseguire obiettivi di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore domestico. L'obiettivo per il periodo 2005 -2008 ammonta a 130 TWh. Sono inoltre funzionanti degli accordi volontari noti come Accordi per il Cambiamento Climatico (*Climate Change Agreements – CCAs*).

Olanda: L'obiettivo che si è prefisso il Governo olandese nel contesto delle misure per contrastare i cambiamenti climatici, consiste in un miglioramento dell'efficienza energetica dell'1,3%. Per raggiungere tale target viene utilizzata un'ampia combinazione di misure – che comprende accordi volontari, incentivi economici e disposizioni regolamentari - molte delle quali esplicano i loro effetti su più di un settore. La c.d. tassa sull'energia è stata introdotta nel 1996 come strumento fondante di una riforma ecologica delle tasse. Si tratta di una tassa neutra per le casse dello Stato, una parte della quale è utilizzato per finanziare schemi di

incentivi per le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Nel settore industriale lo strumento di maggior successo è rappresentato dall'ampia diffusione degli Accordi Volontari, combinati a misure di incentivazione fiscale per gli investimenti in materia di efficienza energetica. Nel settore civile si è puntato invece sulla fissazione di livelli minimi obbligatori di performance energetica per gli edifici nuovi e sugli incentivi per promuovere l'adozione di tecnologie a risparmio energetico negli edifici esistenti.

Stati Uniti: Nell'agosto del 2005, dopo un lungo iter parlamentare, è stata adottata la nuova legge federale di indirizzo in materia energetica, l'Energy Policy Act 2005. Tale legge si compone di 18 titoli, uno dei quali dedicato interamente all'efficienza energetica. Tra le varie disposizioni adottate, le più rilevanti concernono:

- l'introduzione di incentivi fiscali per la diffusione di tecnologie energeticamente efficienti;
- l'introduzione di standard minimi di efficienza per alcuni prodotti che consumano energia;
- la riduzione del 20% entro il 2015 del consumo di energia negli edifici federali;
- l'estensione del Programma Energy Star.

Cina: Il programma quinquennale per lo sviluppo economico e sociale (2006-2010), fissa l'obiettivo di riduzione dell'intensità energetica del 20% rispetto ai valori del 2005.

Nel gennaio del 2005 la Commissione per lo Sviluppo e le riforme ha adottato il primo Piano nazionale di medio - lungo termine per il risparmio energetico. Il Piano prevede due periodi di riferimento: il periodo fino al 2010, coincidente con l'undicesimo piano quinquennale per lo sviluppo economico e sociale, per il quale gli obiettivi e le misure sono state già individuate, e il periodo 2010 - 2020, per il quale sono solo state avanzate delle proposte.

Il Piano prevede dieci progetti di conservazione dell'energia da realizzare nel periodo 2006 - 2010, riguardanti:

- la trasformazione o sostituzione delle caldaie industriali a carbone di piccola media dimensione (fornaci e forni) con caldaie a carbone più avanzate;
- la diffusione della cogenerazione e della generazione distribuita;
- lo sfruttamento del calore e della pressione di scarto;
- la promozione dei biocarburanti e il risparmio e la sostituzione del petrolio con carbone di alta qualità, *pet coke* e gas naturale, in particolare nei settori della generazione elettrica, petrolchimico, metallurgico, chimico, dei materiali da costruzione e dei trasporti;
- l'incremento dell'efficienza energetica dei motori industriali;
- l'ottimizzazione dei sistemi energetici;
- il risparmio energetico negli edifici: in particolare è prevista l'applicazione di standard che impongano il 50% dei risparmi di energia nel settore residenziale;
- la diffusione di sistemi di illuminazione a risparmio energetico;
- il *retrofitting* per il 20% degli edifici governativi con particolare attenzione ai sistemi di riscaldamento, raffrescamento e illuminazione;
- il miglioramento dei sistemi di monitoraggio e rilevazione dei consumi; previsione e/o rafforzamento delle centri locali per il monitoraggio del risparmio energetico i quali devono essere posti in condizione, anche attraverso un idoneo percorso di formazione/informazione, di fornire servizi quali diagnosi energetiche, sostegno al finanziamento, gestione energetica etc.

APPENDICE: Principali interventi in materia di efficienza energetica previsti nella Legge finanziaria 2007

		Intervento	Incentivo	Ulteriori condizioni	
Settore Civile	Edifici esistenti	344	Riqualificazione energetica di edifici esistenti che conseguano un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per la climatizzazione invernale inferiore di almeno il 20% rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, tabella 1, del d.lgs. 19 agosto 2005, n. 192.	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino ad un valore max della detrazione di € 100.000	<ul style="list-style-type: none"> - Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007); - Verifica della congruità dell'intervento da parte di un tecnico abilitato; - Certificazione energetica dell'edificio, qualora introdotta dalla regione o dall'ente locale, ovvero, negli altri casi, "attestato di qualificazione energetica", predisposto da un professionista abilitato. Le spese per la certificazione energetica o qualificazione energetica, rientrano negli importi detraibili.
		345	Interventi su edifici esistenti, parti di edifici esistenti o unità immobiliari, riguardanti strutture opache verticali, ed orizzontali (coperture e pavimenti), finestre comprensive di infissi	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 60.000, a condizione che siano rispettati i requisiti di trasmittanza termica U, espressa in W/m ² K, della tabella A allegata al provvedimento.	
		346	Installazione pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici, industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 60.000.	
		347	Sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con impianti dotati di caldaie a condensazione e contestuale messa a punto del sistema di distribuzione	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 30.000.	
	Edifici di nuova costruzione	350	Previsione dell'obbligo per i regolamenti edilizi comunali di prevedere – ai fini del rilascio del permesso di costruire – l'installazione di pannelli solari fotovoltaici per la produzione di energia elettrica, in modo da garantire una produzione energetica non inferiore a 0,2 kW per ciascuna unità abitativa		
		351	Realizzazione di nuovi edifici o nuovi complessi di edifici che conseguano un valore limite di fabbisogno di energia primaria annuo per metro quadrato di superficie utile dell'edificio inferiore di almeno il 50% rispetto ai valori riportati nell'allegato C, comma 1, tabella 1, del d.lgs. 19 agosto 2005, n. 192, nonché del fabbisogno di energia per il condizionamento estivo e l'illuminazione.	Contributo pari al 55% degli extra costi sostenuti per conseguire tale valore limite di fabbisogno di energia, incluse le maggiori spese di progettazione.	<p>Volumetria complessiva dell'edificio/complesso superiore a 10.000 metri cubi</p> <p>Data di inizio lavori entro il 31 dicembre 2007</p> <p>Termine lavori entro i tre anni successivi</p>

		352	Istituzione Fondo per il finanziamento degli edifici ad altissima efficienza di cui al comma dotato di 45 milioni di euro		
	Apparecchiature elettriche	353	Sostituzione di frigoriferi, congelatori e loro combinazioni con analoghi apparecchi di classe energetica non inferiore ad A+	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 200 per ciascun apparecchio, in un'unica rata.	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007

		Intervento	Incentivo	Ulteriori condizioni
Settore Terziario	Illuminazione			
		354	<ul style="list-style-type: none"> - Sostituzione, negli ambienti interni, di apparecchi illuminanti con altri ad alta efficienza energetica maggiore o uguale al 60%; - Sostituzione, negli ambienti interni, di lampade ad incandescenza con lampade fluorescenti di classe A purché alloggiati in apparecchi illuminanti ad alto rendimento ottico, maggiore o uguale al 60%; - Sostituzione negli ambienti esterni di apparecchi illuminanti dotati di lampade a vapori di mercurio con apparecchi illuminanti ad alto rendimento ottico, maggiore o uguale all'80%, dotati di lampade a vapori di sodio ad alta o bassa pressione o di lampade a ioduri metallici; - azione o integrazione, in ambienti interni o esterni di regolatori del flusso luminoso. 	Deduzione dal reddito d'impresa pari al 36% dei costi sostenuti

		Intervento	Incentivo	Ulteriori condizioni	
Settore Industriale	Motori elettrici				
		358	<p>Acquisto ed installazione di motori ad elevata efficienza di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 kW</p> <p>Sostituzione di motori esistenti con motori ad elevata efficienza di potenza elettrica compresa tra 5 e 90 kW</p>	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 1500 per motore, in un'unica rata.	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007
	Inverter	359	Acquisto e l'installazione di variatori di velocità (inverter) su impianti con potenza elettrica compresa tra 7,5 e 90 kW	Detrazione dall'imposta lorda per una quota pari al 20% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di € 1500 per motore, in un'unica rata.	Intervento da realizzarsi entro il 31 dicembre 2007

F	C	d	i	f	i	c	Costituzione di un Fondo per il finanziamento degli edifici ad altissima efficienza di cui al comma dotato di 45 milioni di euro
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	--

		352	
Efficienza energetica e riduzione costi fornitura per finalità sociali		362	Costituzione di un Fondo da utilizzare a copertura di interventi di efficienza energetica e riduzione costi fornitura energetica per finalità sociali. Il Fondo è finanziato, nei limiti di 100 milioni di euro annui, tramite il maggior gettito fiscale derivante dall'IVA sui prezzi di carburanti e combustibili di origine petrolifera in relazione ad aumenti del costo del petrolio greggio rispetto al valore di riferimento previsto nel DPEF per gli anni 2007 - 2011. Per il triennio 2007 - 2009 il Fondo ha una dotazione iniziale di 50 milioni di euro annui.
Competitività e sviluppo		841	Costituzione di un Fondo per la competitività e lo sviluppo per il finanziamento di misure di sostegno all'innovazione industriale, il cui budget è costituito: 1) risorse residue del Fondo istituito dal comma 3 dell'art. 60 della legge 289/2002 e del Fondo di cui all'art. 52 della legge 448/1998, entrambi abrogati; 2) 300 milioni di euro per il 2007 e 360 milioni di euro per ciascuno degli anni 2008 e 2009; 3) risorse assegnate dal Cipe nell'ambito del riparto del Fondo per le aree sottoutilizzate per gli interventi da realizzarsi in tali aree. Il Fondo è dedicato ad assicurare la continuità degli interventi previsti dalla normativa in vigore ed a finanziare i progetti di innovazione industriale individuati nell'ambito delle aree tecnologiche dell'efficienza energetica, della mobilità sostenibile, delle nuove tecnologie della vita, delle nuove tecnologie per il <i>made in Italy</i> e delle tecnologie innovative per i beni e le attività culturali.
Riduzione emissioni gas serra		1110 - 1115	Istituzione di un Fondo rotativo per il finanziamento delle misure finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto e previste dalla delibera CIPE 123 del 19 dicembre 2002 e s.m.i. Per il triennio 2007 - 2009 sono finanziate prioritariamente con 200 milioni di euro l'anno, le seguenti misure: <ul style="list-style-type: none"> - microgenerazione diffusa ad alto rendimento; - impianti alimentati a fonti rinnovabili di piccola taglia; - sostituzione motori elettrici industriali con potenza superiore a 45 kW con motori ad alta efficienza; - incremento dell'efficienza negli usi finali dell'energia nei settori civile e terziario; - eliminazione emissioni di protossido d'azoto dai processi industriali; - progetti pilota di Ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e di nuove fonti di energia a basse emissioni o ad emissioni zero.
Sviluppo sostenibile		1124 - 1125	Istituzione di un Fondo per lo Sviluppo sostenibile per finanziare progetti per la sostenibilità ambientale di settori economico produttivi o aree geografiche, l'educazione e l'informazione ambientale e progetti internazionali per la cooperazione ambientale sostenibile. Risorse del Fondo per gli anni 2007 - 2009: 25 milioni di euro annui. Misure prioritarie da finanziare attraverso decreto ministeriale.

		Intervento	Incentivo	Ulteriori condizioni	
Settore Trasporti	autoveicoli	224 -214	Incentivi a favore dell'efficienza energetica, nonché della sostenibilità ambientale dei veicoli	Contributi vari in conto capitale	
	Biocarburanti e filiere energetiche	367	Revisione degli obiettivi indicativi nazionali di immissione in consumo di biocarburanti ed altri carburanti rinnovabili	a) entro il 31 dicembre 2005: 1,0%; b) entro il 31 dicembre 2008: 2,5%; c) entro il 31 dicembre 2010: 5,75 %.	I biocarburanti incentivati sono il biodiesel, il bioetanolo e i suoi derivati, l'ETBE e il bioidrogeno
		368	Innalzamento quota minima di biocarburanti ed altri carburanti rinnovabili da immettere in consumo	dall'1 (2007) al 2% (dal 2008 in poi)	
		371	Ell'ambito di un Programma nazionale con decorrenza dal 1° gennaio 2007 al 31 dicembre 2010, riduzione dell'accisa sul biodiesel destinato ad essere impiegato in autotrazione in miscela con il gasolio	Riduzione del 20% rispetto a quella applicata al gasolio usato come carburante.	Limite di un contingente annuo di 250.000 tonnellate
		372	Riduzione accisa sul bioetanolo derivato da prodotti di origine agricola	Euro 289,22 per 1000 litri	
			Riduzione accisa sull'ETBE derivato da alcole di origine agricola	Euro 298,92 per 1000 litri	

CAPITOLO 8 : *I BIOCARBURANTI*

CAPITOLO 8 I BIOCARBURANTI

Negli ultimi anni, sull'onda dei continui aumenti del prezzo del petrolio e del riacutizzarsi dei problemi ambientali legati all'uso pressoché esclusivo dei combustibili fossili nel settore dei trasporti, si è assistito ad una crescente ripresa di interesse per la produzione e utilizzazione, anche nel nostro Paese, dei cosiddetti "biocarburanti", carburanti liquidi o gassosi ottenuti da processi di trasformazione chimica o biologica di biomasse di varia natura (prodotti agricoli, residui e reflui agroindustriali e zootecnici etc.).

La produzione di biocarburanti rappresenta in molti Paesi europei ed extraeuropei una realtà diffusa e consolidata da molti anni, ed alimenta un mercato in continua espansione. I motivi che hanno portato a questa situazione sono certamente molteplici, ma è fuori di dubbio che, oltre alle motivazioni di carattere ambientale e a quelle, quanto mai attuali, legate alla sicurezza e alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico, un fattore importante è rappresentato dalle nuove prospettive che la produzione di biocarburanti apre per il settore agricolo.

Per quel che riguarda in particolare l'Unione Europea, infatti, i temi della produzione e dell'impiego dei biocarburanti rivestono un ruolo importante nella definizione della nuova politica energetica ed ambientale, e l'importanza del settore è stata riconosciuta con l'emanazione della Direttiva n. 2003/30/CE dell'8 maggio 2003, che prevedeva il raggiungimento per ogni Stato membro di obiettivi indicativi di sostituzione dei carburanti derivanti dal petrolio con biocarburanti e/o altri carburanti da fonti rinnovabili per una quota pari al 2% (sulla base del contenuto energetico) nel 2005 fino al 5,75% nel 2010.

L'Italia ha recepito questa Direttiva con il decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, stabilendo però in tale contesto obiettivi indicativi nazionali più bassi (pari rispettivamente all'1% entro il 31 dicembre 2005 e al 2,5% entro la fine del 2010), che sono stati successivamente riportati a valori sostanzialmente uguali a quelli della Direttiva Europea con la legge 11 marzo 2006, n. 81 che stabiliva l'obbligo, per i distributori di carburante che operano sul territorio nazionale, di immettere sul mercato benzina e gasolio contenenti percentuali crescenti di biocarburanti (fino al 5% nel 2010) a partire dal 1 luglio 2006.

Sia la direttiva europea, sia il decreto legislativo n. 128/2005 contengono un lungo elenco di prodotti potenzialmente utilizzabili come biocarburanti (tabella 8.1), ma, allo stato attuale della tecnologia, gli unici utilizzati su larga scala sono il biodiesel o FAME (miscela di esteri metilici di acidi grassi), generalmente prodotto a partire da oli vegetali, l'etanolo (o meglio, bioetanolo, per distinguerlo dall'alcol etilico di sintesi ottenuto per idratazione dell'etilene), ottenuto dalla fermentazione di materie prime zuccherine (canna da zucchero, barbabietola) o amidacee (mais, grano ecc.) o direttamente dalla distillazione di sottoprodotti dell'industria vinicola (vinacce e vini di bassa qualità) e il suo derivato ETBE, etere etil ter-butilico, considerato come biocarburante per il 47% in peso, corrispondente al contenuto in etanolo.

Esistono comunque alcuni esempi significativi di utilizzazione di biogas (miscela di gas con elevato contenuto di metano, prodotta dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici, biomasse vegetali umide ed altri materiali organici) compresso in bombole per l'alimentazione di autobus adibiti al trasporto pubblico (Svezia, Francia), come pure di impiego di oli vegetali puri per l'alimentazione di motori diesel, opportunamente modificati, in genere di trattori e altre macchine agricole (Austria, Germania), ma si tratta in ogni caso di iniziative di dimensioni limitate e sostanzialmente a carattere dimostrativo.

Di conseguenza, le problematiche relative alla produzione industriale e al mercato dei biocarburanti a livello mondiale, europeo e nazionale sono sostanzialmente riconducibili alle due filiere bioetanolo/ETBE e biodiesel.

Tabella 8.1 - Prodotti potenzialmente utilizzabili come biocarburanti citati nella direttiva n. 2003/30/CE

Prodotto	Definizione
Bioetanolo	Etanolo ricavato dalla biomassa e/o dalla parte biodegradabile dei rifiuti, destinato ad essere usato come biocarburante
Biodiesel	Estere metilico ricavato da un olio vegetale o animale, di tipo diesel, destinato ad essere usato come biocarburante
Biogas	Gas combustibile ricavato dalla biomassa e/o dalla parte biodegradabile dei rifiuti, che può essere trattato in un impianto di purificazione onde ottenere una qualità analoga a quella del gas naturale, al fine di essere usato come biocarburante o gas di legna
Biometanolo	Metanolo ricavato dalla biomassa, destinato ad essere usato come biocarburante
Biodimetiletere	Etere dimetilico ricavato dalla biomassa, destinato ad essere usato come biocarburante
Bio-ETBE (etil ter-butil etere)	ETBE prodotto partendo da bioetanolo. La percentuale in volume di bio-ETBE calcolata come biocarburante è del 47%
Bio-MTBE (metil ter-butiletere)	Carburante prodotto partendo da biometanolo. La percentuale in volume di biocarburante nel bio-MTBE è del 36%
Biocarburanti sintetici	Idrocarburi sintetici o miscele di idrocarburi sintetici prodotti a partire dalla biomassa
Bioidrogeno	Idrogeno ricavato dalla biomassa e/o dalla frazione biodegradabile dei rifiuti, destinato ad essere usato come biocarburante
Olio vegetale puro	Olio prodotto da piante oleaginose mediante pressione, estrazione o processi analoghi, greggio o raffinato ma chimicamente non modificato, qualora compatibile con il tipo di motore usato e con i corrispondenti requisiti in materia di emissioni

Fonte: Commissione Europea, 2003

8.1 Il quadro internazionale: situazione attuale e prospettive di sviluppo

8.1.1 Filiera bioetanolo e derivati

Fra i tutti i biocarburanti attualmente in commercio, il bioetanolo rappresenta, a livello mondiale, quello più largamente utilizzato. Ciò è dovuto sostanzialmente al fatto che, rispetto al biodiesel, il suo impiego come carburante per autotrazione risale già ai primi del novecento e, più recentemente, la produzione industriale su larga scala di questo prodotto è stata avviata a partire dalla seconda metà degli anni settanta (la vendita di automobili alimentate esclusivamente ad etanolo in Brasile è iniziata nel 1979, mentre il primo programma federale per la promozione delle miscele etanolo/benzina negli Stati Uniti, *Energy Tax Act*, risale al 1980).

La produzione mondiale di etanolo ha superato nel 2005 i 36 milioni di tonnellate, con un aumento del 13% circa rispetto all'anno precedente. La maggior parte di questo etanolo viene prodotta per fermentazione di materie prime di origine agricola (bioetanolo), mentre una frazione minore - destinata quasi esclusivamente all'industria chimica per essere utilizzata come solvente ossigenato o intermedio di sintesi - si ottiene per via sintetica a partire dall'etilene.

I principali Paesi produttori di etanolo sono gli Stati Uniti (12,7 Mt) e il Brasile (12,6 Mt), che utilizzano rispettivamente come principali materie prime granella di mais e canna da zucchero, seguiti nell'ordine da Cina, India e Francia (tabella 8.2)

Tabella 8.2 - Principali paesi produttori di etanolo (migliaia di tonnellate)

Paese	2004	2005
Brasile	11.912	12.623
U.S.	10.556	12.733
Cina	2.879	2.998
India	1.380	1.341
Francia	654	717
Russia	591	591
Sud Africa	328	308
Regno Unito	317	275
Arabia Saudita	236	96
Spagna	236	278
Tailandia	221	236
Germania	212	340
Ucraina	197	194
Canada	182	182
Polonia	158	173
Indonesia	131	134
Argentina	125	131
Italia	119	119
Australia	99	99
Giappone	93	90
Pakistan	78	72
Svezia	78	87
Filippine	66	66
Corea del Sud	66	51
Guatemala	51	51
Cuba	48	36
Equador	36	42
Messico	27	36
Nicaragua	24	21
Mauritius	18	9
Zimbawe	18	15
Kenia	9	12
Swaziland	9	9
Altri	1.009	2.120

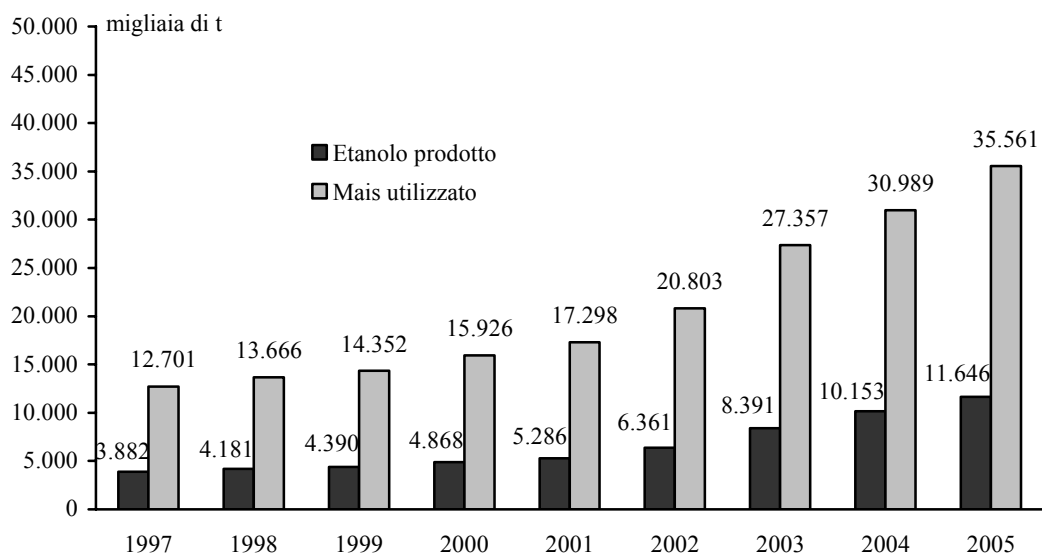
Fonte: Renewable Fuel Association (USA), 2006

L'industria del bioetanolo negli Stati Uniti, basata quasi esclusivamente sulla fermentazione del mais, è in rapida e costante espansione (figura 8.1) e può essere considerata, a livello mondiale, l'industria energetica con il maggior tasso di crescita negli ultimi anni. Nell'agosto 2006 poteva contare su un totale di 101 impianti, più altri 39 in fase di realizzazione, con una capacità produttiva complessiva superiore ai 14 Mt/anno [Fonte: Kansas Ethanol (USA), 2006]. È importante notare che il 40% circa di tale capacità produttiva è di proprietà dei produttori agricoli e/o delle loro associazioni.

Il bioetanolo viene impiegato per la maggior parte sotto forma di etanolo anidro, come additivo della benzina nella percentuale massima del 10% in volume (gasohol), e la benzina così additivata rappresenta il 40% circa del totale consumato annualmente. Il bioetanolo copre pertanto attualmente negli USA il 3% circa dei consumi di carburanti per autotrazione.

Per quel che riguarda il Brasile, l'etanolo rappresenta il 16,9% dei consumi nazionali di carburanti, con percentuali di impiego quasi uguali (rispettivamente 8,5 e 8,4%) sia per l'etanolo anidro, utilizzato in miscela con la benzina fino al 22% in volume, sia per l'etanolo idratato (95-96% in peso), impiegato direttamente per l'alimentazione di veicoli specificamente costruiti per utilizzare questo carburante. L'industria brasiliana dell'etanolo, che utilizza come materia prima la canna da zucchero, è strettamente interconnessa con quella saccarifera e, di conseguenza, la maggior parte degli impianti produttivi (261 su un totale di 339 attivi nel 2005) sono al tempo stesso distillerie e zuccherifici [Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006]. Nell'Unione Europea, a differenza di quanto avviene a livello mondiale, il bioetanolo rappresenta solo il 18,5% della produzione totale di biocarburanti (3,9 Mt nel 2005 [Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006]), mentre la parte più consistente (81,5%) è costituita dal biodiesel.

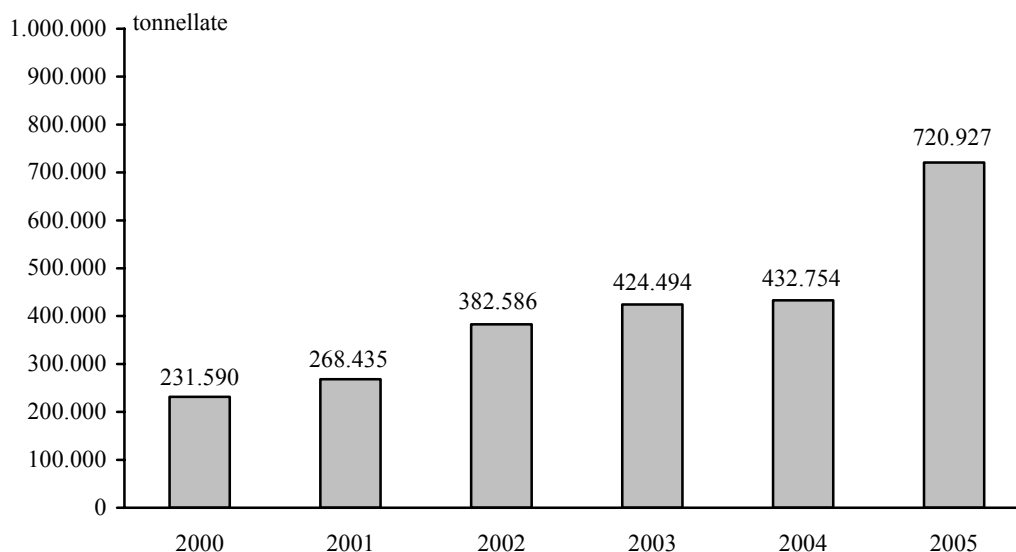
Figura 8.1 - Produzione di bioetanolo negli USA. Anni 1997-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Kansas Ethanol (USA), 2006

Diversamente dal biodiesel, le statistiche relative alla produzione di bioetanolo risentono, a livello europeo, di un discreto margine di incertezza dovuto al fatto che parte di questa produzione deriva dalla distillazione obbligatoria di eccedenze vinicole e/o dal cambio di destinazione di quantitativi anche rilevanti di alcol etilico originariamente prodotto per usi alimentari (bevande alcoliche ecc.). In ogni caso, tutte le fonti riportano un sensibile incremento nella produzione europea di bioetanolo nel 2005 (circa 721.000 t) rispetto al 2004, come mostrato in figura 8.2, e tale incremento (+70,5%, rispetto ad un incremento medio del 12,8% annuo nel periodo 2000-2004) è riconducibile a tutti gli effetti alla crescente richiesta di bioetanolo per autotrazione.

Figura 8.2 - Produzione di bioetanolo nei Paesi dell'Unione Europea. Anni 2000-2005



Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Tabella 8.3 - Principali Paesi produttori di bioetanolo nell'Unione Europea. Anni 2004-2005 (inclusa la produzione da alcool proveniente dalla distillazione di eccedenze vinicole)

Paese	Produzione annua di bioetanolo (tonnellate)	
	2004	2005
Spagna	202.354	240.000
Svezia	56.529	130.160
Germania	20.000	120.000
Francia	80.887	99.780
Polonia	38.270	68.000
Finlandia	3.768	36.800
Ungheria	-	11.840
Lituania	-	6.296
Paesi Bassi	11.146	5.971
Repubblica Ceca	-	1.120
Lettonia	9.800	960
Totale UE 25	422.754	720.927

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

I principali Paesi produttori sono nell'ordine Spagna, Svezia, Germania - dove la produzione nel 2005 è aumentata di ben 6 volte rispetto all'anno precedente - e Francia, (tabella 8.3), e le materie prime utilizzate sono in parte prodotte sul territorio europeo (cereali, barbabietola, vino e vinacce) e in parte (melasso di canna) importate da Paesi terzi.

I maggiori produttori di bioetanolo in Europa sono, per la contiguità delle produzioni, gruppi industriali del settore saccarifero e della distillazione. Il più importante in assoluto è la società spagnola Albengoa, con una capacità produttiva installata pari a 345.800 t/anno, seguita dalle tedesche Sauter e Südzucker e dal gruppo francese Cristal Union (tabella 8.4).

Tabella 8.4 - Capacità produttiva stimata dei principali produttori di bioetanolo in Europa

Produttore	Paese	Capacità produttiva stimata (t/anno)
Albengoa	Spagna	345.800
Sauter	Germania	245.000
Südzucker	Germania	205.000
Cristal Union	Francia	95.000
Sekab	Svezia	79.300
Brasco	Portogallo	79.300
Tereos	Francia	39.650
Cargill	Portogallo	39.650
Agroetanol	Svezia	39.650
Kraul & Wilkening u. Stelling	Germania	23.790
Saint Louis Sucre	Francia	11.900
Totale		1.204.040

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

La differenza più evidente fra la situazione europea e quella degli Stati Uniti e, più in generale, americana, consiste nelle modalità di impiego dell'etanolo. Infatti, anche se la legislazione europea permette di miscelare direttamente l'etanolo alla benzina - nella misura massima del 5% in volume - esiste un orientamento generale verso l'uso dell'etanolo sotto forma di ETBE, etere etil ter-butilico, ottenuto per sintesi catalitica da etanolo ed isobutene.

La ragione di tale scelta risiede nel fatto che, rispetto agli alcoli, gli eteri (ETBE e prodotti di sintesi simili per struttura e proprietà come l'MTBE, etere metil ter-butilico, o il TAME, etere metil ter-amilico) presentano minori problemi di compatibilità con le benzine perché non danno luogo a fenomeni di smiscelazione in presenza di acqua e non formano azeotropi volatili con gli idrocarburi leggeri, e sono quindi preferiti dai

produttori/distributori di carburante, che li utilizzano come additivi nella formulazione delle benzine per la capacità di aumentarne il numero di ottano.

Di conseguenza, la maggior parte dell'etanolo utilizzato come additivo della benzina nell'Unione Europea viene immesso al consumo come ETBE, mentre l'etanolo puro è utilizzato soprattutto per l'alimentazione di veicoli "flexifuel", progettati per utilizzare miscele ad elevato tenore di alcol (85% in volume nella miscela nota come E85, già distribuita in rete in Svezia) o altri mezzi appositamente modificati per l'uso di questo carburante.

Anche se L'ETBE viene preso in considerazione in quanto additivo ossigenato della benzina, e non come un vero e proprio carburante di sostituzione, la definizione di "biocarburante" è comunque da ritenersi corretta, in quanto l'etanolo presente nell'ETBE, che ne costituisce la componente rinnovabile nella percentuale del 47% in peso sul totale, sostituisce effettivamente una certa quantità di combustibile fossile (4-6% in peso a seconda della percentuale di aggiunta dell'etere).

La produzione industriale dell'ETBE può essere - ed è in qualche caso - effettuata negli stessi impianti che producono MTBE e/o altri eteri simili (più di 50 impianti in funzione in Europa nel 2004, con una capacità produttiva stimata annua di 3 Mt). Esistono comunque diversi impianti specificamente dedicati alla produzione di ETBE, di cui si riportano in tabella 8.5 la localizzazione e la capacità produttiva.

Nel corso del 2005 sono state prodotte nell'Unione Europea 1.940.000 t di ETBE, corrispondenti alla trasformazione di 965.000 t di etanolo, in parte di produzione europea e in parte importate [Fonte: EFOA, 2006].

Tabella 8.5 - Capacità produttiva e localizzazione dei principali impianti europei per la produzione di ETBE

Paese	Località	Capacità produttiva (t/anno)
Finlandia	Porvoo	94.000
Francia	Dunkerkerque	65.000
	Feyzin	82.000
	Gonfreville	59.000
Germania	Karlsruhe	163.000
	Schwedt	160.000
	Vohburg	37.000
Italia	Gela	45.000
	Sarroch	236.000
Polonia	Plock	120.000
Portogallo	Sines	50.000
Spagna	Algeciras	53.000
	Bilbao	74.000
	Huelva	50.000
	La Coruna	50.000
	Puertollano	45.000
	Tarragona	143.000
Totale		1.526.000

Fonte: EFOA - European Fuel Oxygenates Association, 2006

La crescente richiesta di bioetanolo da parte del mercato americano e, anche se in misura minore, europeo e di altri Paesi (come il Giappone, dove è stato siglato alla fine del 2005 un accordo commerciale con la compagnia brasiliana Petrobras per l'acquisto di etanolo da utilizzare come additivo ossigenato, con l'obiettivo di arrivare a sostituire fino al 3% della benzina distribuita sul proprio territorio), ha incrementato fortemente negli ultimi anni il commercio internazionale di questo prodotto, che vede attualmente come maggiore esportatore il Brasile (16% della produzione totale del 2005 destinato all'esportazione [Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006]) e gli Stati Uniti come principale importatore. È interessante notare che, seguendo l'esempio brasiliano, anche alcuni Paesi dell'America Centrale hanno iniziato da qualche anno a produrre etanolo per l'esportazione, soprattutto negli USA (tabella 8.6).

Tabella 8.6 - Importazioni di etanolo negli Stati Uniti. Anni 2002-2005

Paese di provenienza	Importazione annua di bioetanolo (migliaia di tonnellate)			
	2002	2003	2004	2005
Brasile	0	0	270	93
Costarica	36	44	76	100
El Salvador	13	21	17	71
Giamaica	87	117	109	108
Trinidad & Tobago	0	0	0	30
Totale	136	182	477	403

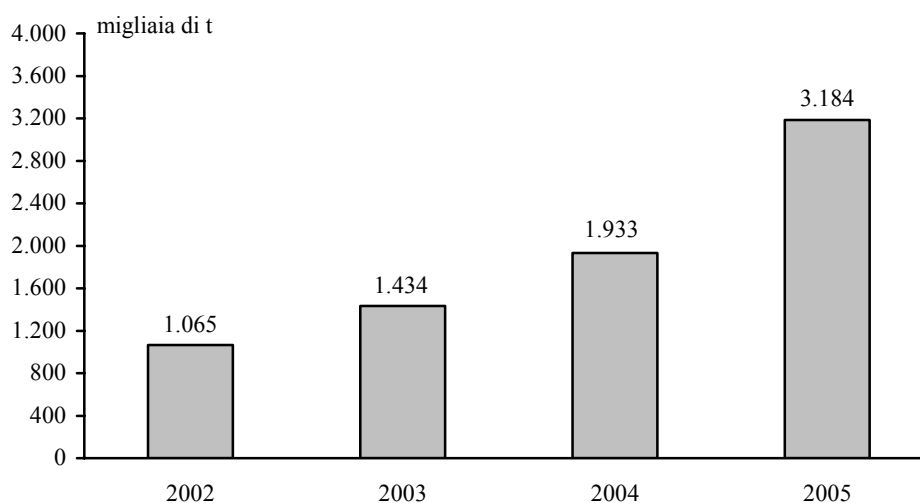
Fonte: Renewable Fuel Association (USA), 2006

Per quel che riguarda in particolare l'Unione Europea, pur non esistendo dati relativi all'importazione di etanolo da utilizzare come biocarburante, si evidenzia una crescita rilevante delle importazioni totali di etanolo, di diversa tipologia e qualità, che passano da una media di 1.447.839 hl/anno (circa 114.000 t/anno) nel triennio 1999-2001 a 2.564.226 hl/anno (più di 200.000 t/anno) in quello successivo, con un incremento maggiore del 77%. Nel triennio 2002-2004 i principali Paesi fornitori sono stati nell'ordine Brasile (649.640 hl/anno), Pakistan (501.745 hl/anno) e Guatemala (223.782 hl/anno). [Fonte: Commissione Europea, febbraio 2006].

8.1.2 Filiera biodiesel

Come si è detto precedentemente, il biodiesel è il biocarburante maggiormente diffuso nei paesi europei, e la sua produzione industriale è concentrata quasi esclusivamente nel nostro continente. L'industria europea del biodiesel è in costante crescita (figura 8.3), di pari passo con la continua espansione del relativo mercato, al punto che la produzione ha registrato nel 2005 un incremento del 65% rispetto a quella dell'anno precedente, arrivando a quasi 3,2 milioni di tonnellate. I principali Paesi produttori sono nell'ordine Germania, Francia e Italia (che, con una produzione di 396.000 t, ha rappresentato nel 2005 il 12% circa del totale), ma ben 10 Paesi su 25 dell'Unione Europea presentano produzioni industriali superiori alle 50.000 tonnellate nel 2005 e, relativamente alla capacità produttiva per l'anno 2006, le stime disponibili indicano un numero di Paesi ancora maggiore. I dati relativi alla produzione di biodiesel nella UE per gli anni 2002-2005 e alla capacità produttiva stimata per il 2006 (con un margine di errore pari a +/- 5%) sono riportati nella tabella 8.7.

Figura 8.3 - Produzione di biodiesel nei Paesi dell'Unione Europea. Anni 2002-2005



Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Tabella 8.7 - Produzione di biodiesel nei Paesi dell'Unione Europea. Anni 2002-2005

Paese	Produzione annua di biodiesel (migliaia di t)				Capacità produttiva stimata (migliaia di t)
	2002	2003	2004	2005	2006
Germania	450	715	1.35	1.669	2.681
Francia	366	357	348	492	775
Italia	210	273	320	396	857
Repubblica Ceca	-	-	60*	133	203
Polonia	-	-	-	100	150
Austria	25	32	57	85	134
Slovacchia	-	-	15	78	89
Spagna	-	6	13	73	224
Danimarca	10	40	70*	71	81
Regno Unito	3	9	9	51	445
Slovenia	-	-	-	8	17
Estonia	-	-	-	7	20
Lituania	-	-	5	7	10
Lettonia	-	-	-	5	8
Grecia	-	-	-	3	75
Malta	-	-	-	2	3
Belgio	-	-	-	1	85
Cipro	-	-	-	1	2
Portogallo	-	-	-	1	146
Svezia	1	1	1,4	1	52
Totale	1.065	1.434	1.933,4	3.184	6.069

* margine di errore +/- 10%

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

Le materie prime impiegate per la produzione di biodiesel sono essenzialmente oli vegetali (in primo luogo colza - all'origine della sigla RME, *Rapeseed Methyl Ester*, con la quale viene a volte indicato il prodotto - girasole, soia e palma), ma anche grassi animali provenienti dall'industria di macellazione e lavorazione delle carni e, in qualche caso, oli esausti di recupero provenienti da industrie alimentari, ristorazione collettiva o raccolta differenziata da utenze domestiche. In realtà, infatti, il termine biodiesel è puramente convenzionale, in quanto il prodotto viene correttamente definito come FAME (Fatty Acid Methyl Ester) e la normativa che ne stabilisce caratteristiche e modalità di impiego non indica a priori quali debbano essere le materie prime di provenienza. Di conseguenza, le industrie che producono biodiesel utilizzano di solito un mix di diverse materie prime (anche se il costituente principale è quasi sempre l'olio di colza), opportunamente bilanciato in modo da arrivare ad un prodotto finale rispondente agli standard richiesti per la commercializzazione nei Paesi dell'Unione Europea.

A differenza di quanto avviene per l'etanolo nei riguardi della benzina, il biodiesel è un prodotto con caratteristiche chimico-fisiche molto simili a quelle del gasolio e può quindi essere mescolato con quest'ultimo in qualsiasi percentuale o utilizzato puro per l'alimentazione degli autoveicoli diesel senza che questo richieda l'adozione di particolari precauzioni, tranne che nei veicoli più vecchi che possono presentare qualche problema di incompatibilità di guarnizioni e/o componenti in plastica dei sistemi di alimentazione, che rischierebbero di essere danneggiati dal contatto con il biodiesel a causa dell'elevato potere solvente di quest'ultimo nei riguardi di alcuni polimeri organici.

Partendo comunque dal presupposto di favorire l'impiego diffuso del biodiesel, evitando al tempo stesso qualsiasi problema per i veicoli che si trovano ad utilizzare questo prodotto, le normative in vigore in diversi Paesi Europei, Italia compresa (decreto legislativo n. 128/2005 e disposizioni successive) fissano il limite massimo del 5% di aggiunta nel gasolio per l'immissione delle miscele gasolio/biodiesel alla libera distribuzione presso le stazioni di servizio della rete stradale e autostradale, mentre le miscele con tenori di biodiesel più elevati e biodiesel puro possono essere utilizzati solo su veicoli di flotte, pubbliche o private, previa omologazione degli stessi o, se distribuite in rete, da dispositivi di rifornimento che indichino chiaramente la natura del carburante erogato.

L'esempio più rilevante di distribuzione di biodiesel puro, mediante apposite colonnine, nelle comuni stazioni di rifornimento stradali è rappresentato dalla Germania (e, in misura minore, dall'Austria), dove è ormai presente una rete di distribuzione capillare che rende disponibile questo biocarburante per tutti gli utenti intenzionati a farne uso.

Le tecnologie di produzione del biodiesel sono relativamente semplici e le rese di conversione molto alte (> 90%). Le grandi dimensioni degli impianti e il notevole livello di automazione delle operazioni garantiscono una qualità elevata e costante dei prodotti e consentono una certa flessibilità di impiego di diverse materie prime.

Per quel che riguarda le fonti di approvvigionamento delle materie prime, è difficile reperire dati attendibili in quanto il mercato degli oli vegetali no-food è strettamente connesso a quello degli oli alimentari, con possibili passaggi dall'uno all'altro di partite utilizzate per finalità diverse da quelle per cui erano state prodotte e/o vendute.

Alcuni dati sulla produzione mondiale di oli vegetali negli ultimi anni, con l'indicazione dei principali paesi produttori, sono riportati in tabella 8.8.

Tabella 8.8 - Produzione mondiale di oli vegetali. Anni 2002-2004 (dal 1 luglio di un anno al 30 giugno del successivo)

Olio	Paese	Produzione annua (milioni di t)	
		2003/2004	2002/2003
Soia	USA	7,7	8,4
	Brasile	5,6	5,3
	Argentina	4,7	4,4
	Cina	4,6	4,7
	Canada	2,6	3,0
	UE	2,6	3,0
	Altri	3,0	2,2
	Totale	30,8	31,0
Palma	Malesia	13,8	13,4
	Indonesia	11,4	10,3
	Altri	4,6	4,2
	Totale	29,8	27,9
Colza	UE	4,4	4,2
	Cina	4,1	3,7
	India	2,0	1,3
	Canada	1,4	1,0
	Altri	2,4	2,4
	Totale	14,3	12,4
Girasole	Ue	2,0	1,8
	Russia	1,7	1,4
	Argentina	1,2	1,4
	Ucraina	1,4	1,3
	Altri	3,3	2,8
	Totale	9,6	8,7
Altri		15,0	14,6
Totale		99,5	94,6

Fonte: OilWord, Amburgo (Germania), 2005

Gli oli vegetali impiegati in Europa per la produzione del biodiesel provengono per la maggior parte, specie per quel che riguarda colza e girasole, da Paesi UE o dell'Est Europa, e per il resto da paesi extra-europei, in particolare per quel che riguarda l'olio di palma, importato principalmente da Malesia e Indonesia.

A tale proposito, è però opportuno sottolineare come l'olio di palma rappresenti comunque una componente minore del mix di materie prime utilizzate dall'industria europea del biodiesel (circa 30.000 t nel 2005), e che tale uso non può in alcun modo essere considerato responsabile dei fenomeni di deforestazione e degrado ambientale verificatisi nei citati Paesi del Sud-Est asiatico. A puro titolo di riferimento, la produzione

mondiale di olio di palma è cresciuta di circa 10 milioni di tonnellate fra il 2001/2002 e il 2205/2006, e tale crescita è da imputare per la quasi totalità all'aumentata richiesta da parte del mercato alimentare, e non certo alla produzione di biodiesel [Fonte: Commissione Europea - Biofuels Progress Report, gennaio 2007].

Il maggiore produttore europeo di biodiesel è la Società francese Diester, che ha iniziato la propria attività nel 1993 e possiede diversi stabilimenti, con una capacità produttiva complessiva pari a circa 500.000 t/anno nel 2005, che dovrebbe essere portata a 960.000 t/anno entro la fine del 2008. Gli altri principali produttori sono il gruppo americano ADM (Archer Daniels Midland Company) e alcune società tedesche e italiane (tabella 8.9).

Tabella 8.9 - Capacità produttiva stimata dei principali produttori di biodiesel in Europa

Produttore	Paese	Capacità produttiva stimata (t/anno)
Diester Industrie	Francia	500.500
ADM	USA	420.000
Novaol	Italia	250.000
Mitteldeutsche Umesterungs Werke - MUW	Germania	180.000
Fox Petroli	Italia	150.000
Campa Biodiesel GmbH	Germania	120.000
Bio-Olwerk Magdeburg	Germania	100.000
EOP Biodiesel	Germania	325.000

Fonte: EurObserv'ER - Biofuels Barometer, 2006

La situazione è comunque in rapida evoluzione perchè tutti i principali operatori del settore stanno attualmente potenziando i propri impianti e realizzandone di nuovi per rispondere al prevedibile aumento della richiesta di biodiesel conseguente all'applicazione della Direttiva Europea n. 30/2003, mentre continuano ad affacciarsi sul mercato sempre nuovi produttori.

Fuori dell'Europa, esistono alcune produzioni limitate di biodiesel da olio di soia negli USA (dove in qualche caso si utilizzano anche oli esausti e grassi animali) e in America Latina. Gli impianti attualmente in funzione sono molto più piccoli di quelli europei ed hanno ancora per la maggior parte una valenza soprattutto dimostrativa.

In Brasile erano in funzione alla fine del 2005 7 impianti industriali di piccola taglia, che utilizzavano oli vegetali di provenienza locale (per la maggior parte soia), con una capacità produttiva complessiva di circa 100.000 t/anno di biodiesel [Fonte: Brazilian Ministry of External Relations, Department of Energy, 2006].

Impianti industriali per la produzione di biodiesel da olio di palma o di altre specie tropicali o sub-tropicali (jatropha) sono in progetto e/o in costruzione in alcuni Paesi asiatici, come Malesia ed India, nel quadro più generale di programmi governativi di incentivazione alla produzione di biocarburanti da materie prime locali.

8.1.3 La Direttiva Europea n. 30/2003: motivazioni strategiche e stato di attuazione

Nei primi anni '80, l'agricoltura europea si trovò a dover fronteggiare il problema di una sovrapproduzione di cereali, causata da una politica agricola comunitaria che incentivava in primo luogo l'aumento delle produzioni, che, non più collocabile sul mercato internazionale per la presenza di concorrenti più agguerriti, rischiava di mettere in crisi l'intero comparto produttivo. Prese allora corpo l'ipotesi di utilizzare queste materie prime - in modo del tutto analogo a quanto accadeva negli Stati Uniti con il mais e pur nella consapevolezza dei maggiori costi rispetto alla fonte fossile - per una produzione su larga scala di bioetanolo da miscelare direttamente nella benzina (nella misura del 5% in volume stabilita al termine di un lungo e faticoso negoziato fra la Commissione Europea, l'industria automobilistica e quella petrolifera) come additivo ossigenato altoottanico, anche in considerazione della necessità di dover procedere in tempi rapidi all'eliminazione

degli additivi a base di piombo (l'etanolo, come d'altronde molti altri alcoli ed eteri, possiede un elevato potere antidetonante).

Tale ipotesi, sostenuta da grandi gruppi agroindustriali, fu presa in considerazione in diversi Paesi, tra i quali anche l'Italia, ma la necessità di incentivi pubblici per renderla economicamente sostenibile e la scelta, da parte dei produttori di carburanti, di seguire altre vie per l'eliminazione del piombo dalla benzina, unitamente al venir meno dell'"emergenza eccedenze" in seguito all'introduzione massiccia della messa a riposo obbligatoria dei terreni agricoli (il cosiddetto "set-aside"), fecero sì che, in mancanza di chiare indicazioni da parte della Comunità Europea e di un reale interesse da parte delle autorità di governo dei singoli Stati membri, l'impiego delle miscele benzina/etanolo trovasse applicazione pratica solo in Francia, limitandosi in altre situazioni ad alcune iniziative a carattere dimostrativo (ad esempio, per quel che riguarda l'Italia, una estesa sperimentazione sui taxi della città di Bologna nella stagione invernale 1990-'91).

La situazione attuale è profondamente diversa in quanto oggi esiste, a livello europeo, la volontà politica di sostenere la crescita di un mercato dei biocarburanti, visti come l'unica soluzione realisticamente praticabile, per lo meno nel breve-medio termine, per ridurre la dipendenza del settore trasporti dai combustibili fossili e il conseguente contributo di tale settore alle emissioni di CO₂, oltre che come una importante opportunità per la diversificazione produttiva e la crescita economica dell'intero comparto agricolo ed agroindustriale dell'Unione Europea (che, per inciso, rappresenta in termini economici il più importante settore produttivo della UE). Tale volontà ha trovato concreta attuazione nell'emanazione della già citata Direttiva 2003/30/CE, che stabiliva l'introduzione progressiva negli Stati membri della UE, a partire dal 2005, di una quota percentuale di biocarburanti e altri carburanti da fonti rinnovabili (in primo luogo idrogeno) in sostituzione di analoghi quantitativi di benzina e gasolio, fino a raggiungere nel 2010 una percentuale di sostituzione pari al 5,75% del totale (è opportuno precisare che tali percentuali di sostituzione devono essere calcolate in base all'equivalenza energetica, prendendo a riferimento il potere calorifico inferiore dei singoli carburanti, e, di conseguenza, i quantitativi di biocarburanti richiesti sono maggiori di quelli calcolati come percentuale sul totale dei consumi espresso in tonnellate).

La Direttiva 2003/30/CE stabilisce che i biocarburanti possono essere immessi sul mercato nelle seguenti forme:

- puri o in miscela con una percentuale limitata di prodotto petrolifero (ad esempio la miscela E85, costituita per l'85% da bioetanolo, utilizzata per l'alimentazione dei veicoli "flexifuel");
- in miscela con prodotti petroliferi, anche in percentuali limitate di impiego come componenti o additivi;
- come componenti di derivati di sintesi (ETBE), utilizzati a loro volta come carburanti o additivi di benzina o gasolio.

Comunque, anche prima dell'emanazione della Direttiva 2003/30/CE, i biocarburanti erano già presenti sul mercato di diversi Paesi dell'Unione, con percentuali variabili a seconda dei casi, ma sempre tutto sommato marginali (figura 8.4). La Direttiva chiedeva in sostanza a tutti i Paesi Membri di adoperarsi per promuovere l'uso dei biocarburanti (o di altri carburanti rinnovabili), in accordo con gli obiettivi stabiliti a livello europeo, impegnandosi ad informare puntualmente la Commissione Europea sullo stato di attuazione della Direttiva stessa e, nel caso fossero stati fissati a livello nazionale obiettivi diversi da quelli indicati nella Direttiva, di motivare adeguatamente le ragioni di una simile scelta.

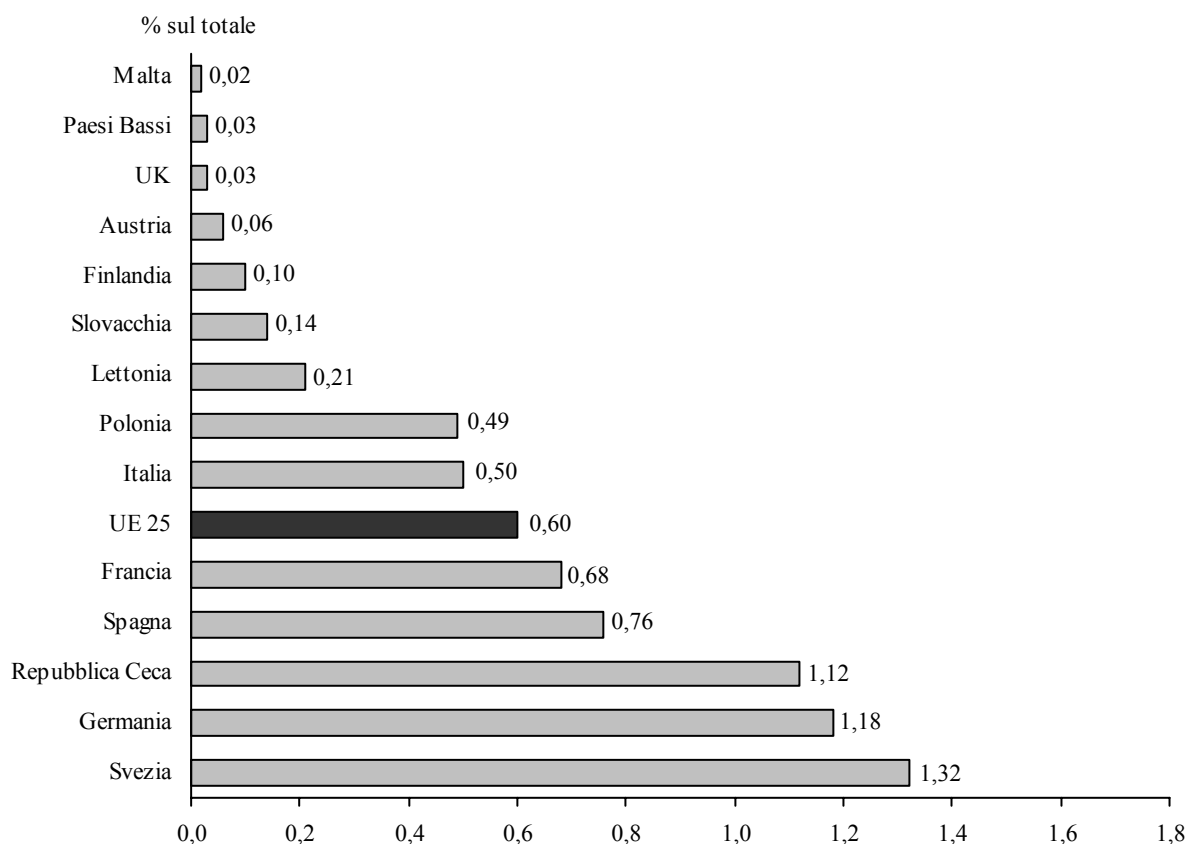
Gli obiettivi indicativi nazionali di sostituzione dei carburanti fossili con biocarburanti stabiliti nei diversi Paesi UE per il 2005 e comunicati ufficialmente alla Commissione sono riportati in figura 8.5 (per quel che riguarda l'Italia, è riportato come obiettivo l'1%, stabilito dal decreto legislativo n. 128 del 30 maggio 2005, senza tener conto della successiva correzione contenuta nella legge 81/2006).

In realtà, questi obiettivi sono stati raggiunti solo in parte. Alla fine del 2005, infatti, solo due Paesi (Germania e Svezia con percentuali di sostituzione rispettivamente pari al 3,75 e al 2,23% del totale) avevano raggiunto e superato l'obiettivo del 2% indicato per quell'anno dalla Direttiva. Di conseguenza, la quota di mercato dei biocarburanti nell'intera Unione Europea si attestava intorno al 52% del previsto, e le stime per il 2010 (dal 2,4 al 3,9% del consumo totale di carburanti) erano decisamente lontane dal valore stabilito del 5,75% [Fonte: Commissione Europea - Biofuels Progress Report, gennaio 2007].

Lo stato di attuazione della Direttiva 2003/30/CE è quindi ancora insoddisfacente e troppi Paesi mostrano sensibili ritardi nel raggiungimento degli obiettivi prefissati. Per ovviare a questa situazione, è probabile l'emanazione da parte della CE di disposizioni più stringenti che, seguendo l'esempio di alcuni Stati Membri che hanno già introdotto l'obbligo di incorporazione dei biocarburanti nei carburanti fossili immessi al consumo sul territorio nazionale (Francia e Austria nel 2005, Slovacchia nel 2006, Repubblica Ceca, Germania, Italia e Paesi Bassi nel 2007), dovrebbero prevedere la trasformazione degli obiettivi di sostituzione da indicativi a obbligatori, con possibili sanzioni per i Paesi inadempienti.

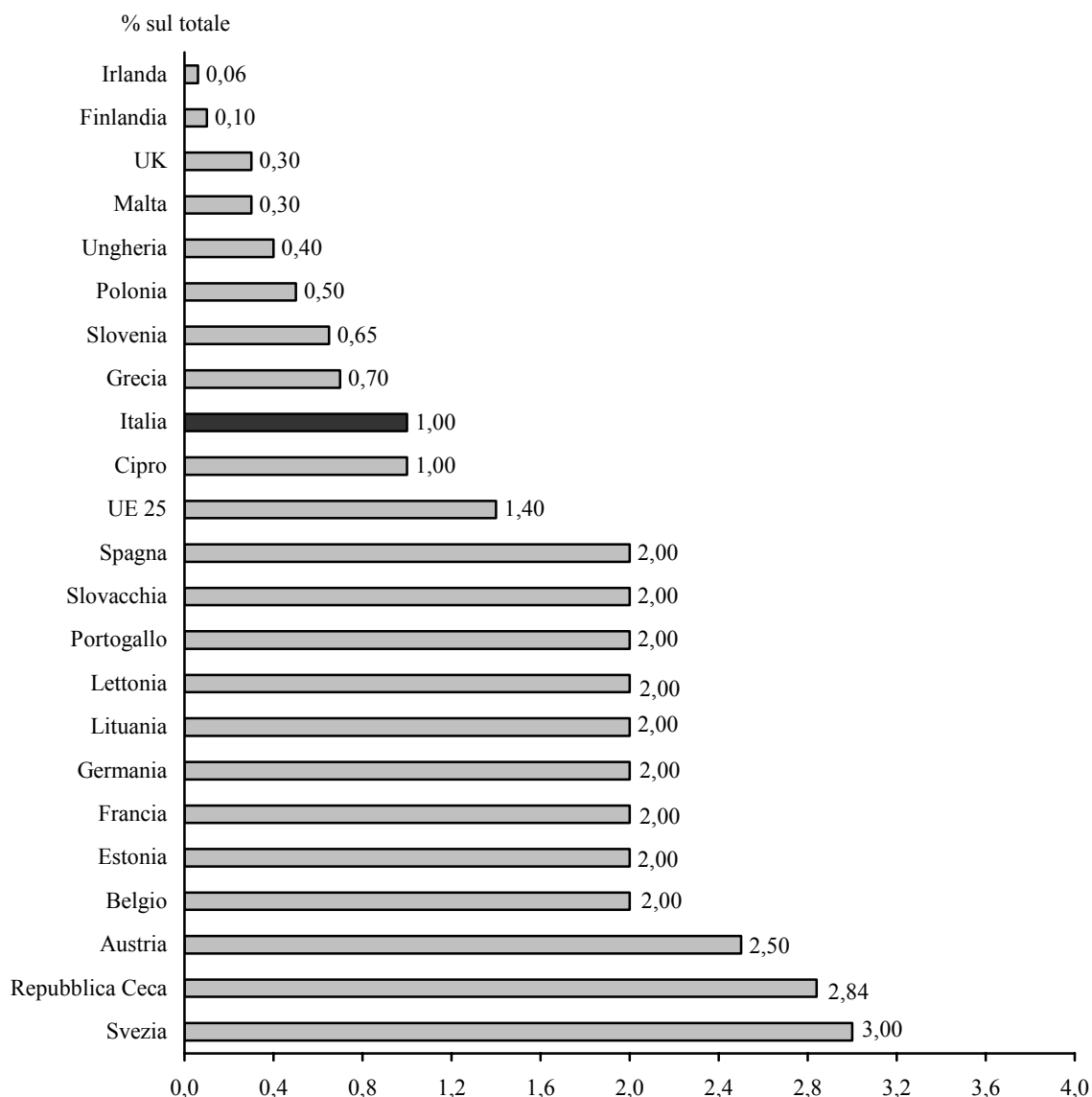
L'obiettivo di sostituire il 5,75% del totale dei carburanti utilizzati nel settore dei trasporti nella UE nel 2010 è sicuramente ambizioso, sia in termini di produzione industriale, sia per i riflessi sul sistema agricolo europeo nel suo complesso. Per quel che riguarda i quantitativi di biocarburanti da produrre (o, eventualmente, importare) si stima che, considerando la necessità di sostituire nel 2010 un quantitativo di carburanti di origine fossile pari a 18,6 milioni di t (5,75% del totale dei consumi previsti), siano necessari 24 milioni di t di biocarburanti.

Figura 8.4 - Mercato dei biocarburanti (% di sostituzione dei combustibili fossili, come equivalente energetico) nei Paesi dell'Unione Europea. Anno 2003



Fonte: Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, 2006

Figura 8.5 - Obiettivi indicativi nazionali di sostituzione dei combustibili fossili con biocarburanti (come equivalente energetico) nei Paesi dell'Unione Europea. Anno 2005



Fonte: Commissione Europea, DG Energia e Trasporti, 2006

Se tutte le materie prime necessarie per produrre questi biocarburanti dovessero essere coltivate sul territorio della UE, un simile quantitativo richiederebbe un impegno di terreni agricoli pari a 15-18 milioni di ha, che rappresentano il 14-17% dell'intera superficie agricola europea (103,6 milioni di ha) nel 2006 [Fonte: Commissione Europea, DG Agricoltura e Sviluppo Rurale, 2006].

È evidente che, pur considerando un sensibile incremento della superficie attualmente destinata a coltivazioni a scopo energetico (energy crops) nei diversi Paesi UE (in costante aumento negli ultimi anni, fino a raggiungere 1,8 milioni di ha nel 2005, come mostrato in tabella 8.10, gli obiettivi stabiliti dalla Direttiva 2003/30/CE o altri ancora più ambiziosi potranno essere raggiunti solo ricorrendo a consistenti importazioni di materie prime e/o prodotti finiti da Paesi terzi.

Tabella 8.10 - Superficie destinata a coltivazioni energetiche nella UE. Anni 2003-2005

Tipologia di coltura	Superfici utilizzate (milioni di ha)		
	2003 (UE 15)	2004 (UE 25)	2005 (UE 25)
Su terreni a set-aside	0,9	0,6	0,9
Con il sussidio per le colture energetiche	-	0,3	0,5
Senza alcun regime specifico di aiuti	0,3	0,5	0,4
Totale	1,2	1,4	1,8

Fonte: Commissione Europea, DG Agricoltura e Sviluppo Rurale, 2006

8.2 I biocarburanti in Italia: le possibili filiere agro-energetiche

8.2.1 Produzione e utilizzazione dei biocarburanti in Italia

Nel panorama europeo di produzione e utilizzazione dei biocarburanti, l'Italia si distingue per la presenza di una significativa produzione di biodiesel e per la sostanziale assenza della filiera bioetanolo.

Nel nostro Paese, infatti, la produzione industriale di biodiesel è stata avviata a partire dal 1992, nell'ambito di un progetto dimostrativo europeo che riguardava solo Italia e Francia, e gli impianti oggi in funzione hanno una capacità produttiva stimata in circa 800.000 - 850.000 t/anno per il 2006, con previsione di incremento a 1.200.000 t/anno nel 2007, ben superiore alle produzioni attuali (396.000 t, di cui però solo poco più di 188.000 per il mercato interno, nel 2005) [Fonti: European Biodiesel Board / Assobiodiesel, 2006].

Per favorire la nascita di un'industria e di un mercato nazionali del biodiesel, tenuto conto dei costi di produzione più elevati e del conseguente prezzo di vendita non competitivo di questo prodotto rispetto al gasolio, la soluzione finora prescelta è stata quella dell'esenzione dall'imposta di fabbricazione sui carburanti (accisa) per un determinato "contingente" di biodiesel, ripartito di anno in anno fra i diversi produttori nazionali ed europei interessati, la cui entità è variata nel tempo oscillando fra le 125.000 e le 300.000 t/anno, riportate a 200.000 t/anno con la Legge Finanziaria 2005 e a 250.000 t/anno - anche se con accisa ridotta e non più in esenzione totale - dalla Legge Finanziaria 2007.

La capacità produttiva e la localizzazione degli impianti industriali di produzione di biodiesel assegnatari di aliquote del contingente defiscalizzato sono riportati in tabella 8.11. Il fatto che gran parte di questi impianti si trovino in prossimità di porti o di grandi vie di comunicazione (svincoli autostradali, stazioni ferroviarie ecc.), è un chiaro indice della tendenza ad utilizzare prevalentemente materie prime di provenienza estera piuttosto che locale.

La mancanza di un quadro di riferimento stabile, sia per quel che riguarda la durata del regime di esenzione fiscale (la defiscalizzazione del biodiesel è stata di volta in volta giustificata nell'ambito di "progetti dimostrativi" della durata prevista di pochi anni), sia relativamente all'entità del contingente, rimessa in discussione praticamente in occasione di ogni nuova Legge Finanziaria, hanno determinato una notevole differenza fra produzione, che comprende ormai stabilmente una notevole quota per il mercato estero, e immissione al consumo per il mercato interno. Questa situazione, insieme al fatto che l'entità del contingente defiscalizzato si riferiva in passato al biodiesel collocato sul mercato dal 1 luglio dell'anno di riferimento al 30 giugno di quello successivo e che le quote di produzione non utilizzate in un determinato anno potessero essere ridistribuite l'anno seguente fra i soggetti che ne facevano richiesta, è probabilmente la causa principale della difficoltà di sovrapposizione e comparazione fra i dati statistici provenienti da diverse fonti relativamente ai quantitativi di biodiesel prodotti ed effettivamente utilizzati nel nostro Paese.

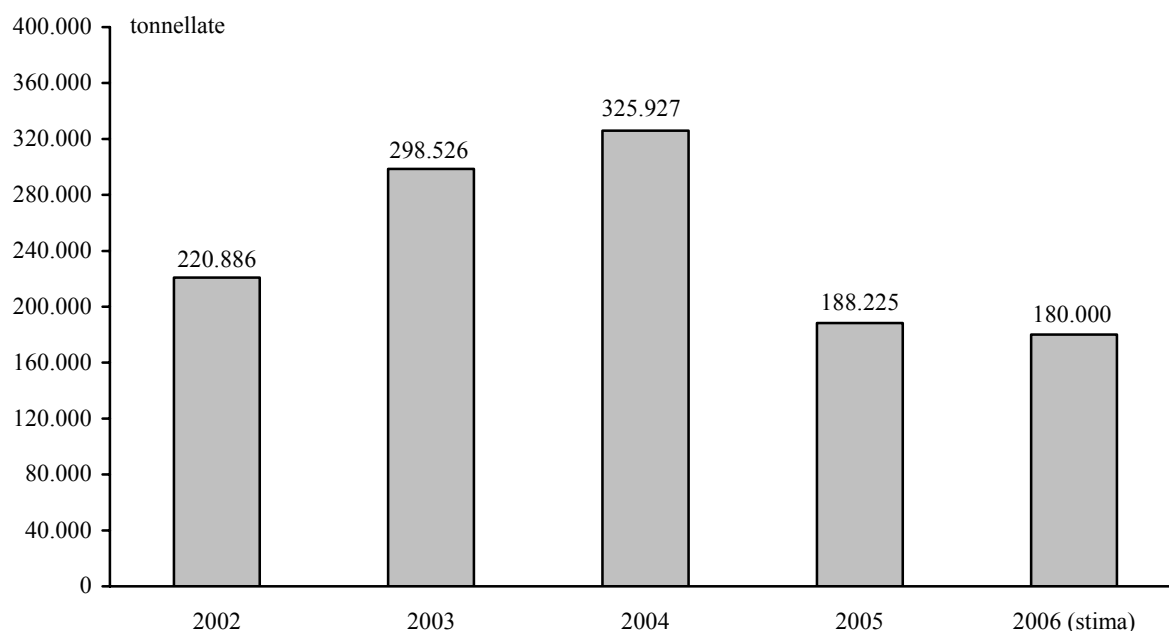
Tabella 8.11 - Localizzazione e capacità produttiva degli impianti di biodiesel assegnatari di quote del contingente di produzione esente da accisa. Anno 2006

	Produttore	Località	Capacità produttiva (t/anno)
1	Biodiesel Karnten Gmbh	Arnoldstain - Austria	25.000
2	Bionor Transformacion S.A.	Berantevilla - Spagna	23.000
3	Campa Biodiesel	Ochsenfurt - Germania	150.000
4	Comlube S.r.l.	Castenedolo (Brescia)	120.000
5	Diester Industrie S.a.s.	Gran Couronne (Rouen) - Francia	250.000
6	DP Lubrificanti S.r.l.	Vasto (CH)	155.520
7	Fox Petroli S.p.A	Monopoli (BA)	131.370
8	Ital Bi Oil	Ferrandina (MT)	120.000
9	Mythen S.p.A	Marl/Neuss - Germania	200.000
10	New	Bruck/Leitha - Austria	280.000
11	Novaol Austria Gmbh	Livorno	30.000
12	Novaol S.r.l.	Solbiate Olona (VA)	250.000
13	Oil. B. S.r.l.	Vercelli	200.000
14	PoliOli S.p.a	Neuss -Germania	20.000
15	Rheinsche Bioester		150.000
	Totale		2.104.890

Fonte: Agenzia Dogane - Roma, 2006

I quantitativi di biodiesel prodotti e immessi al consumo sul mercato italiano in regime di esenzione totale dall'accisa negli ultimi anni sono riportati nel grafico di figura 8.6.

Figura 8.6 - Produzione di biodiesel per il mercato italiano. Anni 2002-2006



Fonte: Assobiodiesel, 2006

Per quel che riguarda invece il bioetanolo, sono attualmente in fase di avvio iniziative industriali di rilevanti dimensioni per la sua produzione e trasformazione in ETBE, tenuto conto che anche per questi prodotti era già stata prevista fin dal 2001 una defiscalizzazione fino ad un tetto massimo corrispondente ad una produzione di circa 78.000 t/anno di etanolo (2005). L'assenza di una chiara normativa di riferimento per la produzione e commercializzazione di bioetanolo in esenzione di accisa, anche in conseguenza della mancata autorizzazione da parte della DG Concorrenza della CE, ha però fatto sì che nel 2005 solo 99.600 hl di etanolo importato (corrispondenti a poco più

di 7.500 t di etanolo anidro) siano state effettivamente immesse sul mercato, previa anidrifazione e trasformazione in ETBE [Fonte: Assodistil, 2006].

È difficile fornire una stima attendibile dell'effettiva capacità produttiva di bioetanolo da parte dell'industria nazionale della distillazione, concentrata prevalentemente nel Nord Italia. A puro titolo di riferimento, nel corso del 2005 sono state prodotte a partire da diverse materie prime (vino, vinacce, melasso di barbabietola, cereali, frutta) 1.610.000 ettanidri (hn) di etanolo, corrispondenti a circa 127.000 t, utilizzato in parte anche come biocarburante fuori dei confini nazionali. Alcuni dati relativi alla distribuzione delle distillerie sul territorio nazionale (75 stabilimenti associati ad Assodistil - Associazione Nazionale Industriali Distillatori di Alcoli e di Acquaviti, che rappresentano circa il 95% della produzione italiana) e alla produzione di etanolo in Italia negli ultimi anni sono riportate in tabella 8.12 e figura 8.7.

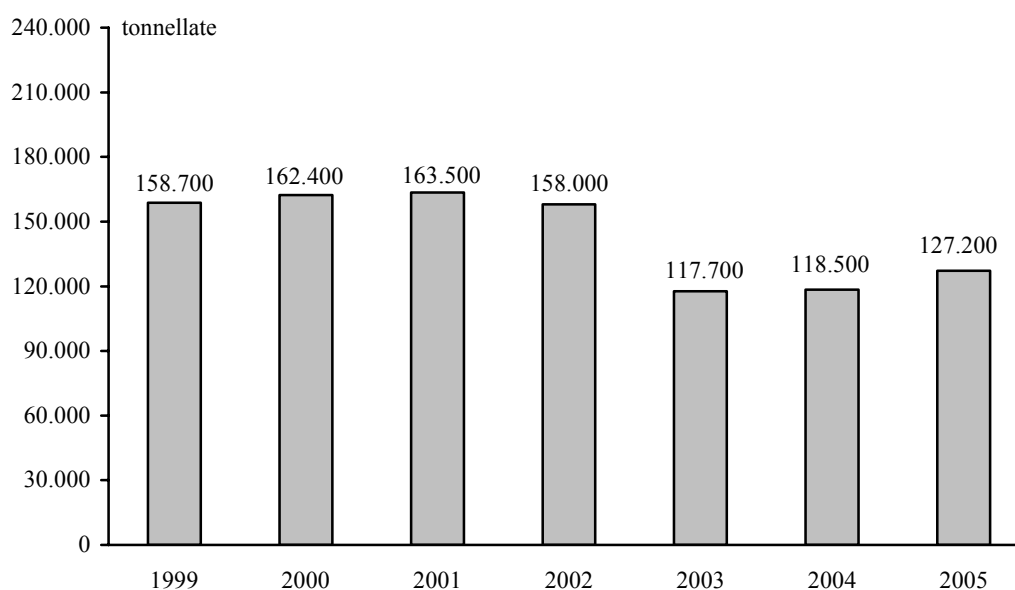
Tabella 8.12 - Italia: distribuzione delle distillerie (*)

Regione	N. distillerie
Valle d'Aosta	-
Piemonte	11
Lombardia	8
Veneto	8
Trentino - Alto Adige	8
Friuli Venezia Giulia	7
Liguria	-
Emilia - Romagna	14
Toscana	3
Umbria	1
Marche	-
Lazio	1
Abruzzo	1
Molise	-
Campania	2
Puglia	4
Basilicata	-
Calabria	-
Sicilia	6
Sardegna	1
Totale	75

(*) stabilimenti associati ad Assodistil

Fonte: Assodistil, 2006

Figura 8.7 - Produzione di etanolo in Italia. Anni 1999-2005



Fonte: elaborazione ENEA su dati Assodistil, 2006

Per quel che riguarda invece la capacità di produzione di etanolo anidro, utilizzabile per l'incorporazione diretta nella benzina o per la trasformazione in ETBE, questa è attualmente di circa 3.000.000 di hl/anno, suddivisi fra le Società Alcoplus (400.000 hl/anno), Silcompa (600.000 t/anno) e IMA (2.000.000 t/anno), unica azienda italiana, su un totale di 17 nella UE, ammessa finora a partecipare alle gare comunitarie per l'aggiudicazione di alcol di origine vinicola per la carburazione [Fonte: Assodistil, 2006].

Dal momento che l'impiego diretto dell'etanolo in miscela con la benzina pone una serie di problemi di natura tecnica, come l'aumento delle emissioni evaporative di composti organici volatili (COV) per formazione di azeotropi bassobollenti o la separazione in presenza di acqua, con perdita di capacità antidetonante della miscela, la conversione di questo prodotto in ETBE rappresenta, come si è detto, la via di gran lunga preferita dai produttori europei di carburanti per la sua utilizzazione su larga scala.

Una produzione pilota di ETBE fu avviata in Italia già nel 1992 dalla Società Ecofuel del Gruppo ENI presso il proprio impianto di Ravenna (il primo impianto al mondo a produrre industrialmente MTBE fin dal 1973), utilizzando etanolo ricavato dalla distillazione di prodotti agricoli eccedentari e immesso sul mercato dalla Comunità Europea a prezzi particolarmente favorevoli (e senza alcun legame con i reali costi di produzione) con l'unico scopo di ridurre i costi di stoccaggio di un prodotto altrimenti inutilizzato. Nei due anni successivi furono prodotte nello stesso impianto circa 100.000 tonnellate di ETBE [Fonte: ENI, 2006], utilizzate per l'additivazione di benzine senza piombo distribuite dalla rete nazionale, finché la produzione non venne sospesa per l'impossibilità di reperire sul mercato etanolo a costi competitivi.

L'attuale produzione italiana di ETBE utilizza come materia prima etanolo di importazione ed è destinata per la maggior parte al mercato estero. La capacità produttiva degli impianti per la conversione di etanolo in ETBE presenti sul territorio nazionale è di circa 280.000 t/anno (corrispondenti a 131.000 tonnellate di bioetanolo), ma è opportuno ricordare che l'ETBE potrebbe essere prodotto, se necessario, anche negli impianti attualmente utilizzati per la produzione di altri eteri (MTBE e TAME), arrivando ad una capacità produttiva totale stimabile intorno alle 600.000 t/anno [Fonte: EFOA/Lyondell, 2006].

8.2.2 Il quadro di riferimento normativo e legislativo: modalità di impiego e mercato potenziale dei biocarburanti in Italia

È opinione comune che l'uso dei biocarburanti comporti benefici di carattere ambientale, sia per quel che riguarda la riduzione delle emissioni inquinanti dei veicoli che li utilizzano sia, più in generale, perché sostituiscono quantitativi corrispondenti di combustibili fossili, contribuendo a ridurre la produzione di gas climalteranti, in primo luogo CO₂.

Nella realtà dei fatti, pur esistendo, ad esempio, una vasta letteratura tecnico-scientifica che documenta il minor impatto ambientale dei motori endotermici e dei bruciatori per caldaie alimentati a biodiesel rispetto a quelli alimentati a gasolio, non si possono purtroppo trarre conclusioni di carattere generale valide per i diversi tipi di inquinanti, perché ogni risultato è strettamente influenzato dalle condizioni di prova: tipo di impiego, ad esempio urbano o extraurbano, tipo di motorizzazione, anzianità del motore e stato di manutenzione etc. Analogamente, i dati relativi alle emissioni di miscele biodiesel/gasolio sono ancora insufficienti, nonostante anni di sperimentazione, per trarne conclusioni definitive, anche se è chiaro che, andando verso miscele con contenuti di biodiesel ridotti (5% o meno), le differenze rispetto al gasolio puro diventano praticamente inesistenti.

E' comunque evidente che è impossibile effettuare qualunque tipo di valutazione sugli effetti ambientali e, più in generale, sulla reale "fungibilità" (termine che indica la possibilità di utilizzare indifferentemente un carburante tradizionale o un biocarburante senza avvertire differenze nelle prestazioni o subire conseguenze di alcun genere per l'autoveicolo, da parte di un comune utente che faccia rifornimento presso un distributore

stradale) di un biocarburante se non si ha a che fare con un prodotto dalle caratteristiche ben definite e costanti nel tempo, cioè con un prodotto standardizzato.

L'adozione di uno standard comune di qualità da parte dei produttori industriali costituisce inoltre un presupposto indispensabile per la commercializzazione di un nuovo prodotto, come ad esempio il biodiesel, e per l'ottenimento delle necessarie garanzie per il suo impiego da parte dei costruttori di autoveicoli (o di bruciatori, se destinato al riscaldamento).

L'emanazione di una specifica normativa tecnica relativa prima alla miscelazione dell'etanolo e dei composti organici ossigenati nella benzina e, successivamente, alla standardizzazione del biodiesel, ha richiesto lunghi anni di lavoro da parte dei competenti organi tecnici nazionali ed europei, che si sono trovati più volte a fare i conti con l'accavallarsi di norme diverse e a volte contrastanti. In molti casi, l'adozione degli standard comunitari definiti dal CEN (Comitato Europeo di Normazione) ha costretto gli Enti di normazione nazionali ad abrogare o rivedere norme già emanate.

In particolare, questo si è verificato in Italia nel caso del biodiesel - per il quale le prime proposte di normazione risalgono al 1993 - le cui caratteristiche merceologiche e fiscali per l'impiego nei settori del riscaldamento (che ha assorbito fino al 2000 la quasi totalità del biodiesel venduto nel nostro Paese) e dell'autotrazione furono definite dall'UNI nel 2001 e modificate successivamente con l'adozione della normativa europea (EN 14213 e EN 14214 per quel che riguarda le caratteristiche del biodiesel ed EN 590 per le caratteristiche delle miscele gasolio/biodiesel per l'alimentazione degli autoveicoli), alla cui elaborazione ha contribuito come organo tecnico per il nostro Paese il CTI - Comitato Termotecnico Italiano.

Il biodiesel è entrato come prodotto energetico nell'ordinamento giuridico nazionale fin dal 1994 con il Testo Unico delle Accise (Decreto legislativo n. 504/94) e la normativa italiana lo ha sempre assimilato in sostanza al gasolio, al punto che gli impianti di produzione, stoccaggio e distribuzione del biodiesel seguono le stesse leggi in materia di autorizzazioni, disciplina ambientale, controlli fiscali e sicurezza che si applicano agli oli minerali.

Le principali caratteristiche merceologiche e fiscali da rispettare per la commercializzazione del biodiesel in Italia sono riportate in tabella 8.13. La definizione di tali caratteristiche ha ovviamente un'importanza che va ben al di là della pura e semplice prevenzione di possibili frodi, in quanto il rispetto di alcuni parametri, non tutti riportati nella tabella 8.13, ma presi comunque in considerazione dalle norme CEN, risulta critico per assicurare la piena compatibilità del biodiesel con gli attuali motori (a puro titolo di esempio, un valore troppo elevato del numero di iodio è indice di una minore stabilità all'ossidazione e, conseguentemente, di una maggiore tendenza alla formazione di prodotti indesiderati dannosi per i motori e il sistema di alimentazione del carburante).

Tabella 8.13 - Caratteristiche merceologiche e fiscali per il biodiesel venduto in Italia

Caratteristica ⁽¹⁾	Unità di misura	Valore		Metodo di Prova
		Min	Max	
Metilesteri	% m/m	96,5		EN 14103
Monogliceridi	% m/m		0,80	EN 14105
Digliceridi	% m/m		0,20	EN 14105
Trigliceridi	% m/m		0,20	EN 14105
Metanolo ⁽²⁾	% m/m		0,20	EN 14110
Estere metilico dell'acido linolenico ⁽³⁾	% m/m		12,0	EN 14103
Numero di iodio ⁽⁴⁾	g I ₂ /100 g		120	EN 14111
Aspetto		Limpido		Esame visivo
⁽¹⁾ Le caratteristiche e i metodi di prova sono ricavati dalle norme UNI 10946 e 10947 (o loro modifiche EN14213-2002) che sostituiscono la precedente norma UNI 10635				
^{(2) (3)} Le caratteristiche non si applicano al biodiesel destinato al riscaldamento				
⁽⁴⁾ Nel caso del biodiesel destinato al riscaldamento il limite è 135 g I ₂ /100 g				

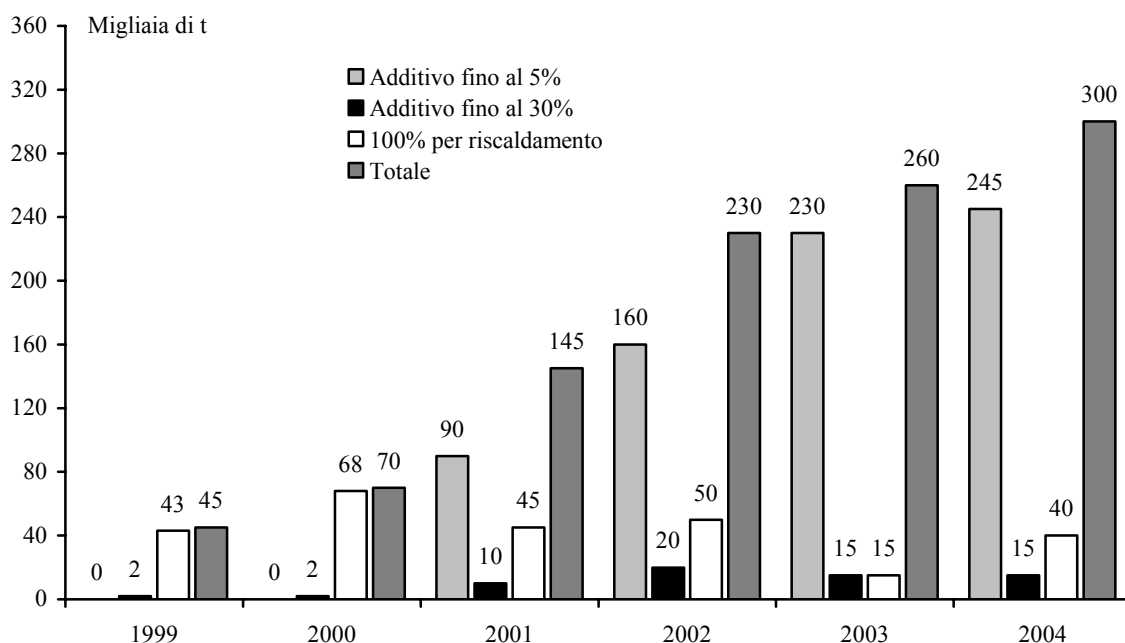
Fonte: DM 256/2003

In ogni caso, per evitare problemi agli autoveicoli per i quali non era stato previsto, all'epoca della costruzione, l'impiego di miscele contenenti una significativa percentuale di biodiesel, la normativa europea e la maggior parte di quelle nazionali fissano, come si è detto, il limite massimo del 5% di aggiunta nel gasolio per l'immissione delle miscele diesel/biodiesel alla libera distribuzione in rete.

Per quel che riguarda in particolare l'Italia, questa disposizione è stata riconfermata con il decreto legislativo n. 128/2005, che stabilisce che le miscele gasolio/biodiesel con tenori di biodiesel più elevati del 5% e il biodiesel puro possono essere distribuiti solo "extra rete" per essere utilizzati su veicoli di flotte, pubbliche o private, che dispongono di proprie stazioni di rifornimento non aperte al pubblico.

In realtà, come mostrato in figura 8.8, quella dell'incorporazione di percentuali limitate di biodiesel nel gasolio distribuito liberamente in rete è già da diversi anni la via preferenziale di utilizzazione del biodiesel nel nostro Paese, dal momento che l'elevato potere lubrificante del biodiesel lo rende di fatto un ottimo additivo per i gasoli a basso tenore di zolfo e, di conseguenza, la quasi totalità del prodotto commercializzato in Italia è presente sul mercato come componente in percentuali inferiori al 5% di miscele con questo tipo di gasolio, mentre solo una piccola quantità viene consumata come tale per riscaldamento o in miscele ad elevato tenore di biodiesel (fino al 30%), in genere per l'alimentazione di mezzi di trasporto pubblici.

Figura 8.8 – Italia: utilizzazione del biodiesel. Anni 1999-2004



Fonte: elaborazione ENEA su dati Assobiodiesel, 2004

L'eventuale decisione di autorizzare in futuro la distribuzione in rete anche di miscele con un tenore in biodiesel superiore al 5%, dipenderà dai risultati di uno specifico programma (tuttora da definire per quel che riguarda tempi, modalità di attuazione e soggetti coinvolti) per la valutazione del "bilancio ecologico" dei biocarburanti e degli effetti ambientali derivanti dall'uso, da parte di veicoli non specificamente adattati, di tali miscele, in particolare ai fini del rispetto delle normative in materia di emissioni.

Per quel che riguarda invece l'impiego del bioetanolo e del suo derivato ETBE in miscela con la benzina, le percentuali massime di aggiunta sono state fissate a suo tempo dalla Direttiva CEE n. 536/85, recepita dall'ordinamento italiano con il decreto legislativo 18 aprile 1994 n. 280, che definisce i composti organici ossigenati ammissibili quali

componenti e/o stabilizzanti di carburanti e, per ciascuno di essi, le percentuali massime di aggiunta (5% in volume per l'etanolo e 15% per l'ETBE).

Il mercato italiano dei biocarburanti (che, in sostanza, è stato almeno finora limitato al solo biodiesel) è stato in qualche modo sostenuto dalla decisione di esentare un determinato quantitativo di biodiesel (contingente) e, più di recente, di bioetanolo, dall'imposta di fabbricazione perchè potesse essere venduto ad un costo inferiore a quello dei corrispondenti prodotti petroliferi, ma è evidente che la pura e semplice defiscalizzazione del biocarburante non è di per sé in grado di dar vita ad una filiera produttiva completa, promuovendo l'uso di materie prime nazionali piuttosto che di importazione.

Una soluzione proposta per questo problema è quella di vincolare l'effettiva erogazione degli incentivi alla realizzazione di specifici "accordi di filiera" che, con riferimento ad un determinato contesto territoriale più o meno esteso, coinvolgano tutti i soggetti interessati, dagli agricoltori agli utilizzatori dei biocarburanti, e in tale direzione si era mossa la Legge Finanziaria 2006 che presentava, rispetto al passato, alcune significative novità, fra le quali il fatto di vincolare l'immissione al consumo di una frazione significativa del contingente defiscalizzato del biodiesel (20.000 tonnellate su un totale di 200.000) alla sottoscrizione di "appositi contratti di coltivazione, realizzati nell'ambito di contratti quadro, o intese di filiera".

Successivamente, con l'entrata in vigore della legge 11 marzo 2006 n. 81, venivano fatti propri dalla legislazione italiana gli obiettivi della Direttiva 2003/30/CE stabilendo l'obbligo, per i produttori di carburanti, di immettere sul mercato percentuali progressivamente crescenti di biocarburanti, a partire dal 1 luglio 2006 e fino al 30 giugno 2010, fino a raggiungere il 5% (come equivalente energetico) del totale dei carburanti per autotrazione distribuiti sul territorio nazionale nel periodo di riferimento. Questi biocarburanti avrebbero dovuto essere prodotti nell'ambito di "un'intesa di filiera, o di un contratto quadro, o di un contratto di programma agroenergetico", stipulati in primo luogo con i produttori agricoli nazionali o, al massimo di altri Paesi UE. Per garantire il reale rispetto di tale disposizione, era prevista l'introduzione di uno specifico sistema di certificazione di provenienza delle materie prime agricole a destinazione energetica.

Gli obiettivi stabiliti per il 2006 dalla Legge 81/2006 non sono però stati raggiunti per la mancata stipula dei previsti accordi di filiera e per l'incertezza normativa sulle eventuali conseguenze, per i produttori di carburante, del mancato rispetto dell'obbligo di immissione al consumo dei biocarburanti.

Il principio dell'obbligatorietà dell'aggiunta dei biocarburanti nei prodotti petroliferi utilizzati per i trasporti, unitamente ad una serie di misure tese a favorirne la produzione da materie prime agricole nazionali, è stato recentemente riconfermato dalla Legge Finanziaria 2007, che stabilisce l'incorporazione obbligatoria dei biocarburanti (limitatamente a biodiesel, bioetanolo e derivati, ETBE e bioidrogeno) nella misura minima pari all'1% dei consumi totali di benzina e gasolio a partire dal 1 gennaio 2007 e del 2% per il 2008 (senza peraltro indicare alcun obiettivo per gli anni successivi), prevedendo esplicitamente sanzioni amministrative, proporzionali e dissuasive, per chi non rispetta tale obbligo. La Finanziaria 2007 stabilisce anche come obiettivo indicativo di sostituzione al 2010 il 5,75% previsto dalla Direttiva 2003/30/CE.

I diversi obiettivi percentuali di immissione al consumo dei biocarburanti previsti dalla Direttiva 2003/30/CE e dalla legislazione nazionale sono riportati in tabella 8.14.

Tabella 8.14 - Percentuali (*) di immissione al consumo di biocarburanti rispetto al totale dei carburanti per autotrazione previste dalla Direttiva 2003/30/CE e dalla legislazione nazionale

Anno	Direttiva 2003/30/CE (obiettivo indicativo)	Decreto lgs. 128 30/05/2005 (obiettivo indicativo)	Legge 81 11/03/2006 (aggiunta obbligatoria **)	Legge Finanziaria 2007	
				Obiettivo indicativo	Aggiunta obbligatoria
2005	2	1			
2006			1		
2007			2		1
2008			3	2,5	2
2009			4		
2010	5,75	2,5	5	5,75	

(*) sulla base del tenore energetico
(**) dal 1 luglio dell'anno precedente al 30 giugno di quello di riferimento

Fonte: elaborazione ENEA

Per quel che riguarda le agevolazioni di natura fiscale, è previsto per il 2007 un contingente di 250.000 t sottoposto ad un'accisa ridotta al 20% di quella del gasolio (tenendo conto anche della riduzione del divario fra i rispettivi costi di produzione in conseguenza del sensibile aumento del prezzo del petrolio verificatosi nel corso del 2006), di cui 70.000 t riservate ai produttori che nel corso dell'anno abbiano dato vita ad accordi di filiera. Sono anche previste accise ridotte per etanolo, ETBE ed altri additivi e riformulanti da biomasse con un limite di spesa di 73 M€/anno.

In Italia, il consumo di carburanti liquidi per autotrazione è stato pari nel 2005 a circa 24,4 milioni di tonnellate (Mt) di gasolio e 13,5 Mt di benzina [Fonte: Unione Petrolifera, 2006].

Su questa base, nell'ipotesi che tali consumi si mantengano sostanzialmente invariati anche nel 2007 e tenuto conto del fatto che, per quel che riguarda il contenuto energetico, 1 t di biodiesel corrisponde a circa 0,9 t di gasolio, mentre 1 t di etanolo equivale a 0,6 t di benzina, le dimensioni potenziali dei rispettivi mercati per l'anno in corso sono pari a circa 270.000 t di biodiesel e 225.000 t di bioetanolo (o 480.000 t di ETBE) se si ritiene di conseguire gli obiettivi previsti dalla Legge Finanziaria 2007 incorporando la stessa percentuale (1%) di biocarburanti sia nel gasolio che nella benzina.

È peraltro difficile effettuare una stima attendibile delle reali dimensioni del mercato dei biocarburanti nei prossimi anni, ad esempio nel caso in cui si intenda conseguire l'obiettivo del 5,75% indicato dalla Direttiva 2003/30/CE, perchè questo dipende sia dal trend effettivo di crescita (per il gasolio) o possibile diminuzione (per la benzina) dei consumi di prodotti petroliferi, sia dal fatto che, mentre l'industria italiana del biodiesel dispone già di un apparato produttivo in grado di soddisfare, almeno nei prossimi due-tre anni, il prevedibile aumento della richiesta connesso al raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Finanziaria 2007, non si può dire lo stesso per il bioetanolo.

È quindi molto probabile che i quantitativi di biocarburanti da immettere sul mercato da parte dei produttori di carburanti debbano essere alla fine calcolati, almeno per i primi anni, sul totale dei consumi di gasolio e benzina relativi all'anno precedente a quello di riferimento, piuttosto che su quelli dei singoli prodotti, considerando che la stessa Direttiva 2003/30/CE lascia aperta questa possibilità.

8.2.3 Prospettive e criticità per lo sviluppo delle filiere biodiesel e bioetanolo in Italia

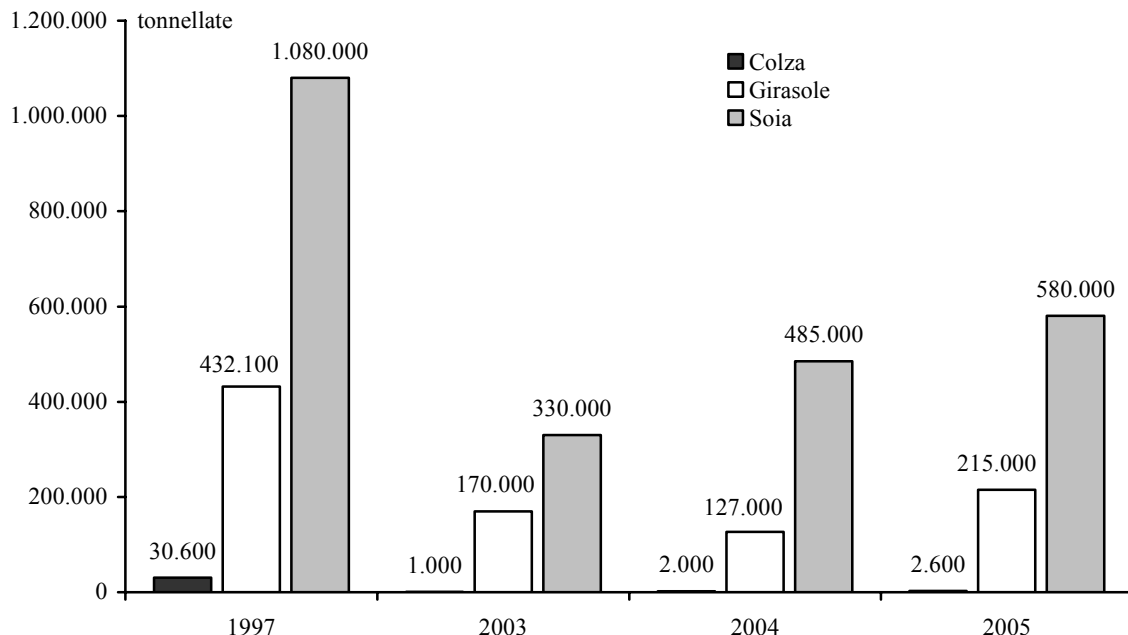
In Italia esistono infrastrutture industriali, adeguate per dimensioni e spesso all'avanguardia dal punto di vista delle tecnologie, per la trasformazione dei prodotti agricoli in biodiesel, bioetanolo ed ETBE, unitamente alla disponibilità, da parte dei

produttori di carburanti, a distribuire il biodiesel miscelato con il gasolio e la benzina additivata con ETBE, ma manca quasi del tutto la parte iniziale della filiera, cioè la produzione delle materie prime agricole da destinare alla conversione in biocarburanti, in quanto l'industria trova più conveniente utilizzare materie prime di importazione rispetto a quelle prodotte dal sistema agricolo nazionale perché, allo stato attuale della tecnologia, i costi di produzione della materia prima in Italia sono ancora troppo elevati rispetto a quelli di analoghe produzioni di provenienza estera.

La ragione di tutto questo non risiede, ovviamente, nella mancanza di conoscenze e di familiarità degli agricoltori italiani con le colture utilizzabili per la produzione dei biocarburanti né dalla mancanza di terreni da destinare a queste produzioni, quanto piuttosto dall'incertezza del più generale contesto normativo e legislativo, che rende difficile la pianificazione di iniziative di ampia portata, estese su un arco di tempo sufficientemente lungo da giustificare i notevoli investimenti richiesti.

Per quel che riguarda ad esempio il biodiesel, le materie prime sono ampiamente disponibili a livello mondiale, ma è possibile ottenere anche in Italia importanti quantitativi di semi oleosi (figura 8.9), dal momento che le rese produttive sono generalmente buone (girasole, colza) o addirittura ottime (soia). Anche l'industria di estrazione degli oli, che rappresenta uno stadio intermedio essenziale per lo sviluppo della filiera in quanto gli stabilimenti di produzione di biodiesel utilizzano come materia prima l'olio, preferibilmente già sottoposto a raffinazione, dispone di numerosi stabilimenti (oleifici e sansifici) di diverse dimensioni, presenti sull'intero territorio nazionale e non richiede, almeno nel breve-medio periodo, nuovi investimenti in infrastrutture.

Figura 8.9 - Produzione di semi oleosi in Italia



Fonte: elaborazione su dati Assobiodiesel, 2006

Analogamente, la filiera bioetanolo/ETBE può contare almeno in parte su materie prime prodotte sul territorio nazionale, utilizzando l'alcol proveniente dalla distillazione obbligatoria di sottoprodotti ed eccedenze produttive dell'industria vinicola (500.000 hn, corrispondenti a circa 39.500 t nel 2005), venduto dalla Commissione Europea attraverso aste pubbliche per il successivo utilizzo come biocarburante, insieme a quello prodotto da melasso di barbabietola e cereali (700.000 hn nel 2005) [Fonte: Assodistil, 2006], e

ricorrendo a importazioni da altri Paesi UE ed eventualmente extra-europei per coprire la richiesta rimanente in attesa che le produzioni nazionali, in primo luogo mais ed altri cereali, diventino via via più rilevanti.

Ma quanta materia prima occorre per soddisfare la prevedibile richiesta di biocarburanti in Italia nel prossimo futuro? La risposta a questa domanda dipende ovviamente sia dalla dimensione dei potenziali mercati per i diversi biocarburanti, sia dai prodotti agricoli utilizzati come materie prime e dalle relative tecnologie di conversione.

Considerando che le tecnologie di produzione di biodiesel da colza e di etanolo da cereali e barbabietole sono ormai consolidate, è facile ricavare con semplici calcoli delle stime attendibili. La situazione è invece diversa se si vuole partire da altre specie vegetali, anche se oggetto di sperimentazione da molti anni e in contesti differenti.

E' evidente che l'impiego di varietà specificamente selezionate e adatte ai diversi areali produttivi o, in prospettiva, di colture diverse da quelle tradizionali (topinambur, sorgo zuccherino, cicoria per il bioetanolo, girasole ad alto tenore di acido oleico, cartamo, cardo, brassicacee diverse dal colza per il biodiesel), finora oggetto solo di prove sperimentali, potrebbe portare a maggiori rese produttive per ettaro e migliorare quindi l'economicità complessiva della filiera, ma è altrettanto evidente che solo passando dalla sperimentazione alla produzione sarà possibile verificare la correttezza delle previsioni sulle rese e sui costi di produzione.

La costruzione di una politica di filiera per lo sviluppo dei biocarburanti in Italia richiede il superamento di numerosi ostacoli, ma la Legge Finanziaria per il 2007 spinge decisamente in questa direzione con provvedimenti importanti e dotati di risorse finanziarie significative. A questo riguardo, è da segnalare la recente iniziativa da parte del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali che ha ufficialmente presentato il 10 gennaio 2007 il primo contratto quadro nazionale sui biocarburanti, che vede fra i firmatari le principali associazioni agricole e l'industria del settore, che rappresenta il primo passo verso la costruzione di una filiera nazionale delle agro-energie che offre nuove opportunità alle imprese agricole nel quadro della nuova PAC.

8.3 Problemi aperti e ruolo della ricerca

8.3.1 Margini di miglioramento delle attuali filiere produttive

La produzione e utilizzazione dei biocarburanti è in molti Paesi, e in qualche misura anche in Italia, una realtà consolidata, corrispondente a un sistema produttivo agro-industriale di dimensioni anche rilevanti che si avvale di tecnologie sostanzialmente mature.

La diretta conseguenza di tutto questo è che, una volta presa a livello politico la decisione di promuovere l'uso di questi prodotti, i fattori determinanti sono quelli di tipo logistico (dove e come ci si approvvigiona della materia prima, dove finiscono i co-prodotti etc.) e, ancor più, quelli economico-normativi, soprattutto per quel che riguarda gli strumenti di incentivazione.

Nella situazione attuale, quindi, attività di ricerca e sviluppo tecnologico in questo campo possono avere ricadute importanti in termini di "ottimizzazione" delle filiere esistenti.

Questo tipo di attività, ad esempio, può riguardare:

- la ricerca agronomica e genetica, mirata sia all'ottimizzazione delle pratiche colturali (riduzione degli input di acqua, fertilizzanti, pesticidi etc.), sia all'individuazione e selezione di piante "tradizionali" e/o nuove specie e, successivamente, alla costituzione di nuove varietà, a più alta resa e meglio adattabili ai diversi ambienti;
- l'LCA delle diverse filiere produttive, al duplice scopo di ricavarne gli elementi necessari per un corretto confronto fra le varie possibili opzioni (ad esempio nell'approvvigionamento della materia prima) e, più in generale, di individuare i "punti critici" dove si registrano i più sensibili effetti negativi e intervenire per apportare le necessarie correzioni;

- le emissioni prodotte dall'uso di miscele ad elevato tenore di biodiesel da parte di autoveicoli dell'ultima generazione nelle condizioni reali di traffico delle nostre città e, nell'immediato futuro, quelle dei veicoli "flexifuel" alimentati con miscele etanolo/benzina fino all'85% di etanolo, che cominciano ad affacciarsi sul mercato, con uno sforzo per la definizione di metodologie e sistemi di misura in grado di fornire risultati il più possibile riproducibili;
- alcuni aspetti specifici dei processi industriali, quale ad esempio la selezione di lieviti "migliorati" rispetto a quelli attualmente utilizzati per la produzione di etanolo, in grado di tollerare concentrazioni più elevate di zuccheri e/o di etanolo nel fermentatore in modo da ridurre i tempi e inviare alla distillazione un prodotto più concentrato.

8.3.2 I biocarburanti di seconda generazione: stato della tecnologia e prospettive di sviluppo

Oltre alle attività di ricerca e sviluppo tecnologico tese ad accrescere la competitività delle filiere produttive consolidate, è evidentemente compito prioritario del mondo della ricerca, pubblica e privata, quello di contribuire all'individuazione e allo sviluppo di nuove vie, nella prospettiva del superamento dei limiti della situazione attuale, che non sono solo di carattere economico.

L'attuale tendenza ad incorporare percentuali crescenti (ma, tutto sommato, limitate) di questi prodotti in benzina e gasolio va incontro all'esigenza del sistema produttivo agricolo di diversificare le proprie produzioni e di utilizzare grandi estensioni di terreni non più destinabili 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%.

Se però, in un contesto di nuove e più forti esigenze di diversificazione delle fonti energetiche e di contenimento delle emissioni di gas responsabili dell'effetto serra, si dovesse decidere di introdurre sul mercato quantitativi di biocarburanti maggiori, allora la duplice esigenza di ridurre significativamente i costi di produzione e di ottimizzare l'uso del territorio, in modo da non dar vita ad un possibile conflitto con le produzioni alimentari, imporrebbe lo sviluppo di filiere produttive alternative alle attuali per ottenere quelli che, in ambito internazionale, si comincia ad indicare con il nome di "biocarburanti di seconda generazione".

I principali esempi di questi prodotti sono:

- l'etanolo ottenuto da processi biotecnologici di idrolisi enzimatica della cellulosa, oggetto di ricerca e sperimentazione, fino alla realizzazione di impianti dimostrativi, già dalla seconda metà degli anni '70 e attualmente al centro di un rinnovato interesse da parte della comunità scientifica;
- il dimetil-etere (DME) e il gasolio sintetico da biomassa (BTL - biomass to liquids), ottenuti via gassificazione e sintesi catalitica, con processi analoghi alla sintesi di Fischer-Tropsch utilizzati per la produzione di carburanti sintetici da carbone. Per quel che riguarda quest'ultimo, è attualmente in costruzione il primo impianto al mondo di taglia pre-commerciale (in grado di produrre 15.000 t/anno di BTL, che verrà messo in commercio con il nome di SunDiesel) presso lo stabilimento di Freiberg della società tedesca Choren Industries GmbH.

Denominatore comune di queste filiere è l'utilizzazione, come materia prima, di substrati lignocellulosici, che possono essere indifferentemente biomasse residuali o colture dedicate.

Nel caso specifico delle colture da biomassa, è noto che già oggi la produttività per ettaro è molto più elevata rispetto a quella dei cereali o delle oleaginose e che, in ogni caso, i processi in questione consentono di utilizzare una frazione maggiore della biomassa prodotta o addirittura l'intera pianta. Ciò si traduce, ovviamente, in un rapporto molto più favorevole fra l'energia ricavabile sotto forma di biocarburante e quella richiesta per la

produzione delle materie prime vegetali e la loro successiva trasformazione industriale (8-10 per il BTL da biomasse lignocellulosiche contro, ad esempio, 2-3 per il biodiesel da colture oleaginose).

Parallelamente allo sviluppo e alla promozione dei biocarburanti che possono essere già prodotti dall'attuale sistema agricolo e industriale, è quindi evidente che l'avvio di programmi di ricerca e sviluppo tecnologico di ampio respiro su queste nuove filiere (materia prima e tecnologia) dovrebbe essere attentamente valutato nella prospettiva di un'ulteriore crescita di questo settore produttivo, che potrà offrire nuove e significative opportunità di sviluppo per l'intero comparto agricolo ed agroindustriale del nostro Paese.

CAPITOLO 9 : *GENERAZIONE DISTRIBUITA DELL'ENERGIA*

CAPITOLO 9 GENERAZIONE DISTRIBUITA DELL'ENERGIA

9.1 Concetti generali

La liberalizzazione e l'apertura del mercato elettrico, le persistenti opposizioni alla realizzazione di grandi impianti di produzione per ragioni di impatto ambientale, la richiesta dell'utenza di un servizio di distribuzione più flessibile ed affidabile, nonché ragioni di sicurezza e di interdipendenza geopolitica hanno negli ultimi anni focalizzato l'interesse verso il modello di generazione distribuita (GD).

In campo internazionale si possono individuare molte definizioni a riguardo. Ad esempio:

- il DPCA (*Distributed Power Coalition of America*) definisce la generazione distribuita come *any small-scale power generation technology that provides electric power at a site closer to customers than central station generation. A distributed power unit can be connected directly to the consumer or to a utility's transmission or distribution system;*
- a CIGRE (*International Conference on High Voltage Electric Systems*) propone di considerare generazione distribuita tutti gli impianti di produzione di energia elettrica che *not centrally lanned, today not centrally despatched, usually connected to the distribution network, smaller than 50 or 100 MW;*
- la IEA (*International Energy Agency*), propone di definire la generazione distribuita come *generating plant serving a customer on-site or providing support to a distribution network, onnected to the grid at distribution-level voltages. The technologies generally include engines, mall (and micro) turbines, fuel cells, and photovoltaic systems. It generally excludes wind power, since that is mostly produced on wind farms rather than for on-site power requirements;*
- l'*US Department of Energy* definisce la GD come: *distributed generation is small, modular electricity generators sited close to the customer load – can enable utilities to defer or eliminate costly investments in transmission and distribution (T&D) system upgrades, and provide customers with better quality, more reliable energy supplies and a cleaner environment.*

Dall'analisi delle diverse definizioni di GD in ambito internazionale, nonché dall'analisi del quadro normativo nazionale e delle caratterizzazioni della generazione distribuita¹ è possibile dedurre che la cosiddetta GD consiste nel sistema di produzione dell'energia elettrica composto da unità di produzione di taglia medio-piccola (da qualche decina/centinaio di kW a qualche MW), connesse, di norma, ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica (coincide con 2003/54/CE) in quanto installate al fine di:

- a) alimentare carichi elettrici per lo più in prossimità del sito di produzione dell'energia elettrica (è noto che la stragrande maggioranza delle unità di consumo risultano connesse alle reti di distribuzione dell'energia elettrica) molto frequentemente in assetto cogenerativo per lo sfruttamento di calore utile;
- b) sfruttare fonti energetiche primarie (in genere, di tipo rinnovabile) diffuse sul territorio e non altrimenti sfruttabili mediante i tradizionali sistemi di produzione di grande taglia.

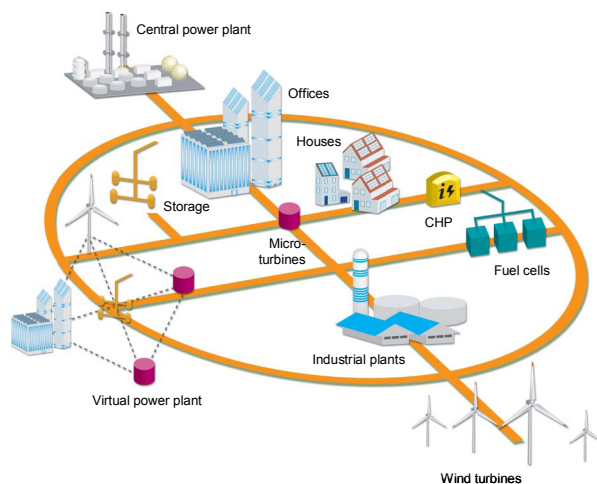
Per quanto riguarda gli elementi del quadro normativo nazionale potenzialmente concorrenti alla definizione della generazione distribuita, si osserva che in varie normative attualmente vigenti viene introdotta una soglia pari a 10 MVA, in termini di potenza apparente, (nella direttiva Europea è stabilita una soglia di 50MW, potenza totale) al di sotto della quale sono previsti, per gli impianti di generazione, semplificazioni e trattamenti differenziati rispetto agli altri impianti.

Da quanto sopra indicato, appare che il livello di potenza nominale di 10 MVA, già introdotto dalle normative vigenti, costituisca una soglia atta all'individuazione di particolari insiemi di tipologie di produzione normalmente connesse alle reti di distribuzione e alle quali risultano applicabili particolari regimi di connessione e di cessione dell'energia elettrica. Pertanto,

¹ Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEGG), Allegato A : "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico", del 20 luglio 2006.

l'introduzione di tale soglia, al di sotto della quale individuare la generazione distribuita, permette di arrivare a una definizione compatibile con l'articolo 2, comma 31, della direttiva 2003/54/CE², secondo cui la generazione distribuita è l'insieme degli impianti di generazione connessi al sistema di distribuzione.

Figura 9.1 - Schema funzionale modello di generazione distribuita



Fonte: Piattaforma Tecnologica Smart Grids, "Vision and Strategy for Europe Electricity Network of the Future"

L'idea di base è che la liberalizzazione del mercato dell'energia, l'avvento delle tecnologie della informazione e della comunicazione, la crescente competitività delle rinnovabili che rispondono alla richiesta sociale di una energia più pulita, una politica di *governance* dell'energia sempre più articolata, stiano progressivamente avviando un processo di trasformazione della struttura energetica dei paesi europei. Tale trasformazione tende a spostare sempre più il peso dalla energia prodotta a livello centralizzato verso il livello distribuito creando una rete di connessione elettrica molto più articolata. Tale trasformazione sarebbe indotta proprio dalla ricerca di massimizzazione della efficienza energetica che può ottenersi solo con il recupero del calore prodotto dalla generazione elettrica e con l'abbattimento dei costi di trasmissione.

Proprio da questa crescente sensibilità nasce nel 2002 l'esperienza di World Alliance for Decentralized Energy (WADE) un'organizzazione non-profit di ricerca e promozione, la cui missione è: *to accelerate the worldwide development of high efficiency cogeneration (CHP) and decentralized renewable energy systems that deliver substantial economic and environmental benefits.*

Il quadro generale del mercato della GD, presentato nel rapporto annuale del WADE e pubblicato nel 2006³, può essere sintetizzato attraverso i seguenti contesti geografici.

In Europa il trend, cominciato nel 1998, è in lenta crescita; i mercati più fertili sono quelli delle zone a sud e sud-est, per esempio Italia, Turchia e Ungheria, altrove sono meno attivi. L'emanazione delle direttive europee per la cogenerazione e per il sistema dell'Emission Trading⁴, rappresentano iniziative significative, ma che richiedono un certo periodo di tempo per determinare un decisivo impatto sull'assetto energetico dei singoli Paesi.

In USA il livello di potenza CHP installata continua a crescere, attualmente risulta pari a 82 GW, e non tende a diminuire. Molti Stati e agenzie federali dell'energia fanno a gara per

² Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE; gazzetta ufficiale del Parlamento europeo del 15.7.2003, L 176/37.

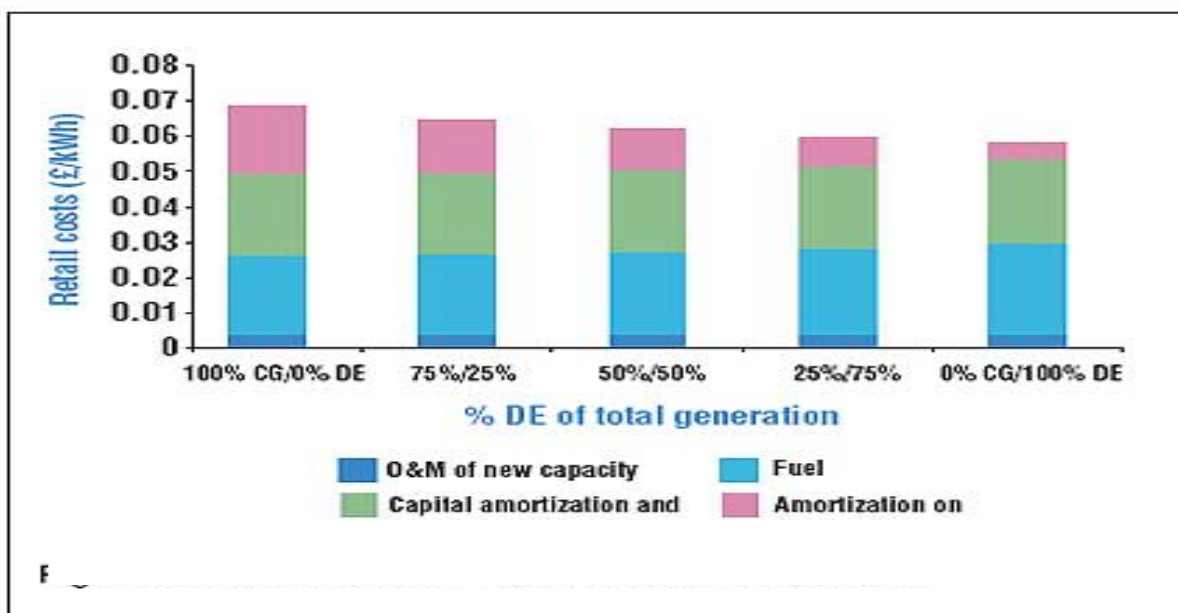
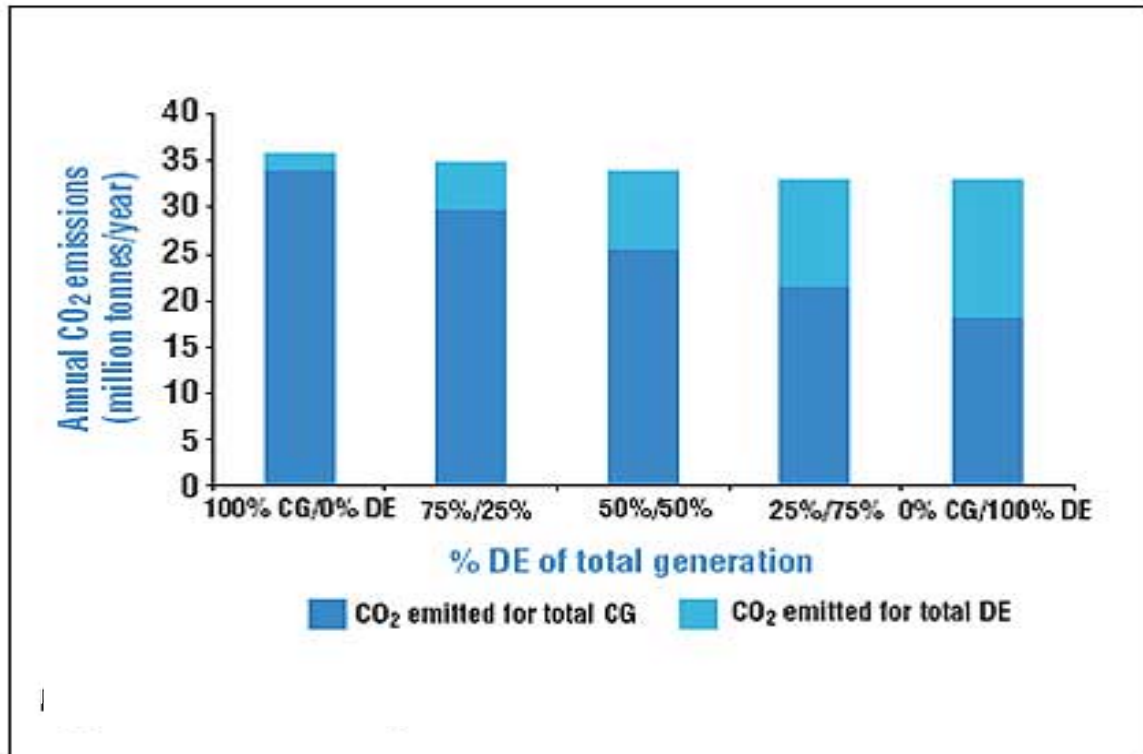
³ "World Survey of Decentralized Energy 2006", maggio 2006 (www.localpower.org).

⁴ Direttiva 2005/32/CE: istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia; direttiva 2004/8/CE: promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia; direttiva 2003/87/CE: Emission Trading System (mercato delle emissioni).

risolvere gli ostacoli alla diffusione di questo modello energetico, spesso facendo ricorso all'introduzione di incentivi.

Le principali aree verso cui il WADE guarda con maggiore interesse sono naturalmente i mercati emergenti (Brasile, Russia, India e Cina - BRIC countries) e dove si prevede la maggiore opportunità di sviluppo in termini di competitività.

Figura 9.2 - Effetti della generazione distribuita (DE: Decentralized Energy) in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ e dei costi (investimenti e costo energia fornita)



Fonte: WADE, World Alliance for Decentralized Energy

Nonostante i notevoli sforzi e gli incoraggianti risultati ottenuti, il WADE ritiene che alcune fondamentali sfide sono ancora da vincere e molti ostacoli da superare, in primo luogo la mancanza di forti e credibili politiche a favore della GD; l'incapacità da parte dei governi locali e degli esperti di valorizzare le caratteristiche di questo modello energetico vincendo lo scetticismo dell'opinione pubblica e degli imprenditori riguardo alle potenzialità in termini di impatto ambientale ed estensione di mercati.

Il rapporto "Energy Technology Perspectives 2006" dell'AIE, che fornisce scenari e previsioni sulle future caratteristiche della produzione di energia fino al 2050, evidenzia come il modello della generazione distribuita, che fonda la sua strategia vincente sull'integrazione e la valorizzazione di un mix di tecnologie avanzate ed innovative, se applicato ai distretti energetici privilegiando tra queste le non tradizionali e rinnovabili, offra la possibilità di ridurre in maniera significativa le emissioni di CO₂.

Viene fatto inoltre rilevare come un discreto numero di opzioni per il miglioramento dell'efficienza energetica nei distretti energetici abbia costi contenuti, soprattutto nei paesi OCSE.

Nonostante ciò i principali ostacoli alla realizzazione di nuovi distretti energetici risiedono negli alti costi di investimento e nella disomogeneità di diffusione. Ad esempio nel caso di impianti di cogenerazione (CHP) di energia termica ed elettrica, la vendita dell'energia elettrica prodotta non sempre risulta facile o economicamente conveniente, proprio a causa di problemi tecnici e normativi (sia a livello europeo, che a livello dei singoli stati) che rendono la viabilità delle reti elettriche ancora farraginosa. Certamente tale tecnologia proprio per sua natura è strettamente legata alle caratteristiche del territorio e quindi si sottrae a qualsiasi tentativo di standardizzare i metodi facilitando la diffusione, come tradizionalmente avviene nel passaggio di un tecnologia al mercato.

Ad esempio un impianto di cogenerazione per la produzione di calore dovrà essere installato laddove il clima richiede durante l'anno anche l'esigenza di raffrescamento.

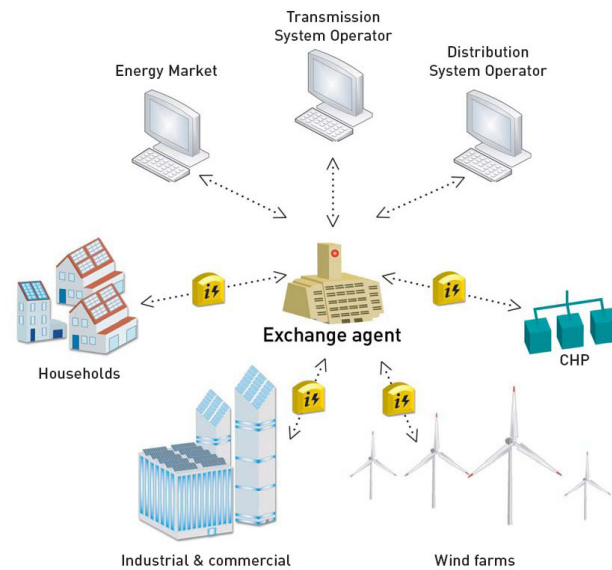
L'IEA, dunque, incoraggia gli Stati a promuovere progetti pilota in questo settore, che dimostrino gli effettivi benefici in termini di efficienza energetica e riduzione delle emissioni CO₂, elementi critici e decisivi per convincere in maniera definitiva l'industria ad investire in un mercato effettivamente competitivo.

Il rapporto, infine, concentra il focus sul problema del miglioramento delle infrastrutture (reti di gas, calore, elettricità), che sono spesso obsolete, poco robuste e non orientate all'efficiente scambio di risorse. In tal senso la strategia suggerita consiste in un lavoro di coordinamento fra gli Stati per discutere soluzioni comuni sia in termini tecnici che normativi che favoriscano in maniera efficace il libero mercato delle risorse energetiche.

Le scelte e gli impegni di Lisbona, Goteborg e Gleneagles impongono agli Stati di rinvigorire e modernizzare l'economia attraverso l'aumento della competitività, l'apertura verso il vasto mercato globale e la creazione di nuove figure professionali. Su questo punto, la visione dei principali stakeholders europei, prevede una evoluzione specifica verso un modello definito "internet style" in cui è possibile acquistare energia sul mercato direttamente in tempo reale attraverso le connessioni e decidendo volta per volta dove acquistare energia (figura 9.3).

È evidente come in questa evoluzione la capacità di connessione e di visione sistemica sia l'arma vincente per consumare energia in modo efficiente e competitivo. Inoltre diventa ancor più chiaro che le tecnologie informatiche e di comunicazione (ICT) svolgeranno un ruolo fondamentale sia per la gestione del distretto energetico locale e sia per l'interazione con il mercato, e che all'interno di questi agenti di scambio verranno riflessi tutti gli aspetti legati ai meccanismi di *governance*. In sostanza è in questo punto focale, basato sulle tecnologie ICT, che si giocherà la capacità della Pubblica Amministrazione di incidere sul governo del sistema energetico.

Figura 9.3 - Il modello "internet style" previsto dalla SmartGrids Technology Platform (EU)



Fonte: Piattaforma Tecnologica Smart Grids, "Vision and Strategy for Europe Electricity Network of the Future"

Il distretto energetico è il paradigma adottato da tutti i Paesi, se pur con terminologie diverse ed originali (*Power Parks, SmartGrids*), per identificare un modello di sistema energetico sostenibile; viene considerato uno strumento strategico per imporre un'accelerazione nella diffusione delle fonti rinnovabili e delle tecnologie per la GD. Il distretto energetico è un insediamento civile o industriale territorialmente localizzato che richiede un servizio di energia sia elettrica che termica e/o frigorifera. Tale energia viene prodotta attraverso l'ibridazione di componenti e tecnologie tipiche della generazione distribuita (cogeneratori, microturbine, motori stirling, sistemi di energy storage, fuel cells) con sistemi basati su fonti rinnovabili (solare, eolico, biomasse, geotermico). E' evidente che il risultato in termini di riduzione delle emissioni di CO₂ sarà tanto maggiore quanto maggiore sarà l'impiego di fonti rinnovabili. La gestione ottimizzata del mix di energia prodotta avviene attraverso un sistema informatico che integra sorgenti ed utenze. In particolare l'infrastruttura informatica permette il dialogo con gli edifici a loro volta dotati di sistemi intelligenti per ottimizzare il consumo ed eventualmente mitigare la richiesta in particolari situazioni (emergenze, picchi, black out). Tali edifici assumono quindi caratteristiche di ecobuildings⁵ con consumi energetici molto ridotti, con involucri che spesso integrano celle fotovoltaiche e con un potente sistema informatico per il controllo ottimale delle condizioni di comfort e dell'efficienza energetica. Il concetto di distretto energetico (*Power Parks*) si fonda, dunque, sull'integrazione di quattro settori tecnologici: generazione distribuita, eco-buildings, fonti rinnovabili ed informatizzazione.

L'interesse strategico dei distretti energetici risiede in varie motivazioni tra cui la capacità di adattarsi alle caratteristiche territoriali per sfruttarle al massimo al fine di aumentare l'efficienza energetica, diminuire l'impatto ambientale e i costi dell'energia, la capacità di sostenere black out e garantire prestazioni molto elevate. Per motivi connessi con la gestione dei sistemi e con la determinazione del profilo dei carichi di utilizzo delle varie forme di energia, il mercato di applicazione di queste tecnologie per il momento sembra essere maggiormente indirizzato verso gli edifici non residenziali (scuole, ospedali, centri commerciali, uffici pubblici e privati, centri di ricerca, snodi e stazioni nei sistemi di trasporto, grandi alberghi, piccoli comuni), ma una forte richiesta sta sviluppandosi in particolare nei distretti industriali territorialmente concentrati e nei distretti tecnologici caratterizzati da specificità omogenee (su cui possono essere progettati distretti energetici specializzati).

⁵ Il concetto di eco-building nasce nell'ambito Progetto EU Concerto (2003) per promuovere la progettazione di edifici che minimizzano il consumo di energia in termini di calore, raffrescamento e illuminazione.

Esistono diverse tipologie di distretti energetici ed ognuna richiede una specifica architettura energetica, che dipende anche da aspetti di localizzazione territoriale, e presenta peculiari esigenze. Le principali categorie sono:

1. residenziale (condomini, quartieri urbani, piccoli comuni) con necessità di servizi di riscaldamento, raffrescamento, illuminazione a bassi costi;
2. terziario (uffici, ospedali, centri commerciali, scuole, caserme) con esigenze di massima sicurezza e affidabilità;
3. industriale (vetrerie, cartiere, agro-alimentare tessile, computer based) con utenze spesso speciali, autoproduzione e smaltimento di residui;
4. trasporto (stazioni, rete logistica) con necessità di agili e flessibili infrastrutture di Trasmissione e Distribuzione (T&D).

È evidente che le diverse necessità dell'insediamento dovranno essere soddisfatte attraverso architetture diverse e diversi mix di tecnologie di generazione di energia. In tale senso la molteplicità delle diverse fonti energetiche di media-piccola taglia, rinnovabile e non, attraverso cui il modello di GD si articola fornisce la soluzione adatta ed obbligata per la realizzazione di un tale modello energetico.

9.2 Situazione e prospettive internazionali

9.2.1 L'esperienza europea

La comunità scientifica europea è fortemente impegnata nel rendere il sistema di produzione di energia più sostenibile ed eco-compatibile. In tal senso la ricerca sulla generazione di energia è diventato il fattore più importante per lo sviluppo sostenibile economico Europeo, oltreché la maggiore priorità in termini di rilancio della competitività, creazione di impiego, coesione sociale e sostenibilità ambientale.

Nel 5° Framework Programme (FP5, 2001) circa 50 progetti sono stati realizzati nell'area di ricerca: "Integrazione di fonti rinnovabili e energia distribuita nelle reti elettriche Europee". Questi progetti hanno visto lo sviluppo della prima generazione di componenti e nuove architetture per reti elettriche (*electricity grids*) interattive. Il budget impiegato per la realizzazione dei progetti R&D (1998-2002) in questo tema ammonta a circa 130 milioni di euro, con un contributo EC di 67 milioni di euro. Tra le varie iniziative di particolare interesse si è distinto il cluster di progetti R&D IRED (il più grande tra questi progetti è stato DISPOWER, *Distributed Generation with High Penetration of Renewable Energy Sources*), che ha raccolto gli sforzi di circa 100 partecipanti per generare e diffondere conoscenze in questo settore oltreché stimolare sempre nuove esperienze.

Molte di queste attività hanno trovato naturale proseguimento nel FP6 attraverso la formulazione di ampi Progetti Integrati e la costituzione di Reti di Eccellenza nei quali aziende pubbliche di servizi e altri attori del settore elettrico hanno mostrato grande interesse nel condividere know-how e sforzi. La tematica '*Sustainable energy systems*' ha ricevuto finanziamenti pari a circa 860 milioni di euro ed attualmente 91 milioni di euro, investimenti pubblici e privati, e 50 milioni di fondi EU sono stati impegnati in progetti RTD per l'integrazione delle rinnovabili e l'energia distribuita nell'ambito del FP6. Inoltre nell'ambito del programma 'Intelligent Energy Europe' sono stati finanziati circa 260 progetti e sono state create circa 40 agenzie regionali con lo scopo di promuovere l'integrazione delle sorgenti rinnovabili e l'efficienza energetica nel settore dell'edilizia e dell'industria.

Tutte queste esperienze hanno evidenziato l'esigenza di creare strategie comuni e coerenti, per non disperdere capitali e risorse; per rispondere a questa richiesta nasce nel 2005 la Piattaforma Tecnologica "SMART GRIDS: Electricity Networks in the Future"⁶.

Infine, nel FP7 è stata creata una nuova area di ricerca, denominata "Smart Energy Networks", come strumento per continuare gli sforzi di RTD a livello europeo; gli obiettivi del nuovo settore sono: "...To increase the efficiency, safety and reliability of the European electricity and gas system and networks, e.g. by transforming the current electricity grids into an interactive (customers/operators) service network, and to remove the technical obstacles to

⁶European Commission, Directorate-General for Research Sustainable Energy Systems, "Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", 2006.

the large-scale deployment and effective integration of distributed and renewable energy sources”.

I progetti promossi in questo ambito dovranno stimolare la ricerca e lo sviluppo di nuove tecnologie, che avranno effetti positivi sui cittadini e i mercati Europei. Inoltre, particolare attenzione sarà posta nel promuovere e rafforzare i contatti fra i Paesi dell’Unione per coordinare gli sforzi e condividere i risultati e le best practises⁷. In particolare, l’Unione Europea è convinta che la sfida sia nella taglia piccola, nella microcogenerazione diffusa e gestita in rete, dato che chiede di raddoppiare entro il 2010 la quota di energia prodotta da tale fonte, portandola ad una quota di mercato del 18%.

9.2.2 La sfida degli Stati Uniti

Nel 2000 il Department of Energy (DOE) - attraverso il dipartimento per Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE) - ha creato un ufficio chiamato Distributed Energy Resource (DER) Office⁸. Questo ufficio aveva il compito di sensibilizzare il mercato verso applicazioni maggiormente eco-compatibili e tecnologie innovative per l’efficienza energetica.

Una delle prime attività dell’ufficio fu quella promuovere un meccanismo emergente, chiamato "Power Parks"(PPs), espressione coniata (da Steven Greenberg e Kevin Best di *RealEnergy*, Sacramento, CA) per descrivere un area industriale e/o destinata al terziario, caratterizzata da generazione distribuita di energia, da una robusta infrastruttura di comunicazione e generalmente connessa alla rete globale, ma capace di operare per la maggior parte del tempo in maniera autonoma. Il nuovo approccio rappresentato dai PPs, dunque, consiste nel fornire energia quando e dove richiesto.

Dal 2000 ad oggi molti programmi del DOE attraverso l’Office of Fossil Energy e l’Office of Energy Efficiency and Renewable Energy hanno finanziato progetti e applicazioni "Power Park-like", e che vedono impiegate diverse fonti rinnovabili di energia: eolico, solare, biomasse, fuel- cells, CHP, microturbine.

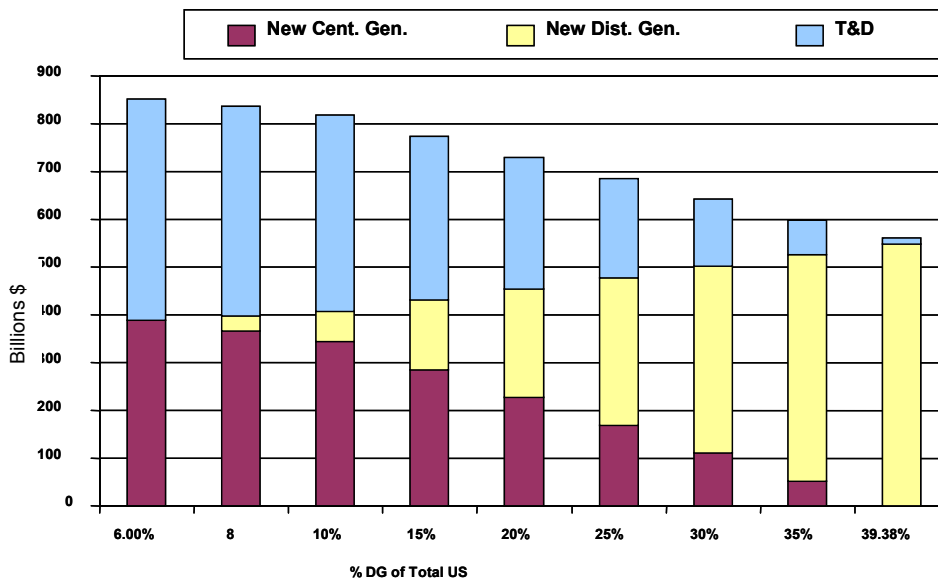
Le iniziative del DOE in questo settore hanno fundamentalmente due principali obiettivi. Il primo, a breve termine, è quello di promuovere progetti che dimostrino come le risorse di energia distribuita possano essere facilmente incorporate in un progetto commerciale ed industriale di sviluppo. Il cuore di questa attività è una forte campagna di diffusione e sensibilizzazione presso architetti, ingegneri e sviluppatori di software, sotto il patrocinio dei governi locali e/o statali, con lo scopo di far avviare dei progetti pilota (come già ce ne sono in California, ad esempio *Pleasanton Power Park* - Pleasanton e *University Research Park-Irvine*) nella consapevolezza che solo in questo modo è possibile quantificare i costi, verificare i benefici, fare emergere le problematiche e superare gli ostacoli.

Il secondo obiettivo, a lungo termine, vede il coinvolgimento diretto di molte Agenzie Statali per l’Energia che hanno individuato sette aree industriali nel Paese che dovrebbero in futuro essere dedicate alla sviluppo di tecnologie e di produzione dei componenti per il mercato dei PPs. Il grafico della figura 9.4 presenta lo scenario al 2020 proposto dal DOE, che mostra le possibili percentuali di copertura della nuova richiesta energetica con energia distribuita invece che con centrali di potenza. Come si vede, benché ci sia un aumento dei costi di installazione (si perde l’effetto economico di scala), la riduzione dei costi di trasmissione (T&D nel grafico) sarebbe tale da garantire un risparmio economico consistente.

⁷ Libro Verde sull’efficienza energetica: Fare di più con meno, giugno 2005; Libro Verde: Una strategia europea per un’energia sostenibile, competitiva e sicura, marzo 2006

⁸ T. Kaarsberg, S. Samuelsen, T. O’Connor, S. Watson, "Power Park White Paper", October 2000.

Figura 9.4 - Impatto economico dell'introduzione della GD al 2020 negli Stati Uniti



Fonte: Department of Energy (DOE), Energy Efficiency and Renewable Energy (EERE), pubblicazioni su WEB

A questi vantaggi vanno sommati alcuni molto significativi legati alla maggiore affidabilità del servizio energetico (maggiore qualità, capacità di recupero dei black out, maggiore sicurezza). Infine viene sottolineato il fatto che i PP costituiscono una occasione di sviluppo di *know-how* di alto valore tecnologico e possono valorizzare significativamente l'economia locale.

9.3 Il contesto italiano

9.3.1 Quadro del mercato

Dall'analisi dei dati, presentati nella relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas⁹ emerge come in Italia la produzione da GD risulti di entità rilevante, tanto che nel 2004 ha contribuito a produrre, tramite 2.481 (secondo la soglia superiore dei 10MVA) impianti per circa 3.852 MW installati, ben 14,3 TWh (produzione lorda) ovvero circa il 5% dell'intera produzione lorda nazionale di energia elettrica (303 TWh). Inoltre all'interno della GD circa il 15% della produzione lorda (2,15 TWh) è stata prodotta tramite impianti di MG (1.437 impianti per circa 578 MW installati). L'articolazione di questa produzione evidenzia, inoltre, che la produzione lorda da impianti utilizzando fonti rinnovabili nell'ambito della GD è pari al 72%, mentre questa percentuale si riduce al 18% nell'intero parco di generazione elettrica italiano.

Altro aspetto caratteristico della GD è l'alta percentuale di energia prodotta che viene utilizzata per l'autoconsumo. In particolare nell'ambito della GD circa il 24% della produzione lorda è consumata in loco, mentre il 74% di energia prodotta è immessa in rete e il restante 2% è consumata dai servizi ausiliari della produzione (servizi ausiliari di centrale e perdite nei trasformatori di centrale). Andando ad analizzare le singole tipologie impiantistiche utilizzate si nota che la percentuale di energia prodotta e consumata in loco risulta essere fortemente maggiore nel caso di impianti termoelettrici (51%), fino a raggiungere livelli elevatissimi nel caso di impianti termoelettrici alimentati da fonti non rinnovabili (72%), mentre la produzione da fonti rinnovabili, sia essa termoelettrica o no, presenta percentuali di consumo in loco molto basse (5%), se non addirittura nulle per numerosi impianti.

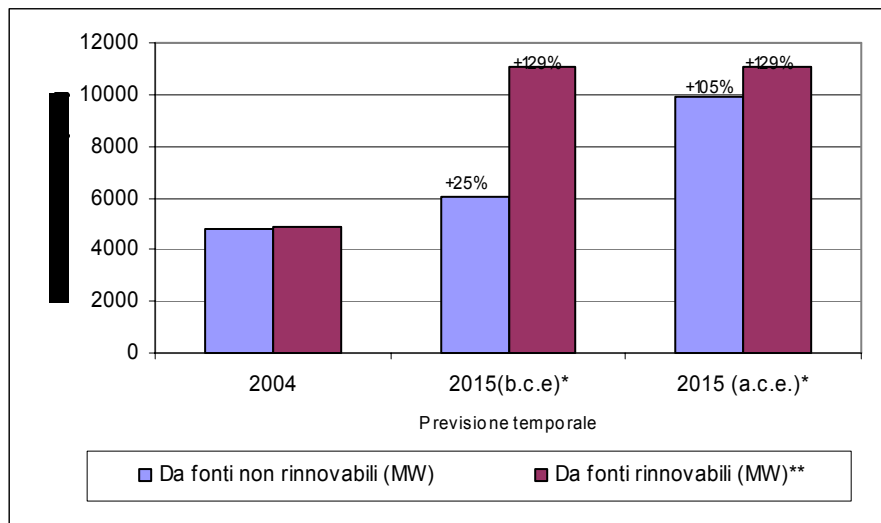
Questo quadro mette in luce in maniera chiara le motivazioni e i criteri con i quali si è sviluppata la GD in Italia. Da un lato gli impianti termoelettrici classici nascono, molto spesso anche con produzione combinata di calore, per soddisfare richieste locali di energia elettrica

⁹ Relazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEGG), Allegato A: "Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita e di microgenerazione. Effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico", del 20 luglio 2006.

e/o calore (circa il 70% della potenza efficiente lorda termoelettrica da GD è costituita da impianti con produzione combinata di energia elettrica e calore alimentati da combustibili non rinnovabili), dall'altro, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili nascono prevalentemente al fine di sfruttare le risorse energetiche locali. Pertanto mentre i primi trovano nella vicinanza ai consumi la loro ragion d'essere e la loro giustificazione economica, gli altri perseguono l'obiettivo dello sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili strettamente correlate e vincolate alle caratteristiche del territorio.

Le stime di crescita di potenze GD installata, con il metodo di analisi di serie storiche, detto *exponential smooting*, fornisce i seguenti risultati:

Figura 9.5 - Scenario 2015 di potenza GD installata



* b.c.e. = bassa crescita economica, a.c.e. = alta crescita economica;

**da fonti rinnovabili assunta indipendente da crescita economica)

Fonte: CESI RICERCA S.p.A.

9.3.2 Progetti pilota

Nell'ambito del Progetto POLYCITY la Commissione Europea ha finanziato lo sviluppo di tre grandi aree urbane Torino, Barcellona, Stoccarda. L'obiettivo principale è il miglioramento delle performance energetiche di grossi insediamenti urbani grazie all'uso ottimale dell'energia e delle fonti rinnovabili, a beneficio della qualità della vita degli abitanti.

Il progetto italiano denominato *Arquata* e coordinato dal Centro di Ricerche Fiat (CRF), è parte di una più vasta iniziativa finalizzata alla promozione dei sistemi integrati di energia basati sulla generazione distribuita (cogenerazione e energie rinnovabili). L'iniziativa coinvolge un gran numero di stakeholders della regione, così come pubbliche amministrazioni, servizi pubblici, centri di ricerca e consumatori.

L'intera iniziativa per il quartiere di *via Arquata* (Arquata District Contract) consiste in un dettagliato programma che comprende diverse misure di riqualificazione urbana e sociale quali per esempio la ristrutturazione di edifici comunali, la realizzazione di grandi aree verdi, la creazione di spazi comuni adibiti alle attività sociali, allo sviluppo sociale ed occupazionale del quartiere, il miglioramento della mobilità, la creazione di piccole aree commerciali. Per la vastità della superficie interessata (circa 87.000 mq) 650 unità abitative e circa 2.500 tra abitanti e impiegati di ATC si propone come unica sperimentazione del genere in Italia.

Per rispondere in maniera soddisfacente alla domanda di energia elettrica e termica è stata prevista la realizzazione di un impianto di cogenerazione alimentato a gas. L'unità di cogenerazione fornirà l'energia in base alla domanda di calore in sinergia con l'impianto fotovoltaico. Quest'ultimo permetterà la riduzione dei costi e del tempo di esercizio dell'unità di cogenerazione grazie anche alla sovrapproduzione di energia solare e termica. Infatti, per favorire l'impiego di energia derivante da fonti rinnovabili, è stata prevista, sulle facciate della palazzina uffici, l'installazione di pannelli fotovoltaici aventi anche la funzione di schermatura,

contribuendo alla climatizzazione degli uffici dove operano i dipendenti dell'Agenzia Territoriale per la Casa (ATC).

Il sistema ad alta efficienza energetica sarà composto da: impianto di cogenerazione modulare alimentato a gas naturale (con potenza di 0.9 MW elettrici e 1.1 MW termici) da installare nei locali della palazzina uffici di ATC; chiller ad assorbimento, accoppiato termicamente all'impianto di cogenerazione, anch'esso posto nei locali della palazzina uffici. Il chiller erogherà il freddo necessario alla climatizzazione degli uffici stessi; sistema, di distribuzione del calore, modificato opportunamente, per lo stoccaggio dello stesso in modo da immettere il calore in rete nel momento di massimo picco della richiesta; moduli fotovoltaici sulla facciata della palazzina uffici, con funzione di schermatura dal sole, con una potenza di picco totale di 50 kW ; ulteriori moduli fotovoltaici da installare sui tetti delle unità abitative con una potenza di picco totale di 100 kW.

Il surplus di energia elettrica prodotto dall'impianto di cogenerazione verrà conseguentemente immesso nel sistema di distribuzione. ATC provvederà inoltre all'installazione di contatori a lettura telematica per ogni utente/punto di scambio con la rete di distribuzione in modo da poter monitorare in ogni momento tutti i flussi elettrici presenti nell'area di Arquata.

Il CRF propone, inoltre, lo studio e la realizzazione di un modello di sistema energetico distribuito, che è stato denominato "Eco-Energy". È costituito da un network di micro-sistemi installati presso gli utenti finali ed in grado di trasformare l'energia primaria in usi finali secondo le dinamiche locali della domanda di elettricità, di caldo e di freddo. È potenzialmente molto vantaggioso, sia in termini ambientali che economici.

Le reti convenzionali di distribuzione collegano le centrali di generazione o di produzione (di energia elettrica, di combustibile, di acqua) con i siti di domanda, che costituiscono dei puri e semplici utilizzatori. I difetti principali di tali reti sono: le perdite di distribuzione, i costi variabili e di investimento per garantire i picchi di domanda, la rigidità di funzionamento, che può causare discontinuità di servizio.

Il sistema Eco-Energy, propone, invece, di trasformare parte della rete di distribuzione in una "rete attiva", i cui nodi presso l'utenza diventano punti decentrati di generazione, potenzialmente autonomi, e che ricorrono alla rete solo per eccezione. Anzitutto unità evolute di poligenerazione (cogeneratori, trigeneratori), da installare presso gli utenti finali, per fornire un servizio integrato di più usi finali di energia. Inoltre una rete telematica, che renda possibile sia il telecontrollo delle unità singole, sia la gestione centralizzata ed ottimizzata della rete energetica complessiva e del relativo servizio sul territorio. La rete "virtuale" Eco-Energy non presuppone modifiche infrastrutturali, ma si integra con le reti "fisiche" di distribuzione esistenti (elettricità, gas, acqua), interagendo con esse ed ottimizzandone il funzionamento.

Il CESI RICERCA S.p.A.¹⁰ nel periodo 2003-2005 ha sviluppato importanti progetti in linea con gli obiettivi generali sopra richiamati, che hanno riguardato le seguenti aree tematiche. In tale contesto un ruolo di rilievo occupa la realizzazione della test facility sperimentale per la generazione distribuita (potenza elettrica totale di 350kWe e potenza termica totale di 250kWth), unica in Europa, finalizzata ad attività di laboratorio o di supporto alla progettazione e sperimentazione di microreti di GD. Consente di sperimentare nuove tecnologie di generazione, inverter, dispositivi di protezione e comunicazione, sistemi di supervisione e controllo e si compone di vari impianti di generazione di energia rinnovabili e non, collegati in rete e gestiti per mezzo di un sistema di supervisione e controllo (sistema ibrido fotovoltaico; batterie al piombo; un motore diesel; un generatore eolico simulato; un Dish Stirling solare termico (10 kW); cinque campi FV; un impianto a biomassa cogenerativo; un impianto cogenerativo con microturbina a gas; una Batteria Redox; un volano da 100 kW per Power Quality; un sistema di batterie al Pb; due batterie Zebra).

A livello internazionale il CESI RICERCA partecipa al CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum), al consorzio americano APT (Advanced Power Technologies) sulla sicurezza del sistema e delle infrastrutture critiche, e recentemente ha sottoscritto l'Implementing Agreement ENARD "Electricity Network Analysis Research and Development", che ha lo scopo di creare una vetrina internazionale ad alto livello per lo scambio delle informazioni, della

¹⁰ CESI RICERCA SpA è stato costituito alla fine del 2005 con l'obiettivo di sviluppare attività di ricerca finanziata nazionale ed internazionale ed ha iniziato ad operare da gennaio 2006 come Società separata da CESI "Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta" S.p.A., di cui prima faceva parte. Attualmente il capitale è a maggioranza pubblica (ENEA - 51%) con presenza privata (CESI S.p.A. - 49%).

ricerca e dell'analisi attraverso un forte collaborazione dei partners sottoscrittori su una vasta gamma di argomenti fra cui efficienza energetica, impatto ambientale, affidabilità e disponibilità delle reti di distribuzione, Ciò in conformità con la richieste e gli impegni presi a Gleneagles dal G8 per un futuro pulito, sicuro e sostenibile di energia.

L'Università di Roma "La Sapienza" ha promosso un interessante progetto che la vede protagonista sia nella fase di sviluppo e realizzazione, infatti il progetto è coordinato dall'Energy Manager dell'Ateneo, ma soprattutto come sede di applicazione del prototipo. Infatti proprio la "cittadella universitaria del futuro" è destinata a diventare un'isola autonoma sul piano energetico grazie a tecnologie innovative, uno scenario nel quale l'aspetto ambientale si concilia finalmente con quello dello sviluppo urbano. Dunque l'energia pulita entra nelle aule universitarie attraverso un maxi-piano a favore dell'efficienza energetica che trasformerà "La Sapienza" di Roma in una città completamente autonoma e interamente dipendente da fonti rinnovabili.

Il programma prevede la realizzazione, nell'arco dei prossimi cinque-sei anni, di una serie di isole energeticamente autonome, ognuna delle quali fa ricorso a fonti rinnovabili di energia o assimilate alle rinnovabili in modo diversificato, interconnesso e flessibile. La città universitaria è stata suddivisa in otto isole connesse in rete tra loro, composta di nodi e maglie; ogni nodo produce e consuma energia, quella parte che non consuma viene distribuita ai nodi vicini attraverso le maglie; ad ogni nodo, inoltre, è interconnessa una fonte di energia non tradizionale.

In tale contesto anche ENEA ha definito una *roadmap* articolata su obiettivi a breve, medio e lungo termine_nello sviluppo di una serie di elementi chiave per la realizzazione dell'approccio integrato dei progetti pilota (PPs):

- obiettivi a breve termine: sviluppo di modelli di componenti (generazione distribuita, rinnovabili e componenti innovativi) e reti, edifici, sistemi di controllo; sviluppo di sistemi di gestione ottimale del power park con capacità di seguire l'evoluzione nel tempo, far fronte alle emergenze (*self-healing*) ed ai picchi e mitigare le utenze; sviluppo di componenti innovativi o nuove soluzioni ibride sviluppate con partner industriali.
- obiettivi a medio termine: attivazione di progetti congiunti con diversi attori della Pubblica Amministrazione e dell'Industria al fine di realizzare progetti pilota ad alta visibilità (nazionale ed internazionale) che producano soluzioni tecnologiche standardizzate e replicabili. La via maestra che si vuole perseguire è quella di dimostratori esemplari e *scale-up* su scala pre-industriale. Il dimostratore è un passo essenziale in quanto il valore del modello del power park è insito non solo nella tecnologia ma anche nell'indotto tecnologico che sviluppa e nella capacità di riflettere al suo interno i meccanismi di *governance*.
- obiettivi a lungo termine: diffusione sul territorio dei PPs delle esperienze condotte sui dimostratori, trasferimento tecnologico e coinvolgimento di attori industriali per operare la trasformazione del mercato.

9.4 Tecnologie, ostacoli e benefici

Le tecnologie utilizzate negli ambiti della GD sono molteplici; la prima grande sostanziale distinzione va fatta riguardo alla produzione di tipo termoelettrico e non, che distingue le più tradizionali tecnologie da quelle rinnovabili. Tra queste compaiono: gli impianti idroelettrici, eolici, fotovoltaici e le celle a combustibile. La seconda principale distinzione va fatta tra la produzione di sola energia elettrica e la produzione combinata di energia elettrica e termica (cogenerazione). Questa è la categoria di impianti più diffusa nell'ambito della GD e tra le varie tipologie di impianti si annoverano: turbine a gas tradizionali con recupero di calore, micro-turbine a gas con recupero di calore, turbine a vapore a condensazione e spillamento, turbine a vapore a contropressione, cicli combinati con recupero di calore, motori a combustione interna con recupero di calore. Infine, rimangono gli impianti di produzione di sola energia elettrica come: turbine a gas tradizionali, microturbine, turbine a vapore a

condensazione/condensazione per usi geotermoelettrici, turboespansori, motori a combustione interna semplice.

La diffusione della GD comporta diverse problematiche nella gestione delle reti di distribuzione dell'energia elettrica e, più in generale, nell'ambito dell'interazione con il sistema elettrico.

Per quanto riguarda le criticità rispetto alle reti di distribuzione dell'energia elettrica si segnala, in linea generale, che la GD comporta un diverso modo di utilizzo di tali reti che, essendo state tradizionalmente progettate e gestite per un loro utilizzo di natura prevalentemente passiva, si trovano a dover connettere impianti di produzione in misura tale da comportare problematiche afferenti almeno ai seguenti aspetti: carenza di criteri e strumenti per l'esercizio, il controllo e la supervisione della GD, corretto funzionamento dei sistemi di protezione e attuazione procedure ricerca dei tronchi guasti, funzionamento ad isola, oltreché divario rilevante tra i costi di investimento ancora elevati e i rendimenti elettrici dei motori ad alta efficienza di piccola taglia troppo bassi.

Nel caso della GD si fa generalmente riferimento a scelte di localizzazione che trascendono le sole valutazioni connesse alle esigenze di produzione elettrica e di gestione della rete, ma premiano determinate condizioni poste da una specifica tipologia di produzione, generalmente connesse alla opportunità di utilizzare una fonte energetica distribuita (es. energia eolica, idrica, fotovoltaica) o un sito avente caratteristiche idonee ad ospitare un impianto di cogenerazione. Nel caso di utilizzo di fonte primaria distribuita, l'opportunità di realizzare un impianto deve considerare non solo la possibile valorizzazione della fonte primaria utilizzata, a fronte dei relativi costi di trasformazione in energia elettrica, ma anche gli aspetti relativi al collegamento alla rete ed all'inserimento in un parco impianti di GD, per consentirne la partecipazione al mercato. Il valore della fonte primaria, in regime di mercato, dipende dalla programmabilità/prevedibilità della sua disponibilità e dalle caratteristiche della domanda servita e del tipo di servizio, che valorizza anche la flessibilità produttiva, ossia la capacità di seguire le variazioni della domanda nelle diverse ore del giorno, della settimana e dell'anno. Dunque la valorizzazione di una fonte distribuita deve considerare sia gli aspetti connessi alla trasformazione di energia primaria in energia elettrica, sia quelli connessi alle esigenze di programmazione e modulazione della produzione rispetto alle variazioni di carico giornaliero.

Per cogliere queste opportunità di valorizzazione, la rete deve consentire non solo il trasporto dell'energia dal punto di produzione ai punti di consumo, ma anche l'integrazione delle singole produzioni nell'ambito dei sistemi elettrici locali, che dipende dalla loro localizzazione e che deve trovare riscontro economico nella quantificazione degli oneri di allacciamento alla rete, per coniugare il regime delle convenienze dei singoli produttori con quelle della collettività degli utenti del servizio di rete (nel caso della cogenerazione tali vincoli sono meno stringenti grazie al consumo del calore utile prodotto localmente).

Dunque il ruolo futuro della GD non è di integrazione della grande produzione centralizzata e specializzata di energia elettrica, ma soprattutto di gestione attiva delle reti di Distribuzione, e ciò spiega l'impegno nella GD delle imprese di Distribuzione in alcune esperienze di altri Paesi. Le reti di distribuzione esistenti non sono state progettate per gestire le risorse energetiche distribuite e i flussi di potenza bidirezionali. I criteri e le regole di esercizio (taratura e coordinamento delle protezioni, regolazione della tensione, ecc.) delle reti di distribuzione devono essere rivisti ed eventualmente modificati.

Da queste semplici considerazioni ne consegue che a breve si dovrà verificare un'evoluzione delle reti di distribuzione in genere, (un incremento della diffusione degli impianti da GD alimentati da gas naturale potrebbe comportare anche l'esigenza di un'evoluzione delle reti di trasporto del gas) basata sull'individuazione di logiche di controllo efficienti e nuovi sistemi di comunicazione, di modifiche ai sistemi di protezione e alle modalità operative e progettuali delle reti operate dalle imprese di distribuzione.

Tali evoluzioni dovranno essere necessariamente accompagnate da modifiche nella normativa tecnico-economica di accesso alle reti elettriche e del gas stabilita dall'Autorità al fine di intercettare caratteristiche di natura comportamentale (evoluzione del quadro di diritti/obblighi dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità e degli utenti delle reti), nonché di natura economica (riconoscimento dei costi sostenuti dai gestori di rete per affrontare l'evoluzione in questione). Al riguardo, si evidenzia che, in tema di connessioni alle reti di distribuzione dell'energia elettrica, l'Autorità, con la deliberazione 29 luglio 2004, n. 136/04, ha avviato un procedimento nell'ambito del quale verrà predisposta, tra l'altro, una regola tecnica di

riferimento per la connessione alle reti di distribuzione in Media Tensione (MT) e Alta Tensione (AT) riguardante anche gli impianti di GD.

Secondo le più accreditate organizzazioni istituzionali e quelle rappresentative dell'industria energetica, i reali benefici della GD si possono riassumere attraverso le seguenti considerazioni.

Un'ampia applicazione delle GD può ridurre drasticamente i costi energetici a due livelli, quelli dell'utente individuale e quelli delle economie nazionali/internazionali nel loro insieme. Mentre i risparmi di costo individuali non possono che essere analizzati caso per caso e dipendono dalle condizioni del mercato locale e dalle situazioni regolatorie, quelli generali si basano sulle valutazioni di risparmi globali di combustibile primario e di trasmissione/distribuzione. Alcuni studi stimano che negli Usa l'economia potrebbe registrare un risparmio di circa il 20% dei costi elettrici con un raddoppio della quota di mercato della GD nel 2010 e che altre nazioni potrebbero conseguire analoghi risultati.

La generazione elettrica è responsabile di circa il 40% delle emissioni globali di anidride carbonica e sostanzialmente tutte le forme di GD riducono parzialmente (tecnologie avanzate) o totalmente tali (tecnologie basate su fonti rinnovabili) emissioni. Le stime conducono, negli scenari di diffusione elevata della GD, a riduzioni di circa 730 Mt annue al 2010 equivalenti ad un quarto delle riduzioni richieste per ottemperare agli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto. Un uso più accentuato della GD contribuisce a limitare le perdite per trasmissione e distribuzione¹¹ oltre a ridurre sia l'impatto visivo che causano le T&D sia la crescente congestione delle reti nei Paesi più sviluppati.

Con il crescere della complessità delle odierne tecnologie, cresce la sensibilità alle fluttuazioni della tensione. Uno studio dell'Epri ha concluso che nel 2000 soltanto negli Usa la cattiva qualità della fornitura elettrica è costata 119 B\$. Molte industrie hanno pertanto perduto la loro fiducia nella capacità delle *utilities* tradizionali di assicurare forniture elettriche affidabili e guardano con sempre maggiore attenzione a soluzioni di GD che attenuino i rischi di interruzioni e fluttuazioni nei momenti di picco della domanda.

Un sistema di generazione centralizzato basato su una estesa rete di trasmissione e distribuzione è un target vulnerabile. Una più ampia diffusione della GD riduce tale vulnerabilità ai danni o alle distruzioni, ed è ormai riconosciuto che una distribuzione territoriale della generazione elettrica crea diversità, con il risultato di avere un sistema elettrico più robusto ed affidabile.

Vi sono 2 miliardi di persone nel mondo che non hanno accesso all'energia elettrica basata sui sistemi di rete; molte di queste persone vivono in aree sottosviluppate o con una densità di popolazione troppo bassa per giustificare accesso o connessione alla rete. Secondo la Banca Mondiale "la generazione distribuita rappresenta una opportunità unica per aiutare i Paesi in via di sviluppo a progredire verso l'utilizzo di energia pulita, affidabile e a costi sostenibili, in sostanza verso crescita economica e riduzione della povertà". La Banca ha un crescente numero di programmi in tal senso basati principalmente sul fotovoltaico, sulle biomasse, sull'eolico di scala ridotta e sul *minihydro*.

Infine ma non meno importanti, vanno segnalati benefici *market-related*, ovvero minor rischio di esposizione alla volatilità dei prezzi dell'elettricità e alla dipendenza dal gas naturale importato. Il consumo di gas si incrementa rapidamente a livello mondiale in quanto si guarda sempre più a tale combustibile per l'alimentazione di centrali elettriche e di pari passo cresce la preoccupazione circa la sicurezza delle forniture. In Europa tale crescita è esplosa negli anni recenti e la GD (con particolare enfasi alla cogenerazione) è uno degli strumenti principali per alleviare una dipendenza ad alto rischio. Nel caso di raddoppio della cogenerazione al 2010 si può ipotizzare un risparmio di circa il 25 % del gas naturale importato.

9.5 Ricerca e sperimentazione

Lo sviluppo e la crescita della GD è ormai una realtà non più trascurabile nell'ambito dell'interazione tra le medesime forme di generazione e la rete elettrica. Tali fenomeni trovano la loro spinta nella liberalizzazione dell'attività di produzione dell'energia elettrica unitamente ai

¹¹ Nel 1999 le perdite di trasmissione e distribuzione hanno rappresentato il 9,5% di tutta la generazione mondiale (equivalenti alla domanda di Francia, Germania e Regno Unito insieme).

programmi di sviluppo ed incentivazione allo sfruttamento delle fonti primarie di energia rinnovabile.

Alla luce della configurazione dell'attività di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica finora adottata in ambito nazionale, il rilevante sviluppo della GD pone dei problemi che devono essere affrontati da molteplici punti di vista. Primo fra tutti, il modo di utilizzo delle reti elettriche e, in particolare, di quelle della distribuzione, potrebbe mutare rispetto a quanto avvenuto sinora.

Le reti di distribuzione dell'energia elettrica hanno da sempre svolto la funzione esclusiva di alimentare le utenze senza differenziare la qualità della fornitura e senza attuare alcuna forma di interazione con i carichi ad esclusione dei distacchi programmati in condizioni di criticità per il sistema elettrico. Le attuali reti di distribuzione sono sostanzialmente passive. Oggi giorno si vanno però delineando nuove esigenze che potrebbero portare ad una trasformazione radicale delle attuali reti di distribuzione da passive in attive, dando luogo ad una diversa filosofia di progetto e di gestione in sinergia con la rete primaria. Un aspetto di particolare rilievo in questa evoluzione è costituito dalla prospettiva di diffusione della Generazione Distribuita non solo nelle reti MT ma in particolare in quelle in Bassa Tensione (BT). Tale evoluzione si accompagna alla introduzione di dispositivi innovativi, sia nel campo degli apparati di potenza che in quelli di supervisione e controllo, aprendo così svariate prospettive. Le nuove tecnologie possono infatti essere trainanti sia per elevare gli standard qualitativi della rete, sia per quanto attiene la struttura delle reti di distribuzione, l'interfacciamento con i generatori distribuiti e l'interazione con i carichi.

Una diffusione sempre maggiore della GD nella rete comporterà una graduale evoluzione delle reti di distribuzione da una struttura prevalentemente passiva ad una struttura di rete attiva, simile a quella della attuale rete di trasmissione. Per raggiungere tale obiettivo vi è la necessità di sviluppare e utilizzare tecnologie innovative per passare alle reti elettriche digitali, caratterizzate da nuovi dispositivi (d'interconnessione, di comunicazione e logiche di controllo), nuovi sistemi software (protocolli *plug-and-play* dedicati, modelli revisionali, tecnologie di controllo dei carichi), nuovi sistemi di gestione (bidirezionale in *real-time* d'informazione e di potenza) per strutture fortemente interconnesse.

Il sistema di distribuzione evolve verso una struttura caratterizzata dalla suddivisione della rete in aree locali di potenza (area *EPS-electric power system*) fortemente interconnesse tra loro.

Queste architetture di rete di distribuzione attive che riproducono al loro interno la struttura del sistema di produzione e distribuzione dell'energia vengono chiamate: *microgrid* e *Virtual Power Plant* (VPP), possono operare connesse alla rete principale o in isola in modo controllato e coordinato. Questo tipo di evoluzione del sistema elettrico trova una spinta in varie direttive dell'UE, che introducono fra gli altri il ruolo e la figura del gestore del sistema di distribuzione (DSO), che ha il compito in fase di pianificazione dello sviluppo del sistema di distribuzione, di prendere in considerazione misure di efficienza energetica/gestione della domanda e/o generazione distribuita che possano supplire alla necessità di incrementare o sostituire la capacità¹².

In tal modo si promuove un'azione collettiva di coordinamento nei confronti dei ricercatori, sviluppatori, progettisti di impianti e gestori dei servizi, allo scopo di considerare le reti di distribuzione e gli impianti ad essa connessi come un unico sistema.

Il mercato, dunque, appare alla ricerca di un pragmatismo di fondo e di valori funzionali alle piccole collettività e alle individualità. L'uso di nuove tecnologie e di ritrovati scientifici è coerente con questa nuova cultura, se aiuta concretamente nella gestione della propria quotidianità, se favorisce l'uso individuale dei servizi e l'organizzazione personale, se si presenta accessibile e con una forte flessibilità. Ogni proposta tecnologica infatti ha connotazioni specifiche più o meno allineate al contesto sociale. In una logica di competitività estrema, che fa da acceleratore alle proposte innovative, e nel momento in cui il marketing dell'innovazione non si è ancora sviluppato sufficientemente, allinearsi alle tendenze socioculturali presenti nello scenario esterno, è sicuramente un dato di partenza molto importante per le prospettive di successo.

¹² Direttiva europea 2003/54/CE.

9.6 Opportunità per il futuro

Le sfide della generazione distribuita sono molto ambiziose, ma l'integrazione delle fonti rinnovabili e dell'energia distribuita nelle reti elettriche intelligenti potrebbero produrre benefici socio-economici veramente rivoluzionari per cittadini d'Europa.

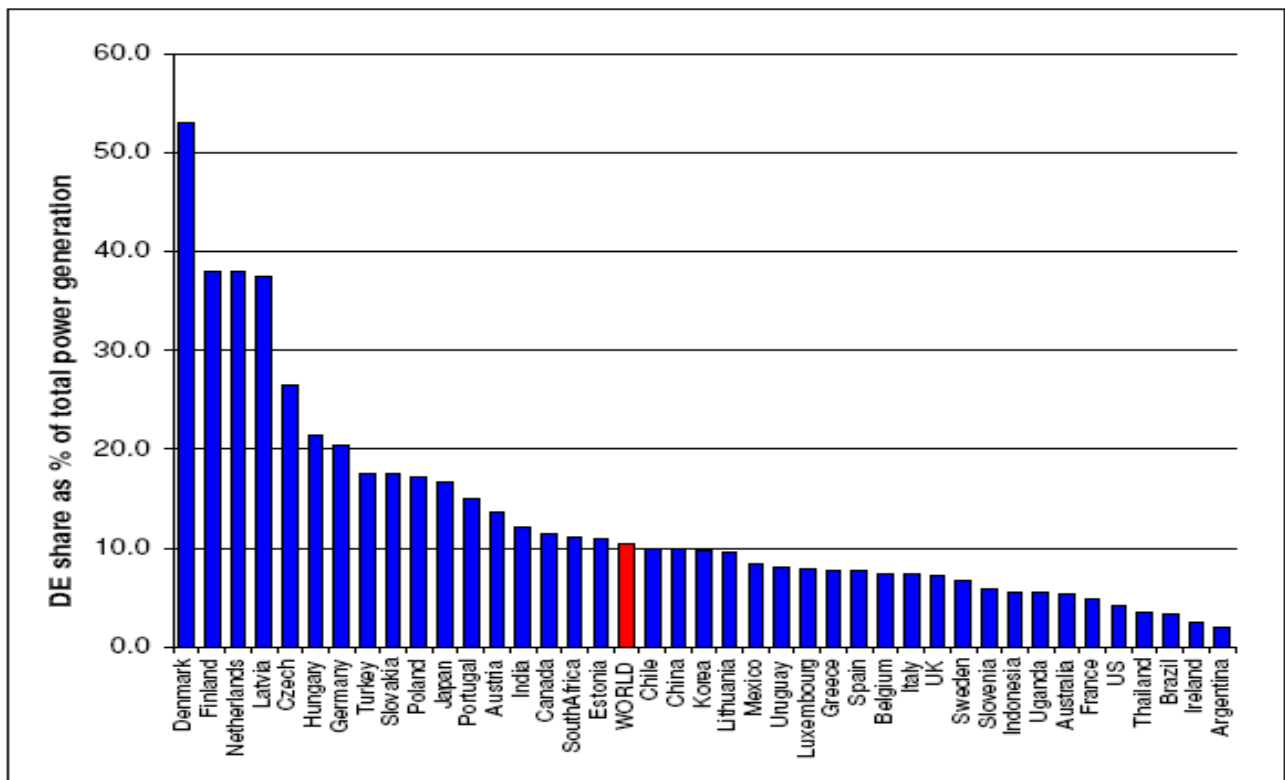
Nello scenario attuale stanno convergendo spinte apparentemente contraddittorie: da un lato una forte spinta ecologica, che richiede interventi urgenti per ridurre i consumi energetici e l'impatto sull'ambiente delle attività umane, dall'altro le esigenze dello sviluppo e la tendenza costante a migliorare la qualità della vita, che portano nella direzione di un maggiore fabbisogno energetico.

Le risposte a questa contraddizione: riorientare le scelte di politica energetica, per favorire fonti meno inquinanti e valorizzare quelle rinnovabili, ottimizzare i sistemi esistenti e sostituirli con nuovi sistemi più efficienti e meno inquinanti, promuovere il riciclo ed il recupero, per favorire un uso razionale delle risorse.

La generazione distribuita rappresenta già oggi una piccola ma significativa percentuale del sistema di produzione di energia elettrica (figura 9.6) nei Paesi OCSE, e potrà giocare un ruolo maggiore nella prossima decade, dato che c'è un numero crescente di utenti interessati ad installare propri sistemi di generazione per:

- avvantaggiarsi della flessibilità delle tecnologie GD di produrre potenza in periodi favorevoli e di espandere rapidamente la potenza stessa in risposta a richieste maggiori;
- usare i generatori esistenti di emergenza per fornire potenza durante i periodi di punta;
- fornire i fabbisogni di elettricità e calore, e vendere elettricità;
- migliorare la affidabilità e la qualità dell'energia consumata.

Figura 9.6 - Capacità di produzione di energia elettrica da GD rispetto alla produzione totale in alcuni Paesi e media mondiale



Fonte: WADE, World Alliance for Distributed Energy

L'elemento decisivo per la diffusione di questo nuovo paradigma sarà l'affidabilità, in termini di flessibilità (tariffe condizionate) e robustezza della rete.

La liberalizzazione completa del mercato giocherà un ruolo decisivo nel favorire lo sviluppo di GD economicamente efficiente, dando ai consumatori accesso alla rete di distribuzione. Riforme strutturali del mercato dovrebbero lasciare il distributore indifferente invece che in competizione con la GD. Tariffe innovative dovrebbero consentire ad un esercente di GD di catturare il valore che esso può dare al sistema di distribuzione e di pagare i costi che invece impone. Molte barriere istituzionali e normative continuano a frenare lo sviluppo di tali sistemi, in quanto i mercati, solo parzialmente aperti, impediscono l'accesso legale alla rete di distribuzione. Inoltre la mancanza di standard di connessione aumenta i costi di transazione per chi propone sistemi GD. A livello nazionale esiste un quadro regolatorio che ha fornito strumenti di promozione di tale modello per alcune tipologie impiantistiche e fonti di energia primaria, ma la mancanza di incentivi per le compagnie di distribuzione che incoraggino GD e anche l'introduzione in rete di potenza che possa ridurre i costi di sistema è un'altra barriera che andrà abbattuta. Il lavoro di sviluppo e di analisi in corso in alcuni progetti sponsorizzati dall'UE porteranno nei prossimi anni a chiarire molti di questi aspetti tecnici e di policy e potranno suggerire opportune raccomandazioni per favorire la transizione verso l'integrazione della GD nell'attuale sistema energetico.