



Autorità per l'energia elettrica e il gas

Indagine conoscitiva sulle problematiche relative alle fonti di energia alternative e rinnovabili, con particolare riferimento alla riduzione delle emissioni in atmosfera e ai mutamenti climatici, anche in vista della Conferenza COP 15 di Copenhagen

*Memoria per l'audizione presso la
XIII Commissione Territorio e Ambiente del Senato*

Roma, 25 febbraio 2009

INDICE

• Il nuovo climate package europeo	3
• Riduzione delle emissioni di gas climalteranti	4
• Un approccio globale alla riduzione delle emissioni	5
• Le fonti rinnovabili per la riduzione delle emissioni	6
• Efficienza energetica, esperienza italiana e prospettive	7
• Meccanismi di cooperazione tra Stati	9
• I regimi di sostegno alle rinnovabili	9
• Ricerca, sviluppo e competitività	17
• Conclusioni	19

Il nuovo *climate package* europeo

Sono due gli obiettivi primari che hanno indotto la Commissione ed i Governi della Unione Europea a individuare azioni atte a favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili: la prima riguarda i cambiamenti climatici e le connesse politiche europee di contenimento delle emissioni di gas serra; la seconda, molto attuale e forse anche più rilevante, concerne la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e l'esigenza strategica di evitare che la dipendenza dalle importazioni di idrocarburi diventi un vincolo politico permanente. In questa ottica, il *Climate package*, approvato in seduta plenaria dal Parlamento europeo lo scorso 17 dicembre 2008, va considerato come un'accelerazione molto sfidante di un percorso preesistente.

Come è noto, l'ambizioso obiettivo posto dall'UE è quello di ridurre le emissioni di gas climalteranti (-20% nel 2020, rispetto al livello del 1990¹), attraverso due principali meccanismi:

- il primo, anch'esso assunto in forma di obiettivo vincolante, soddisfare con fonti rinnovabili il 20% del consumo finale di energia al 2020. Va notato che l'obiettivo può essere conseguito non solo attraverso le fonti rinnovabili deputate alla generazione elettrica, ma anche con quelle destinate al trasporto (biocarburanti) o alla climatizzazione (ad esempio caldaie a biomasse o solare termico).
- il secondo, con obiettivo non vincolante, promuovere l'efficienza energetica negli usi finali, per raggiungere, entro il 2020, un risparmio (nei consumi europei di energia primaria) del 20% rispetto all'andamento tendenziale.

Anticipo qui un'osservazione ripresa più diffusamente in seguito: il miglioramento dell'efficienza nell'uso dell'energia, sebbene sia l'unico obiettivo di tipo non vincolante, dovrà necessariamente assumere un ruolo determinante nella strategia nazionale per rispettare gli impegni comunitari. Questo essenzialmente per quattro ragioni: a) ridurre il consumo di energia elettrica abbassa il parametro di riferimento su cui calcolare l'obiettivo di diffusione delle rinnovabili; b) consumare meno energia a parità di PIL è il modo più efficiente per ridurre le emissioni; c) l'esperienza italiana dei *Titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)* dimostra che un euro speso per incentivare l'efficienza "rende" tra le nove e le quattordici volte tanto in termini di risparmio; d) gli investimenti tecnologici per l'efficienza energetica determinano ricadute estremamente positive sia sui comparti industriali interessati direttamente allo stesso efficientamento, sia sui

¹ Il duplice target di riduzione delle emissioni (-21% rispetto al 2005 per il sistema EU ETS e -10% rispetto al 2005 per gli altri settori non soggetti al sistema EU ETS) corrisponde ad un target UE complessivo di riduzione del 14% rispetto al 2005, ovvero del 20% rispetto al 1990.

settori che a tale efficientamento provvedono; si tratta quindi di investimenti che, anche dal punto di vista dei tempi di attuazione, hanno una evidente funzione anticiclica.

Riduzione delle emissioni di gas climalteranti

In merito all'obiettivo specifico di ridurre le emissioni di gas climalteranti, dunque, si aprono due scenari temporali.

- 1) Sino al 2012 incluso; fase finale delle misure adottate per soddisfare gli impegni previsti dal Protocollo di Kyoto (e, quindi, in particolare della Direttiva 2003/87/CE), che ha istituito, dal 1° gennaio 2005, il Sistema europeo di scambio dei permessi di emissione di gas climalteranti (il cosiddetto *European Emission Trading System* o EU ETS). Tale sistema, come già segnalato dall'Autorità, nella prima fase di applicazione ha introdotto pesanti effetti distorsivi della concorrenza derivanti: (i) da un'insufficiente armonizzazione dei Piani di allocazione nazionali, che di fatto ha favorito alcuni Paesi e alcuni settori a scapito di altri; (ii) dai metodi di allocazione a titolo gratuito dei permessi di emissione, che hanno consentito ad alcune imprese del settore di godere di elevati extra-profitti, trasferendo sui prezzi finali una quota consistente del costo-opportunità dei permessi. La recente discesa del prezzo della CO₂ (il cui valore si è dimezzato negli ultimi 3-4 mesi), in concomitanza con la recessione internazionale, potrebbe ridurre significativamente i suddetti impatti negativi sul settore elettrico.
- 2) Dal 2013 al 2020; nuova direttiva EU ETS, che introduce alcune significative modifiche al metodo attuale. In particolare si dispone:
 - un tetto, definito a livello europeo, che sostituisce i Piani nazionali di allocazione dei permessi di emissione;
 - l'assegnazione del 100% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali al settore termoelettrico (con alcune deroghe per le economie in transizione, ovvero i paesi dell'Est europeo);
 - la possibilità di utilizzare i crediti derivanti dai progetti previsti dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto (che consentono di effettuare investimenti di riduzione delle emissioni in Paesi in via di sviluppo o nei Paesi con economie in transizione) fino ad un massimo del 50% della riduzione complessiva delle emissioni a livello UE nel periodo 2008-2020².

² A ciò va aggiunto: 1) l'assegnazione di almeno il 20% dei permessi di emissione tramite procedure concorsuali ai settori industriali non soggetti a *carbon leakage*² nel 2013; tale quota è prevista aumentare gradualmente fino a raggiungere il 70% nel 2020 e al 100% nel 2027; 2) l'assegnazione del 100% dei permessi a titolo gratuito ai settori soggetti a *carbon leakage* che saranno identificati dalla Commissione europea alla fine del 2009; 3) la possibilità di escludere dall'applicazione della direttiva gli impianti di combustione di piccola taglia (con potenza inferiore ai 35 MW ed emissioni inferiori alle 25.000 tonnellate di CO₂ all'anno).

Per i settori non soggetti all'EU ETS (ovvero trasporto, edilizia, agricoltura) il *target* di riduzione è stato invece definito a livello nazionale e per il nostro paese è del 13% rispetto al 2005. Anche in questo caso è possibile utilizzare i crediti derivanti dai progetti previsti dai meccanismi flessibili di Kyoto fino al 3% delle emissioni verificate nel 2005; per alcuni Paesi, tra cui l'Italia, è previsto un credito addizionale dell'1%.

Per il settore elettrico, una prima immediata conseguenza del nuovo modello dal 2013 sarà un aggravio dei costi dovuto al venir meno dell'assegnazione gratuita dei permessi di emissione. Tale aggravio, nel caso i prezzi della CO₂, superata la fase di recessione, tornassero a 30 euro/tonn, risulterebbe dell'ordine dei 3 miliardi di euro all'anno.

Un approccio globale alla riduzione delle emissioni

È importante notare che, con l'approvazione del *Climate package*, l'Unione europea si è impegnata ad aumentare lo sforzo di riduzione delle emissioni dal 20% al 30% (al 2020), ma a condizione che al prossimo negoziato UNFCCC di Copenaghen gli altri paesi sviluppati e i Paesi con economie in forte crescita (es: Cina, India, Brasile, Sud-Africa e Messico) assumano impegni vincolanti di riduzione delle emissioni. Contestualmente sarà esteso in Europa l'uso dei crediti derivanti dai meccanismi flessibili di Kyoto, allo scopo di trasferire il know-how e le risorse finanziarie europee ai Paesi caratterizzati da produzioni inefficienti e altamente inquinanti.

L'Autorità ha segnalato, in più di un'occasione, come in tema di cambiamento climatico, la sfida globale dei prossimi anni richieda una risposta altrettanto globale, che coinvolga tutti i continenti, tutti gli sviluppi tecnologici, tutti i settori dell'intervento umano (non solo energetici) e tutti i meccanismi di interscambio.

L'enorme incremento delle emissioni di gas climalteranti di Paesi quali Cina e India negli ultimi anni non è imputabile solo all'incremento dei consumi interni, ma soprattutto al fortissimo incremento delle esportazioni; si tratta quindi di maggiori emissioni per soddisfare consumi di altri Paesi, ed in particolare dell'Europa.

Noi crediamo che sia indispensabile, per valutare correttamente le emissioni europee, considerare non soltanto quelle determinate dalle *produzioni* europee, ma quelle ascrivibili ai *consumi* del nostro continente.

Fino a quando l'acquisto in Europa di un bene prodotto in altri continenti non verrà computato in alcun parametro di valutazione ambientale europeo, non vi sarà alcuna garanzia di agire verso il contenimento delle emissioni; anzi è reale il rischio di concorrere ad incrementarle attraverso un pur indesiderato incentivo indiretto a importare o a delocalizzare le "produzioni" in territori ove la tutela ambientale è meno praticata.

Le fonti rinnovabili per la riduzione delle emissioni

L'obiettivo europeo di utilizzo di fonti rinnovabili per il 20% del consumo finale di energia è stato allocato a ciascun Paese membro sulla base di criteri che hanno portato a definire per l'Italia un obiettivo nazionale del 17%. Assumendo lo scenario al 2020 indicato lo scorso anno dalla Commissione in cui si mantiene costante il tasso di crescita dei consumi di energia primaria³ degli ultimi anni⁴, il consumo finale di energia è stimabile in circa 167 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). L'obiettivo italiano (17%), equivale quindi a 28 Mtep di energia finale che dovrà essere attribuibile alle sole fonti rinnovabili.

Quali possibilità ha il nostro paese di raggiungere questo obiettivo? La risposta dipende naturalmente da alcune premesse a più variabili. Consideriamo, ad esempio, il potenziale massimo teorico di utilizzo delle fonti rinnovabili stimato dal Governo italiano nel Position Paper del settembre 2007. Esso risulta di 24,5 Mtep, di cui:

- 9,0 Mtep sono riferiti alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (104 TWh);
- 9,3 Mtep sono riferiti alla produzione termica da biomassa;
- 4,2 Mtep sono riferiti alla produzione di biocarburanti;
- 2,1 Mtep sono riferiti alla produzione termica da solare e geotermia.

L'obiettivo europeo definito nel Climate Package, dunque, eccede già le potenzialità, anche solo teoriche, di sviluppo delle rinnovabili nazionale.

Per rendere l'obiettivo assegnatoci uguale alle dimensioni del potenziale sarebbe quindi necessario adottare misure per ridurre (al 2020) il consumo finale tendenziale di circa il 13%⁵, mantenendolo di fatto ai valori 2007.

Naturalmente una riduzione ulteriore del consumo finale potrebbe consentire di ridurre l'obiettivo ben al di sotto del potenziale.

Ad esempio una riduzione del consumo finale tendenziale del 20% (che vorrebbe dire mantenere al 2020 i consumi del 2003) consentirebbe di ridurre ulteriormente l'obiettivo di circa 2 Mtep, introducendo quindi anche una facoltà di "scelta", che oggi non sembra sussistere, nell'ambito del potenziale massimo teorico di utilizzo delle fonti rinnovabili.

D'altra parte occorre evidenziare che tale potenziale massimo teorico presenta numerose criticità. A solo titolo di esempio i 9,3 Mtep di produzione termica da biomassa (rispetto agli attuali 2) vanno confrontati con i circa 25 Mtep di consumi di metano per usi civili; non potendo trattarsi di consumi aggiuntivi si ipotizza

³ Come indicato nel rapporto "European energy and transport – trends to 2030" pubblicato nel 2008 dalla direzione generale per l'energia e il trasporto della Commissione

⁴ Considerando quindi completamente riassorbita, a quella data, la crisi attuale che sta in questi mesi – e con orizzonte imprevedibile – determinando un calo generalizzato sia della produzione che dei consumi europei.

⁵ Portandolo da 167 a 144 Mtep.

quindi che alcuni milioni di famiglie passino dall'attuale tipo di riscaldamento ad una forma di utilizzo delle biomasse.

Ritornando alla quota di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, una stima dei costi che i clienti finali del sistema elettrico italiano potrebbero dover sostenere per raggiungere l'obiettivo in materia di fonti rinnovabili, richiede la formulazione di alcune ipotesi. In particolare, che:

- l'incremento della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili avvenga linearmente a partire dalla condizione attuale;
- vengano estesi nel tempo gli attuali strumenti di incentivazione mantenendo le medesime caratteristiche, ma con livelli di incentivo decrescenti linearmente fino a ridursi al 50% per gli impianti che entrino in esercizio nel 2020.

Di particolare rilievo è la seconda ipotesi sopra riportata. Essa cerca di contemperare in termini realistici le due tesi che spesso si contrappongono in merito ai costi delle fonti rinnovabili: la prima è quella di una ormai prossima competitività delle fonti rinnovabili rispetto alle fonti fossili, la seconda è quella di un extracosto unitario delle fonti rinnovabili crescente in funzione della dimensione degli obiettivi; ciò in connessione all'esaurirsi delle disponibilità a minor costo (ad es. idroelettrico, geotermia, eolico). L'ipotesi che si assume è che lo sviluppo tecnologico comunque consenta di ridurre progressivamente gli extracosti unitari, fino a dimezzarli al 2020; ciò non toglie che andranno comunque onorati gli impegni di remunerazione assunti con gli impianti entrati in esercizio negli anni precedenti.

In queste ipotesi, il costo totale per l'incentivazione delle fonti rinnovabili, che nel 2008 si è assestato intorno a 1,6 miliardi di euro (escludendo l'incentivo alle fonti assimilate), è stimabile aumenti fino a circa 7 miliardi di euro nel 2020 per raggiungere a quella data i 104 TWh ; di questi, oltre 3,5 miliardi di euro solo per l'incentivazione di 10 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici).

Efficienza energetica, esperienza italiana e prospettive

Come accennato precedentemente, i miglioramenti di efficienza nell'uso dell'energia, oltre ad avere un impatto diretto sulle emissioni di gas climalteranti, riducendo il tasso di crescita tendenziale dei consumi energetici, abbassano l'obiettivo assoluto di penetrazione delle fonti rinnovabili da perseguire nell'ambito del *Climate Package*. Inoltre, come evidenziato da numerosi studi condotti a livello internazionale, l'efficienza energetica negli usi finali rappresenta di gran lunga l'opzione più efficace in termini di rapporto costi-benefici per il contenimento delle emissioni di gas di serra tra quelle perseguibili (aumento della penetrazione delle fonti rinnovabili, ma anche *fuel switching* o *carbon capture and storage*).

Il significativo potenziale tecnico-economico della efficienza negli usi finali energetici (si veda, il *Piano di Azione Nazionale per l'Efficienza Energetica 2007*

sviluppato dal Governo in attuazione della Direttiva 32/2006/CE) non viene adeguatamente sfruttato a causa di barriere di diversa natura (es.: carenza di informazioni per i consumatori finali su costi e tecnologie già disponibili, esistenza di incentivi asimmetrici tra gli attori del mercato, difficoltà di accesso al credito e ancora limitata diffusione di meccanismi di finanziamento che tengano in adeguata considerazione le peculiarità delle scelte di investimento in risparmio energetico).

A seguito degli interventi legislativi e governativi sono stati istituiti in Italia i *Titoli di efficienza energetica* (TEE), denominati anche *certificati bianchi*. Il meccanismo dei *certificati bianchi* è orientato ad armonizzare il conseguimento di un obiettivo certo e pre-definito attraverso l'introduzione di obblighi di risparmio energetico sui distributori di elettricità e di gas naturale; con ciò benefici, in termini di efficienza economica, derivanti dalla possibilità di compra-vendita di certificati attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

A conferma del successo del meccanismo di mercato *certificati bianchi*, nei primi quattro anni di applicazione (dal gennaio 2005 al dicembre 2008) il risparmio complessivo ha già superato i 2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep). A fronte di incentivi per circa 110 milioni di euro erogati dall'Autorità, il costo energetico evitato dai consumatori (presso i quali sono stati realizzati gli interventi) è stato infatti dalle 9 alle 14 volte il costo degli stessi incentivi (per ogni unità di energia risparmiata).

Fare del meccanismo dei *certificati bianchi* lo strumento di punta per il conseguimento dell'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica dei consumi consentirebbe, in prima battuta, di sfruttare la capacità di questo strumento di selezionare gli interventi con il migliore rapporto costo-efficacia nel conseguire un obiettivo prefissato.

In aggiunta, tale scelta consentirebbe di utilizzare una metodologia di monitoraggio dei risparmi energetici effettivamente conseguiti, quale quella sviluppata dall'Autorità per l'attuazione del sistema, che è coerente con quella *bottom-up* presa a riferimento dalla Commissione Europea nella Direttiva 32/2006/CE per la promozione dei servizi energetici e che dunque, presumibilmente, sarà adottata anche per monitorare il conseguimento degli obiettivi del pacchetto 20-20-20.

La stessa Direttiva, inoltre, menziona esplicitamente il meccanismo dei *certificati bianchi* come uno degli strumenti che possono essere utilizzati dagli Stati Membri per conseguire gli obiettivi di risparmio energetico individuati dalla Commissione; prevede pure un monitoraggio delle esperienze in corso negli Stati Membri al fine di valutare l'opportunità di introdurre nella Comunità Europea un approccio di mercato basato sul commercio di *certificati bianchi*.

Meccanismi di cooperazione tra Stati

Oltre alle misure di efficienza energetica, un ulteriore contributo per il raggiungimento dell'obiettivo di sviluppo delle fonti rinnovabili nel nostro Paese potrebbe derivare dalla possibilità prevista dalla nuova Direttiva, nella versione finale approvata dal Parlamento europeo il 17 dicembre 2008, di stipulare accordi con Paesi terzi (extra UE) per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che varrebbero ai fini del rispetto dell'obiettivo al 2020.

E' necessario, tuttavia, il rispetto di alcune condizioni. In particolare, l'energia elettrica prodotta in un Paese terzo deve essere consumata all'interno dell'Unione europea, deve essere prodotta da impianti costruiti (o ampliati) dopo l'entrata in vigore della direttiva e non può ricevere incentivi nel Paese terzo se non sotto forma di contributi in conto capitale. Tuttavia, nell'ipotesi di costruzione di linee di interconnessione con un paese terzo, che richiedano tempi lunghi di implementazione, è possibile conteggiare anche l'energia elettrica prodotta e consumata in quest'ultimo, prima dell'entrata in operatività della linea di interconnessione, in misura non superiore alla quantità che sarà successivamente esportata nell'Unione Europea.

Alla luce degli accordi di collaborazione già esistenti con alcuni Paesi del bacino del Mediterraneo (es: Medreg, accordi con Tunisia, Montenegro, Albania, ...) si tratta sicuramente di un'opzione che merita approfondimenti per il contributo che potrebbe dare in termini di riduzione dell'onere nazionale, tenendo conto dei potenziali minori costi.

In prima approssimazione, non sembrano invece molto realistiche le ipotesi, pure previste dalla nuova Direttiva europea, di stipulare accordi volontari tra gli Stati membri per il trasferimento statistico di un certo ammontare di energia prodotta da fonti rinnovabili, da un Paese in surplus rispetto al proprio obiettivo nazionale ad un paese in deficit, oppure l'implementazione di progetti congiunti, dato che a livello europeo gli obiettivi sono molto stringenti per tutti gli Stati Membri.

I regimi di sostegno alle rinnovabili

I molteplici regimi di sostegno esistenti in Europa possono essere divisi in due categorie principali:

- regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
- regimi amministrati (metodi di prezzo - feed-in tariffs - conti energia, incentivi conto capitale, incentivi fiscali).

In Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione, di entrambe le categorie. In particolare:

- tariffe incentivate (CIP 6/92) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;

- sistema di feed-in tariffs per impianti da fonte rinnovabile di potenza inferiore ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di *conto energia* per piccoli impianti da fonte rinnovabile ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Il provvedimento CIP 6/92

Il CIP 6/92 è un provvedimento attuativo della legge 9 gennaio 1991, n. 9/91, orientata a liberalizzare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate, in deroga quindi alla riserva di legge allora in capo ad Enel. Tale provvedimento obbligava l'Enel a ritirare l'energia elettrica prodotta dai privati ad un prezzo costituito dalla somma di quattro componenti:

- costo evitato di impianto;
- costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;
- "ulteriore componente" (riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio);⁶
- costo evitato di combustibile (CEC).

Il provvedimento CIP 6/92, insieme alla connessa "Convenzione tipo" per la cessione all'Enel⁷, ha indotto un consistente volume di investimenti, peraltro urgenti in quel periodo a causa della carenza di potenza disponibile; tuttavia esso è stato gravato da difficoltà derivanti in particolare da:

- l'estensione delle incentivazioni ai cosiddetti impianti "assimilati", con la conseguente difficoltà di definire criteri efficienti per equiparare i benefici derivanti dalle fonti rinnovabili con quelli connessi all'eventuale risparmio di energia;
- la difficoltà di definire a priori un prezzo di cessione "giustamente" remunerativo, per stimolare gli operatori senza consentire eccessive rendite;
- le sovrapposizioni con altre incentivazioni, ed in particolare con fondi europei;
- la mancanza di un tetto quantitativo programmatico.

Tali problemi sono stati resi ancora più critici dalla "legificazione" dei meccanismi, delle tariffe e delle convenzioni di cessione operata con la legge 481/95, che ha implicitamente costituito un diritto di indennizzo in caso di modifiche sostanziali al regime di incentivazione degli impianti in esercizio (al contrario, il provvedimento CIP 6/92 prevedeva in origine un aggiornamento biennale delle tariffe). Tutto ciò ha determinato, dopo quattro anni di funzionamento del meccanismo, la necessità di fermare l'applicazione ad ulteriori impianti.

⁶ L'"ulteriore componente" è una componente incentivante correlata ai maggiori costi delle diverse tipologie di impianto al fine di coprire i maggiori costi di investimento. Il valore unitario di tale componente è mediamente più elevato per le fonti rinnovabili -in particolare per le biomasse ed i rifiuti- rispetto alle fonti assimilate.

⁷ D.M. 25/9/92

Tuttavia gli effetti economici del provvedimento sussistono tuttora. Oggi, l'obbligo di ritiro è posto in capo al Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) che rivende poi al mercato l'energia elettrica ritirata in base ad un prezzo fissato di anno in anno con decreto ministeriale.

Tale meccanismo, nell'anno 2007 (ultimo anno per cui si dispone di dati consolidati, forniti dal GSE), ha generato un costo netto per il sistema pari a 2,4 miliardi di Euro⁸, (si veda la tabella seguente)⁹. Il 18% dell'energia ritirata è stata prodotta da fonti rinnovabili e l'82% da fonti assimilate¹⁰.

Dati relativi all'applicazione del provvedimento Cip n. 6/92 nell'anno 2007

		Fonti rinnovabili		Fonti assimilate		Totale
			[%]		[%]	
Numero di convenzioni in essere al 31 dic. 2007	[Numero]	336	88,2%	45	11,8%	381
Potenza convenzionata al 31 dic. 2007	[MW]	2.669	34,7%	5.028	65,3%	7.697
Energia elettrica ritirata	[TWh]	8,2	17,7%	38,2	82,3%	46,4
Costi per il ritiro dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	1,48	28,4%	3,74	71,6%	5,22
Ricavi associati alla rivendita dell'energia elettrica	[Miliardi di euro]	0,50	17,7%	2,32	82,3%	2,82
Impatto sulla componente tariffaria A3 (*)	[Miliardi di euro]	0,98	40,8%	1,42	59,2%	2,40

(*) La componente tariffaria A3 viene utilizzata prevalentemente per la copertura dei costi generati dal provvedimento Cip n. 6/92. Tale componente incide circa per il 6 % della tariffa media nazionale al netto delle imposte.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE all'Autorità

Per il 2008, tale costo netto è stimabile allo stesso livello del 2007 (2,4 miliardi di Euro).

Agli oneri diretti appena citati occorre tuttavia aggiungere ulteriori oneri derivanti dagli effetti del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento CIP 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica CIP 6/92 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:

- i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento CIP 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi) previsto dall'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99 sostengono costi aggiuntivi conseguenti a successive modifiche normative (oneri stimabili in circa 20-30 milioni di euro l'anno);

⁸ A questa cifra si arriva sottraendo dall'onere di ritiro pari a 5,22 miliardi di Euro il ricavo pari a 2,82 miliardi di Euro.

⁹ In termini unitari, l'onere medio della produzione Cip n. 6/92 è stato, nel 2007, pari a circa 52 €/MWh per ogni MWh prodotto (circa 119 €/MWh per le fonti rinnovabili; circa 37 €/MWh per le fonti assimilate). Tale costo si ripercuote sui clienti finali per circa 7 €/MWh per ogni MWh prelevato dalla rete (di cui poco più di 3 €/MWh sono riferibili alle fonti rinnovabili).

¹⁰ In termini di incentivi riconosciuti, tuttavia, poiché alle fonti rinnovabili è riconosciuta una remunerazione maggiore, esse incidono per il 41% contro il 59% delle fonti assimilate.

- la direttiva 2003/87/CE prevede che gli impianti che emettono gas serra debbano possedere un permesso all'emissione in atmosfera di tali gas. Nel caso in cui il numero delle quote inizialmente assegnate a titolo gratuito risulti inferiore alle necessità, i produttori si trovano a dover sostenere costi aggiuntivi derivanti dall'approvvigionamento di quote di emissione sufficienti a coprire tale difetto (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007 e stimabili in 300-400 milioni di euro l'anno per il periodo 2008-2012).

Nel complesso gli oneri del provvedimento CIP 6/92 negli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione (destinata ad esaurirsi progressivamente nei prossimi 12 anni) sono stimabili in circa 16 miliardi di euro. Tuttavia gli oneri potrebbero essere più elevati per effetto della possibile entrata in esercizio degli impianti alimentati da rifiuti (da realizzarsi nell'ambito, appunto, dell'emergenza rifiuti), ammessi a godere (da leggi anche molto recenti) dell'incentivazione del CIP 6/92.

A titolo di riferimento, 100 MW di potenza da rifiuti incentivata con il CIP 6/92 comportano un onere netto aggiuntivo sui consumatori pari a oltre 100 milioni di Euro/anno. Tale onere è sostanzialmente dimezzato nel caso venga ammessa all'incentivazione solo la parte biodegradabile dei rifiuti.

Va rilevato che i costi a carico dei clienti del sistema elettrico si sono comunque sensibilmente ridotti, negli ultimi due anni, per effetto della revisione, operata dall'Autorità, dei criteri di aggiornamento della componente CEC (costo evitato di combustibile) del prezzo di ritiro dell'energia.¹¹

Con la delibera n. 249/06 l'Autorità ha infatti introdotto (dal 1° gennaio 2007) una nuova modalità di calcolo, più aderente ai reali costi ed in grado quindi di garantire una maggiore equità nel sistema e di evitare il cristallizzarsi di rendite di posizione indebite e del tutto ingiustificate a danno degli utenti.

L'intervento dell'Autorità, nonostante il duro contenzioso attivato dagli operatori, ha ridotto considerevolmente gli oneri che ricadono ogni anno sui consumatori. Per il solo anno 2007 gli effetti sono stati pari a 635 milioni di euro. Il provvedimento dell'Autorità porterà un ulteriore risparmio, di importo proporzionale all'energia ritirata dal GSE, per tutta la durata dell'incentivazione; l'onere complessivo, per l'intero sistema CIP 6/92 fino al 2020, si è ridotto di circa 5 miliardi di euro.

¹¹ Le disposizioni del titolo II, punto 7, lettera b), del provvedimento del CIP n. 6/92 come integrato dal decreto 4 agosto 1994 del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato prevedevano che fino al 31 dicembre 2006 l'aggiornamento del CEC si effettuasse facendo riferimento all'aggiornamento del prezzo di cessione del gas naturale previsto nell'accordo quadro Snam/Confindustria, sottoscritto in data 8 luglio 1994, che disciplina i prezzi e le condizioni di fornitura del gas naturale all'industria. Esso comprendeva un'ampia varietà di contratti di fornitura di gas naturale (forniture ad uso industriale, continue annuali, continue stagionali, interrompibili, continue con sospensione programmata dei prelievi), tra cui la fornitura di gas per la produzione di energia elettrica.

Inoltre, l'Autorità ha provveduto ad effettuare verifiche e sopralluoghi su impianti che producono energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate (CIP 6/92) e sugli impianti di cogenerazione. Tali verifiche hanno portato a recuperi di incentivi indebitamente percepiti per circa 150 milioni di Euro.

In questo contesto, appare degno di attenzione l'articolo 16 *quater*, comma 9, del disegno di legge AS 1195 (già approvato in prima lettura alla Camera e ora all'esame del Senato), che trasferisce dall'Autorità per l'energia al Ministero dello sviluppo economico il potere di intervenire sul valore del costo evitato di combustibile (CEC), senza tuttavia innovare rispetto a quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, che, all'art. 3, comma 7 e come accennato, prevede la sostanziale "intangibilità" del provvedimento CIP 6/92.

In merito, è certamente condivisibile la finalità di "determinare una riduzione dell'ammontare della relativa voce tariffaria a carico degli utenti", ma non è chiaro quali nuovi criteri il Ministero potrà applicare nella sua determinazione, tenendo anche conto dell'esplicito riferimento (contenuto nella norma stessa del Disegno di Legge) alla "salvaguardia della redditività degli investimenti effettuati dalle imprese." Il rischio è che la norma non consenta ulteriori benefici per i consumatori e possa indurre gli operatori a riaprire il lungo contenzioso che ha portato ad un giudicato favorevole all'Autorità proprio sulla riduzione del CEC.

Certificati verdi

La liberalizzazione del mercato elettrico in ambito europeo e lo sviluppo di una politica comune europea a livello energetico hanno portato all'introduzione di nuovi meccanismi che tentano di sfruttare le regole di mercato al fine di rendere più efficiente l'allocatione delle incentivazioni per le fonti rinnovabili.

Tali nuovi meccanismi in Italia sono stati introdotti dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.

La logica del sistema è quella di porre un vincolo percentuale come quota da fonti rinnovabili nuove nella copertura del fabbisogno complessivo di energia elettrica (inizialmente il 2% della produzione da fonti convenzionali) e di consentire di soddisfare tale vincolo non solo tramite la realizzazione diretta di impianti rinnovabili da parte dei produttori da fonti convenzionali ma anche tramite l'acquisto di "certificati verdi" (CV) rilasciati da altri produttori da fonti rinnovabili, sotto il controllo delle autorità competenti. Si viene in tal modo a creare un vero e proprio mercato parallelo (a quello della produzione da fonte convenzionale) delle fonti rinnovabili che dovrebbe assicurare, grazie proprio alle regole di mercato, la minimizzazione dell'extra costo che viene fatto gravare sugli utenti per il raggiungimento del vincolo-obiettivo.¹²

¹² L'obbligo di acquisto dell'energia da fonti rinnovabili non viene posto a carico dei clienti (come in altre applicazioni internazionali), bensì in capo ai produttori da fonti convenzionali. Il vantaggi di tale scelta sono quelli di:

Avevano diritto ai CV gli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999, solo per i primi 8 anni di esercizio.

Tra le principali critiche che sono state mosse al sistema definito dal decreto legislativo 79/99 vi sono state quelle relative al fatto che si instaura una competizione all'interno delle stesse fonti rinnovabili; competizione che, se esasperata, poteva vedere soccombere alcune di esse.

In realtà lo stesso decreto legislativo affermava la possibilità, per le regioni, di sostenere alcune tipologie di fonti rinnovabili con altre modalità di incentivazione e di sviluppo, aggiuntive al "sostegno di base".

La logica di tali ulteriori incentivazioni era proprio quella di promuovere l'uso di alcune tipologie di fonti rinnovabili non competitive con le altre fonti rinnovabili, ma promettenti sul lungo periodo. Tale previsione normativa è stata tuttavia sostanzialmente disapplicata, e ciò ha portato alla rivisitazione dei meccanismi di incentivazione operata con il decreto legislativo n. 387/03 e con la finanziaria del 2008.

Il decreto legislativo n. 387/03 di attuazione della direttiva 2001/77/CE, oltre a disciplinare alcuni aspetti relativi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili e a dettare norme per l'incentivazione integrative rispetto al meccanismo dei CV, ha definito criteri specifici per l'incentivazione della fonte solare e ha previsto, per alcune tipologie di impianti, un regime di ritiro amministrato ("ritiro dedicato") a prezzi definiti dall'Autorità per l'energia.

La legge Finanziaria per il 2008, pur conservando il meccanismo dei CV per gli impianti di potenza superiore ad 1 MW, ha differenziato, attraverso appositi coefficienti, il numero di certificati corrisposti in funzione della fonte primaria utilizzata. Inoltre il nuovo sistema prevede che il CV sia attribuito per 15 anni (anziché 8) con un prezzo di riferimento determinato come differenza tra un valore stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (oggi posto pari a 180 €/MWh) e il prezzo medio di ritiro dell'energia elettrica rinnovabile nell'ambito del "ritiro dedicato".¹³

Le seguenti tabelle indicano i risultati ottenuti durante i primi anni di applicazione del meccanismo dei CV. L'onere del programma di incentivazione è posto indirettamente a carico dei clienti finali, in una componente del prezzo di acquisto dell'energia elettrica. Pertanto il reale costo dei CV sui clienti finali può solo essere stimato e risulta pari a circa 306 milioni di Euro per il 2007 e a circa 400 milioni di Euro per il 2008.

-
- maggiore controllabilità del sistema (i produttori sono assai meno numerosi dei clienti);
 - maggiore aggregazione della domanda di fonti rinnovabili (per un produttore rinnovabile sarebbe un problema commercializzare i certificati verdi presso una molteplicità di clienti).

¹³ I coefficienti, così come la tariffa, possono essere variati ogni tre anni con decreto del MSE, assicurando la congruità della remunerazione ai fini dell'incentivazione dello sviluppo delle fonti rinnovabili.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: quantità

Anno	Energia elettrica soggetta all'obbligo [TWh]	Quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema [%]	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									
			Anno d'obbligo	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta							
					Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)		Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR		Certificati verdi nella titolarità del GSE venduti per garantire l'equilibrio tra domanda e offerta	
[TWh]	[TWh]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	[TWh]	[%]	
2001	161,6	2	2002	3,23	0,47	14,5%	0,30	9,3%	0,12	3,7%	2,34	72,5%
2002	180,6	2	2003	3,61	0,60	16,6%	0,68	18,8%	0,21	6,0%	2,05	56,8%
2003	201,1	2	2004	4,02	1,22	30,3%	1,08	26,9%	0,59	14,7%	1,03	25,6%
2004	193,8	2,35	2005	4,48	2,36	52,7%	0,33	7,4%	1,52	33,9%	0,14	3,1%
2005	222,2	2,70	2006	6,00	3,32	55,3%	0,50	8,3%	1,97	32,8%	0,01	0,2%
2006	189,9	3,05	2007	5,84	2,03	34,8%	0,50	8,6%	3,25	55,7%	0,01	0,2%
2007	190	3,80	2008	7,22	7,22 (100%)				0,00		0,0%	
2008		4,55										

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Note: La presente tabella non evidenzia i soggetti inadempienti all'obbligo, nei confronti dei quali sono in corso le istruttorie formali.

Pertanto, per alcuni anni la somma delle offerte è minore della domanda complessiva di certificati verdi

I dati relativi all'anno 2008 sono stimati.

I dati riportati possono subire piccole modifiche per effetto dei controlli tecnici effettuati sugli impianti.

Applicazione dell'obbligo di acquisto dei certificati verdi in Italia: costi

Anno	Obbligo: quantità di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile da immettere nel sistema nel corso dell'anno successivo									Stima dei costi del meccanismo dei certificati verdi		
	Domanda di certificati verdi [TWh]	Offerta								Costi totali sostenuti indirettamente dai clienti del sistema elettrico [Milioni di euro]	di cui a beneficio dei produttori IAFR [Milioni di euro]	di cui a riduzione del fabbisogno del conto alimentato dalla comp. A3 [Milioni di euro]
		Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR negoziati	Certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo (dato stimato)	Certificati verdi autoprodotti nella titolarità di produttori IAFR	Certificati verdi nella titolarità del GSE	[TWh]	[€/MWh]	[TWh]	[€/MWh]			
2002	3,23	0,47	80,0	0,30	30,0	0,12	30,0	2,34	84,18	247	50	197
2003	3,61	0,60	78,3	0,68	30,0	0,21	30,0	2,05	82,40	243	74	169
2004	4,02	1,22	92,5	1,08	30,0	0,59	30,0	1,03	97,39	263	163	100
2005	4,48	2,36	106,9	0,33	35,0	1,52	35,0	0,14	108,92	332	317	15
2006	6,00	3,32	120,6	0,50	35,0	1,97	35,0	0,01	125,28	488	487	1
2007	5,84	2,03	85,4	0,50	35,0	3,25	35,0	0,01	125,13	306	305	1
2008	7,22								112,88			

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR e negoziati è stato stimato pari al 95% del valore massimo per il medesimo anno. A partire dal 2005, tali valori sono stati assunti pari ai prezzi medi di negoziazione presso la sede del GME.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità di produttori IAFR scambiati infra-gruppo o autoprodotti è stato stimato pari a 30 - 35 €/MWh utilizzando il criterio del costo opportunità.

I valori annuali dei certificati verdi nella titolarità del GSE è pari al valore massimo per il medesimo anno.

Fonte: rielaborazione di dati trasmessi dal GSE.

Per quanto riguarda gli oneri dei certificati verdi negli anni a venire occorre tener conto che, come accennato, la legge finanziaria 2008, associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte. Inoltre, la medesima legge ha fissato a 0,75 punti percentuali l'aumento annuo (per il periodo 2007 - 2012) della domanda obbligatoria di CV per i produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili (la percentuale è il 5,3% nel 2009 e crescente fino al 7,55% nel 2012). Il conseguente costo stimato a carico dei clienti finali è atteso in aumento, fino a superare nel 2012 un miliardo di euro/anno.

A ciò occorre aggiungere l'effetto dell'obbligo di acquisto, previsto dalla legge finanziaria per il 2008 in capo al GSE, dei CV emessi da tre anni e invenduti. Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato la legge finanziaria 2008, ha aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 – 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010. Per l'anno 2009, tale disposizione comporta un maggiore costo, sostenuto dal GSE e posto a carico dei clienti finali, pari a circa 650 milioni di euro.

Tariffa fissa onnicomprensiva

La legge finanziaria 2008 ha pure introdotto, per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW), la possibilità di optare per un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa. Tale tariffa ha la durata di 15 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto ed è differenziata per fonte, secondo valori che vanno da un massimo di 340 a un minimo di 180 €/MWh. L'onere dell'incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della bolletta ed è atteso pari a 20-30 milioni di euro per l'anno 2008. Tale onere è previsto in forte crescita negli anni successivi.

Fotovoltaico

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più proficue al mondo.

Essa è regolata dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007 che ha modificato la disciplina di incentivazione precedente¹⁴ introducendovi modifiche significative. In particolare:

- si è previsto che l'acquisizione del diritto all'incentivo fosse concessa solo in seguito all'effettiva realizzazione dell'impianto;
- si è determinata una differenziazione, ma sempre su livelli molto elevati, del valore delle tariffe tra impianti integrati (impianti in cui il pannello solare è parte integrante del tetto dell'edificio), parzialmente integrati e non integrati;
- è venuta meno la soglia limite di 1 MW entro la quale dovevano essere costruiti gli impianti per beneficiare dell'incentivazione.

Per quanto concerne la valutazione dell'impatto sui clienti finali del sistema di incentivazione della produzione fotovoltaica, detto onere è stato pari, nel 2008, a circa 110 milioni di euro ed è stato stimato, a regime (vale a dire nel caso previsto dallo stesso decreto di 1200 MW installati entro il 31 dicembre 2010), in circa 1 miliardo di euro/anno per un totale di 20 miliardi di euro in 20 anni; ciò a fronte di una produzione attesa inferiore allo 0,5% della domanda nazionale. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della *bolletta* elettrica.

¹⁴ In attuazione di quanto previsto dal decreto legislativo n. 387/03, il decreto ministeriale del 28 luglio 2005 aveva introdotto il cosiddetto "conto energia fotovoltaico" che prevedeva tariffe incentivanti onnicomprensive di durata ventennale per la produzione appunto di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Solare termodinamico

Con il decreto ministeriale 11 aprile 2008 sono stati stabiliti criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo n. 387/2003.

Il decreto ricalca nella struttura il decreto 19 febbraio 2007 sull'incentivazione della produzione fotovoltaica. In particolare è incentivata l'energia elettrica prodotta tramite sistemi solari termodinamici per un periodo di 25 anni (in moneta costante). L'energia elettrica immessa può poi essere venduta sul mercato, per cui l'incentivo, come nel caso del fotovoltaico, si somma ai ricavi di vendita dell'energia elettrica.

Le prime valutazioni del rendimento atteso da impianti solari termodinamici portano a valutare l'onere per i clienti finali (nell'ipotesi di pieno sfruttamento del programma di incentivazione) pari a circa 110 milioni di euro all'anno, per un totale di 2,8 miliardi di euro in 25 anni. L'onere del programma di incentivazione è posto interamente a carico della componente A3 della *bolletta* elettrica.

Ricerca, sviluppo e competitività

Gli investimenti italiani in ricerca e sviluppo per le fonti rinnovabili sono tra i maggiori a livello europeo e si aggirano mediamente sui 50 milioni di euro all'anno (dati IEA), destinati per la maggior parte all'Enea, al CNR e a varie Università. Negli ultimi anni, una serie di nuove iniziative hanno portato finanziamenti aggiuntivi per la ricerca nel settore, come nel caso del bando Efficienza Energetica del programma Industria 2015 (Ministero dello sviluppo economico), che, per le fonti rinnovabili, prevede finanziamenti per circa 100 milioni di euro da oggi al 2015.

La componente A5 della *bolletta* elettrica finanzia inoltre, in maniera diretta, la cosiddetta "ricerca di sistema": una serie di attività di ricerca e sviluppo finalizzate all'innovazione tecnologica di interesse generale per il sistema elettrico nazionale. Tale fondo, che attualmente si aggira intorno ai 60 milioni di euro all'anno. Le tematiche di ricerca sono definite da un piano triennale, aggiornato a cura del Comitato di Esperti di Ricerca di Sistema Elettrico (funzione attualmente svolta transitoriamente dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas), ed approvato dal Ministero dello sviluppo economico. Parte delle attività riguardano le fonti rinnovabili, per circa 20 milioni di euro nel Piano Triennale 2006-2008, per 26 milioni di euro nel Piano Triennale 2009-2011 (attualmente in via di approvazione), a cui si aggiungono 10 milioni di euro per attività sull'accumulo elettrico, cruciale per ovviare all'intrinseca discontinuità di molte fonti rinnovabili. Nonostante l'impegno finanziario, l'Italia ha tuttavia difficoltà nel trasformare i finanziamenti nella ricerca in azioni che portino ad uno sviluppo del settore produttivo e del relativo indotto.

Spese medie annuali in R&S per fonti rinnovabili nel periodo 2000-2005

Germania	Italia	Olanda	Svezia	UK	Spagna
75,7	46,5	43,9	24,4	22,4	20,4

Nel nostro Paese l'attuazione delle politiche per la ricerca nel settore delle fonti rinnovabili vede coinvolti principalmente tre Ministeri (sviluppo economico; ambiente e della tutela del territorio e del mare; istruzione, università e ricerca) mentre gli spazi della ricerca sono occupati in modo preponderante da università, enti pubblici di ricerca (ENEA, CNR, CESI Ricerca, INGV, ecc.) e, in misura minore, imprese.

La diversità di interesse ed approccio dei diversi attori, con caratteristiche e missioni diversi, e la multiformità degli strumenti di finanziamento, presentano aspetti sicuramente positivi, ma determinano la frammentazione delle attività, svolte per di più con finalità diverse, con possibile minor efficacia delle azioni intraprese, scarso coordinamento delle attività - talvolta sovrapposte o confliggenti - nella grande maggioranza, con debole collegamento al sistema industriale.

Ne deriva una scarsa capacità di trasformare i finanziamenti per la ricerca in occasione di stimolo per lo svilupparsi di un'industria nazionale delle fonti rinnovabili. I meccanismi di incentivazione, che ricoprono un ruolo determinante per lo sviluppo della domanda e che oggi assorbono risorse superiori di 60 volte ai finanziamenti alla ricerca, potranno dirsi veramente efficaci se innescheranno un processo virtuoso nel quale lo sforzo imprenditoriale, accompagnato e reso competitivo da un'adeguata politica di sostegno alla ricerca, riusciranno ad avviare lo sviluppo di un sistema industriale in grado di porsi sulla frontiera dello sviluppo tecnologico di settore, maturando la capacità di giocare un ruolo sul mercato interno ed internazionale. Viceversa, il rischio è di utilizzare le incentivazioni per, e su, impianti tecnologicamente superati (o che diventeranno obsoleti in pochi anni), piuttosto che un miglior sviluppo industriale di settore ed occupazionale o di favorire l'offerta estera a discapito dell'industria nazionale.

Conclusioni

Nel contesto descritto e molto sfidante, in tema di *sviluppo sostenibile*, l'Italia, oltre al dovere di tener conto degli impegni assunti in ambito UE, ha certamente motivazioni aggiuntive per confermare l'orientamento favorevole per le rinnovabili.

Tra queste:

- le maggiori opportunità di investimento, in termini di potenziale, per alcune risorse primarie rinnovabili, rispetto al resto d'Europa; è il caso certamente del solare, grazie dell'insolazione media particolarmente elevata nel Sud Italia, ma anche della geotermia; per l'eolico, le biomasse e l'idroelettrico esistono ancora molti siti che presentano condizioni favorevoli per il loro sfruttamento;
- la possibilità di sviluppare filiere industriali per le fonti rinnovabili; per alcune di esse, inclusi l'eolico ed il fotovoltaico, il contributo dell'industria italiana alla realizzazione è ancora parziale e spesso ridotto alle sole fasi di montaggio e installazione; la presenza sul territorio di una filiera industriale garantirebbe invece evidenti vantaggi in termini di occupazione e valore aggiunto, nonché di formazione permanente di professionalità (installatori e manutentori compresi).

Tuttavia tra gli aspetti da curare con la necessaria attenzione, vi sono:

- l'instabilità della normativa; le fonti rinnovabili in Italia sono state oggetto di interventi normativi in misura molto frequente; spesso si tratta di perfezionamenti o miglioramenti della normativa esistente, ma non mancano gli errori, quali i casi della citata *legificazione* del CIP 6/92 o dell'inserimento (rimosso da una legge successiva) fra gli incentivi (per le fonti rinnovabili) anche dell'idrogeno e del teleriscaldamento;
- il sistema autorizzativo locale, frammentato e spesso burocratizzato; infatti, a causa dell'inserimento dell'energia tra le materie costituzionalmente *concorrenti* tra Stato ed Enti locali, i procedimenti autorizzativi delle fonti rinnovabili sono gestiti a livello locale con significative differenze da regione a regione, e spesso con ostacoli o eccessi burocratici;
- l'eventualità che emergano nel medio termine problemi di *sostenibilità* economica di livelli di incentivazione; già attualmente l'incentivazione delle rinnovabili pesa per oltre 3 miliardi di euro all'anno sulle *bollette* degli italiani (inclusi gli oneri connessi al pregresso sistema di incentivazione del CIP 6/92), pari circa al 6% della spesa totale di una famiglia tipo, al netto delle imposte; nel perseguire gli obiettivi fissati dall'Europa, tali oneri potrebbero facilmente raddoppiare o triplicare; ciò potrebbe generare una instabilità dei modelli e dei livelli di incentivazione nel medio termine;
- gli aspetti di non equità redistributiva connessi all'attuale meccanismo di tipo parafiscale, che fa gravare gli oneri dell'incentivazione per le rinnovabili (peraltro maggiorati in *bolletta* dall'IVA) sui consumi di energia elettrica; come

già ricordato, ad esempio, una famiglia numerosa (con maggiori consumi) è chiamata così a contribuire, al sostegno delle rinnovabili, più di un *single* benestante che mediamente meno consuma.

Il “pacchetto 20/20/20” della UE rappresenta, come accennato in premessa, una grande sfida e una grande opportunità. Sfida e opportunità accentuate dalla negativa fase congiunturale che l’intera economia mondiale sta attraversando in questi mesi.

L’energia, con gli effetti dei prezzi petroliferi del triennio 2005/2008 (un’impennata impressionante nel 2008, fino a quasi 150 \$/barile) ha certamente contribuito a determinare la crisi.

Ora invece, l’energia può contribuire a far uscire dalla crisi, e le fonti rinnovabili possono rappresentare, per un Paese come l’Italia, anche una delle opportunità di rilancio di settori nuovi dell’industria e della ricerca, in funzione anticiclica. Ciò a patto, però, di riuscire a indirizzare gli interventi sulle tecnologie e sui metodi di incentivazione capaci di ben coniugare efficacia ambientale, alta ricaduta sul sistema Paese, corretto impatto dei costi sui consumatori finali.

Infine, appare necessario sottolineare ancora il ruolo rilevante e strategico che dovrebbe essere attribuito allo sviluppo dell’*efficienza energetica*, tra le prevalenti opportunità d’azione e di accordi internazionali a favore dello *sviluppo sostenibile*. Impegni internazionali a dimensione globale, politiche europee e nazionali che puntino anche ad un utilizzo dell’energia sempre più razionale (sfruttando al meglio l’efficienza dei meccanismi di mercato), possono condurre ad azioni e risultati rapidamente vantaggiosi in termini di sicurezza ed economicità delle coperture energetiche, nonché di tutela ambientale.