

PAS 12/11

**MEMORIA PER L'AUDIZIONE ALLA COMMISSIONE AMBIENTE
DELLA CAMERA DEI DEPUTATI NELL'AMBITO
DELL'INDAGINE CONOSCITIVA SULLE POLITICHE
AMBIENTALI IN RELAZIONE ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA
DA FONTI RINNOVABILI**

19 maggio 2011

1. INTRODUZIONE

In premessa, è opportuno osservare, in relazione al tema dell'indagine qui in corso, che – a livello teorico – sono possibili due, in buona parte complementari, scelte strategiche finalizzate alla “decarbonizzazione” dell'energia. Da una parte, l'internalizzazione nel prezzo dell'energia prodotta del valore delle esternalità ambientali e sociali causate dalle emissioni (*carbon pricing*): un meccanismo semplice e diretto efficace nel lungo termine ma con effetti sul sistema economico e sui diversi processi produttivi al tempo stesso molto rilevanti e poco governabili; esso richiede quindi un'implementazione graduale ed attenta. Dall'altra, l'incentivo diretto alle fonti rinnovabili: via meno traumatica, ma certamente costosa e in genere meno efficiente, che mira a pareggiare il deficit competitivo, in generale, delle nuove tecnologie energetiche rispetto a quelle esistenti e, in particolare, delle rinnovabili rispetto al restante mix di generazione in attesa che esse raggiungano un livello di efficienza e di economicità che le mettano in concorrenza diretta con le fonti fossili tradizionali.

Da un punto di vista teorico, l'imposizione di una *carbon tax* o comunque di un'addizionale sui prezzi, costituisce un procedimento con il pregio di una grande linearità. Un bene, come ad esempio l'energia elettrica, viene addizionata di un costo aggiuntivo, pari a quello che si considera essere una compensazione adeguata rispetto al costo sociale e ambientale determinato dalla modalità di produzione di quel bene. Conseguentemente, qualunque forma alternativa di produzione di energia elettrica che sia in condizione di garantire un prezzo inferiore alla somma tra il costo di produzione e il *carbon pricing* aggiuntivo sarà automaticamente privilegiata per un semplice meccanismo di mercato. L'efficientamento delle tecnologie (e quindi la riduzione della parte prezzo non gravata dal sovracosto) garantirà poi la indispensabile evoluzione anche economica del meccanismo, nonché il contenimento di eventuali rendite di posizione.

Attualmente, l'esperienza principale (almeno nel nostro Paese) dell'applicazione di una forma di *carbon pricing* è quella rinveniente dal Sistema europeo di scambio dei permessi di emissione di gas climalteranti (il cosiddetto *European Emission Trading System* o EU ETS). La prima fase di applicazione di tale sistema ne ha peraltro messo in evidenza alcuni aspetti negativi. Una *carbon tax*, infatti, presenta, accanto ai vantaggi accennati, rilevanti criticità in termini di gestione, in particolare se il meccanismo deve operare (come d'altra parte ha senso che sia) a livello sopranazionale; inoltre, il *carbon pricing* può molto facilmente determinare effetti distorsivi della concorrenza. Ciò, ad esempio, può dipendere: i) da una insufficiente armonizzazione delle misure ii) da misure di gradualità che, pur indispensabili, possono tradursi in improprie penalizzazioni (o, al contrario, in ingiustificate incentivazioni) per alcuni settori o addirittura singoli soggetti; iii) dallo sfasamento temporale tra l'introduzione del *carbon pricing* e il momento in cui le tecnologie ad esso non soggette divengono effettivamente competitive, anche in considerazione, delle quantità da immettere sul mercato. Nell'esperienza europea, i Piani di allocazione nazionali di fatto hanno favorito alcuni Paesi e alcuni settori a scapito di altri, nonché 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 creazione di un sistema di aste dei diritti di emissione a partire dal 2013, in particolare per il settore termoelettrico, potrebbe consentire una migliore inclusione del prezzo del “carbonio” nel prezzo dell’energia elettrica, pur dovendo tener conto delle conseguenze per le industrie a maggiore intensità energetica in termini di perdita di competitività nei confronti dei Paesi terzi non esposti a meccanismi regolatori della CO₂.

L’altra via è quella dell’incentivazione diretta alla produzione da fonti rinnovabili, che è quella su cui ci si è maggiormente concentrati nel nostro Paese. Di questo parleremo in maniera approfondita nelle pagine seguenti e ci limitiamo qui ad esporre solo alcune considerazioni di carattere generale.

Prima di tutto, in base all’esperienza dell’Autorità, una volta imboccata la strada degli incentivi, è importantissimo che le scelte di *policy* e le modalità di funzionamento dei meccanismi adottati rimangano il più possibile stabili, garantendo al settore tempi certi e uno scenario medio lungo; inoltre, la distribuzione nel tempo delle risorse da incentivare e il connesso livello di incentivazione deve tenere conto dell’innovazione tecnologica attesa nel settore. Questo perché raggiungere un obiettivo in tempi troppo stretti determina certamente – se ci si pone in un’ottica anche solo decennale - costi più alti e un parco impianti più vecchio di quanto sarebbe stato possibile ottenere spalmando l’intervento in maniera più graduale.

Il secondo aspetto che vogliamo sottolineare esula dalle competenze dirette dell’Autorità ma è strettamente connesso al primo. Le politiche di incentivazione devono essere formulate tenendo conto delle ricadute industriali e di disponibilità tecnologiche. Un’incentivazione che spinga indiscriminatamente e troppo rapidamente tutte le fonti, se non è accompagnata da un chiaro progetto industriale, rischia di rivelarsi un mero peso economico poco sostenibile e di non contribuire alla creazione di valore aggiunto (ricerca, tecnologia, ecc.) per il nostro Paese, che quegli investimenti ha finanziato.

Ciò ci porta ad un’ultima considerazione, legata all’orizzonte temporale delle osservazioni qui svolte. La nostra relazione e le analisi ivi contenute sono necessariamente parametrize agli obiettivi che l’Europa, e l’Italia con essa, si è data per il 2020. In realtà, quella data risulta ormai abbastanza vicina da rendere necessario cominciare a porsi il problema di cosa avverrà dopo e di come, quindi, proseguire il lavoro fin qui svolto. In questo contesto, all’Autorità preme sottolineare che raggiungere obiettivi ancor più sfidanti oltre l’orizzonte 2020 non sarà possibile se non attraverso l’utilizzo di una nuova generazione di impianti da fonti rinnovabili, in grado di competere ad armi pari con quelli da fonti tradizionali (anche se determinante, in questo confronto, è naturalmente il costo prossimo del barile, sul cui andamento, al momento, nemmeno i principali attori in gioco si arrischiano a fare serie previsioni). Il contributo della ricerca, dall’innovazione tecnologica e dallo sviluppo di una filiera industriale, sarà certamente fondamentale a questi fini.

2. GLI OBIETTIVI AL 2020

La direttiva 2009/28/CE ha definito due obiettivi vincolanti che ogni stato membro deve soddisfare entro il 2020:

- da un lato, ha previsto che i consumi finali di energia attribuibili alle fonti rinnovabili (elettricità, calore, trasporti) siano almeno pari – per quanto riguarda il nostro Paese - al 17% dei consumi finali totali di energia primaria¹;
- dall'altro lato, ha previsto che, in relazione ai trasporti, i consumi finali di energia attribuibili alle fonti rinnovabili siano almeno pari al 10% dei consumi finali totali di energia primaria.

Gli obiettivi europei sono quindi definiti rispetto al consumo finale di energia primaria anziché alla disponibilità di energia primaria. In particolare, il consumo finale è pari alla disponibilità di energia primaria ridotta delle perdite derivanti dalle conversioni energetiche che sono tanto più rilevanti quanto più sono bassi i rendimenti medi. Questi ultimi sono più elevati nel caso della produzione di calore rispetto al caso della produzione di energia elettrica. A titolo d'esempio, se si utilizzasse 1 tep di biomassa legnosa per produrre energia elettrica, si otterrebbe una quantità di energia elettrica "consumabile" pari a circa 0,25 – 0,30 tep; se invece lo stesso tep di biomassa venisse utilizzato per produrre calore, si otterrebbe una quantità di energia termica "consumabile" pari a circa 0,85 – 0,90 tep. Ciò implica che l'indicatore su cui si basa la verifica del raggiungimento dell'obiettivo, attribuisce alla produzione di calore da fonti rinnovabili un'importanza maggiore rispetto alla produzione di energia elettrica.

Inoltre, le tematiche relative alla produzione da fonti rinnovabili sono strettamente correlate con quelle relative all'efficienza energetica negli usi finali² e, conseguentemente, con le tematiche relative alla riduzione dell'emissione di gas ad effetto serra.

Al riguardo, al fine di valutare in modo corretto e completo l'effetto dell'utilizzo delle fonti rinnovabili sull'emissione di gas ad effetto serra, occorrerebbe tenere conto di vari aspetti a parità di energia prodotta: da un lato, occorre valutare la differenza tra le emissioni associate alla costruzione delle tecnologie che permettono di utilizzare le fonti rinnovabili e quelle associate alla costruzione delle tecnologie "convenzionali"; dall'altro, occorrerebbe valutare la differenza tra le emissioni derivanti dall'utilizzo delle fonti rinnovabili e le emissioni derivanti dall'utilizzo dei combustibili convenzionali³; occorrerebbe anche valutare la differenza tra le emissioni derivanti dal trasporto della fonte rinnovabile fino al luogo di utilizzo (si pensi alle biomasse spesso importate dall'estero) e le emissioni derivanti dal trasporto dei combustibili convenzionali fino al luogo di utilizzo.

¹ Nel caso della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il consumo finale di energia attribuibile a tali fonti è pari alla produzione lorda di energia elettrica.

² Con il termine efficienza energetica agli usi finali si intende la capacità di consumare meno a parità di effetto utile finale, il che è possibile per effetto di un efficientamento dei processi tecnologici a tutti i livelli della filiera.

³ L'utilizzo delle fonti rinnovabili non ha un impatto nullo in termini di emissione di gas a effetto serra. Basti pensare, a titolo di esempio, all'utilizzo delle biomasse (anche se la CO₂ emessa è sostanzialmente pari a quella precedentemente assorbita dalla biomassa stessa), oppure all'utilizzo del fluido geotermico che comporta l'emissione di CO₂ precedentemente confinata nel sottosuolo.

Focalizzando l'attenzione sul primo obiettivo vincolante del target al 2020, si osserva che è possibile agire, anche simultaneamente, su quattro fronti:

- a) aumentare i consumi di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;
- b) aumentare i consumi di calore prodotto da fonti rinnovabili;
- c) aumentare l'utilizzo di biocarburanti;
- d) ridurre i consumi finali totali di energia primaria.

Si noti che, in linea teorica, se si volessero ridurre i consumi di combustibili fossili, la dipendenza energetica dai Paesi non UE e l'impatto ambientale (questa è in effetti la finalità delle decisioni dell'Unione europea), occorrerebbe porre sullo stesso piano il maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e il minore consumo di energia (l'aumento di 1 tonnellata equivalente di petrolio – tep – nei consumi da fonti rinnovabili dovrebbe avere un peso analogo alla riduzione di 1 tep dei consumi per effetto dell'efficienza energetica).

Tuttavia, il rapporto fra i consumi finali di energia attribuibili alle fonti rinnovabili e i consumi finali totali di energia primaria intorno al 20% (per l'Italia 17%) fa sì che l'aumento di 1 tep nei consumi finali da fonti rinnovabili sia equiparato alla riduzione di 5 tep nei consumi totali di energia (nel caso specifico dell'Italia, l'aumento di 1 tep nei consumi finali da fonti rinnovabili è equiparato alla riduzione di quasi 6 tep nei consumi totali di energia). Ciò di fatto privilegia l'investimento in fonti rinnovabili rispetto all'investimento in efficienza energetica.

Può essere utile evidenziare l'effetto di quanto sopra richiamato sui costi da sostenere. A tal fine può essere opportuno riportare un esempio, seppur in termini assolutamente indicativi ed approssimati validi per lo scenario energetico attuale in Italia⁴:

- 1 tep di maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili comporterebbe un onere annuo variabile tra circa 930 euro (nel caso di fonti incentivate con gli attuali certificati verdi) e circa 3500 euro (nel caso di fotovoltaico);
- 1 tep di maggior produzione di energia termica da fonti rinnovabili comporterebbe un onere annuo pari a circa 350 euro;
- 1 tep di riduzione dei consumi finali per effetto di interventi di risparmio energetico comporterebbe un onere pari a circa 100 euro.

In conclusione, qualora il maggiore utilizzo di fonti rinnovabili e il minore consumo di energia fossero posti sullo stesso piano risulterebbe evidente che converrebbe promuovere soprattutto l'efficienza energetica, pur tenendo conto del fatto che l'efficienza energetica non è una risorsa inesauribile. Ciò comporterebbe un minore costo per il raggiungimento dell'obiettivo e avrebbe visto l'Italia giocare un ruolo importante dato che il nostro Paese è avanzato nell'efficienza energetica (si veda, a titolo d'esempio, l'importante ruolo assunto nei settori dell'edilizia e della termotecnica).

⁴ I valori numerici qui riportati sono determinati come segue:

- 1 tep di maggior produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili corrisponde a 11,63 MWh elettrici, ciascuno dei quali valorizzato con gli attuali strumenti incentivanti (80 €/MWh nel caso in cui si applichino i certificati verdi; 300 €/MWh nel caso di impianti fotovoltaici);
- 1 tep di maggior produzione di energia termica da fonti rinnovabili corrisponde a 11,63 MWh termici, ciascuno dei quali valorizzato ipotizzando un incentivo unitario pari a 30 €/MWh;
- 1 tep di riduzione dei consumi finali per effetto di interventi di risparmio energetico è valorizzato con gli attuali strumenti incentivanti (titoli di efficienza energetica), attribuendo il valore massimo pari a 100 €/tep (attualmente 1 tep risparmiato è valorizzato sul mercato a poco meno di 100 euro).

Invece, poiché, nel caso specifico dell'Italia come sopra evidenziato, l'aumento di 1 tep nei consumi finali da fonti rinnovabili è equiparato alla riduzione di quasi 6 tep nei consumi totali di energia, aumentano i costi che complessivamente dovrebbero essere sostenuti per soddisfare l'obiettivo (l'aumento è stimabile tra circa 250 e 500 euro/tep). Inoltre, appare comunque evidente che conviene privilegiare, almeno nei limiti del potenziale disponibile, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore. La scelta di privilegiare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, con gli attuali strumenti incentivanti, è comunque una scelta costosa.

3. STRUMENTI PER IL RAGGIUNGIMENTO DEGLI OBIETTIVI AL 2020

Il raggiungimento degli obiettivi europei comporta la definizione di una vera e propria strategia nazionale sulle fonti rinnovabili e sul risparmio energetico. Tale strategia dovrebbe prevedere una serie di analisi e di interventi:

- individuazione dei settori di intervento;
- valutazione dello stato dell'arte e del livello di sviluppo e maturità raggiunti dai singoli settori di intervento;
- valutazione del potenziale di sviluppo per ogni settore di intervento e dei relativi costi associati;
- definizione degli obiettivi per ciascun settore valutando il costo opportunità di favorire maggiormente lo sviluppo di uno dei diversi settori rispetto agli altri;
- definizione dei meccanismi e delle politiche da perseguire al fine di raggiungere i singoli obiettivi settoriali;
- monitoraggio dei risultati ottenuti e definizione di eventuali correttivi e aggiornamenti per le politiche implementate.

Il Governo italiano ha già delineato una strategia per il raggiungimento degli obiettivi, indicando alcuni strumenti, come verrà meglio messo in evidenza nei prossimi paragrafi.

3.1 Il Piano di Azione Nazionale italiano (PAN)

L'Italia, al fine di raggiungere l'obiettivo al 2020, ha già definito un proprio Piano d'Azione Nazionale (PAN), tenendo conto delle potenzialità interne di utilizzo delle fonti rinnovabili. In sintesi, il PAN presuppone di:

- a) stabilizzare i consumi finali totali di energia primaria a 133 Mtep. Si osserva al riguardo che tale valore è circa pari all'attuale consumo finale totale di energia primaria che ha subito riduzioni (stimabili in circa 10 Mtep) per effetto della crisi. Rispetto allo scenario base (secondo cui l'Italia avrebbe, nel 2020, consumi di energia primaria pari a 145,6 Mtep⁵), occorrerebbe quindi promuovere nuovi interventi di efficienza energetica finalizzati a ridurre i consumi finali di circa 12,6 Mtep (di cui 8,1 Mtep riferiti ai minori consumi attesi nei settori riscaldamento, raffreddamento ed elettricità e 4,5 Mtep riferiti ai minori consumi attesi nel settore dei trasporti);

⁵ Il valore pari a 145,6 Mtep è definito tenendo conto degli effetti della recente crisi economica. Lo scenario base definito prima della crisi indicava invece un consumo finale di energia primaria pari a circa 162 Mtep al 2020.

- b) aumentare il consumo finale di energia attribuibile alle fonti rinnovabili fino a 22,6 Mtep (a fronte di 9,1 Mtep del 2008), così distinto:
- 8,5 Mtep in termini di energia elettrica da fonti rinnovabili, a fronte dei 5,2 Mtep del 2008;
 - 10,5 Mtep in termini di calore da fonti rinnovabili, a fronte dei 3,2 Mtep del 2008;
 - 2,5 Mtep in termini di biocarburanti, a fronte degli 0,7 Mtep del 2008;
 - 1,1 Mtep sfruttando il trasferimento da altri Stati, come consentito dalla direttiva 2009/28/CE. Naturalmente, il trasferimento da altri Stati afferenti all'Unione europea può essere implementato solo qualora tali Stati presentino dei *surplus* rispetto ai propri obiettivi, il che appare poco probabile poiché tali obiettivi sono molto stringenti. Diverso è il caso relativo all'importazione di energie rinnovabili da Paesi terzi che presentano potenziali di produzione rilevanti. Lo sfruttamento di tali potenziali - ad esempio nei Balcani o nel Nord Africa - è condizionato alla creazione di sistemi di incentivazione e certificazione compatibili con l'*acquis* comunitario.

La tabella 1 riassume i dati contenuti nel PAN, come sopra richiamati, confrontandoli con i dati relativi all'anno 2008. La tabella 2 analizza più in dettaglio i dati del PAN relativi all'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, distinguendoli per fonte.

Consumo finale lordo da fonti rinnovabili nel 2008 e obiettivo al 2020

	2008			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi	FER/Consumi finali lordi	Consumi da FER	Consumi finali lordi	FER/Consumi finali lordi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
Elettricità	5,18	30,40	17,04%	8,50	32,23	26,39%
Calore	3,24	58,53	5,53%	10,46	61,19	17,09%
Trasporti	0,72	42,62	1,70%	2,53	39,63	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,13	-	-
Consumo finale lordo	9,14	131,55	6,95%	22,62	133,04	17,00%
Trasporti per l'obbligo 10%	0,34	39,00	0,87%	3,44	33,97	10,13%

- tabella 1 -

Consumi finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel 2008 e obiettivi al 2020

Fonte	2008			2020			Incremento al 2020 rispetto al 2008	
	Potenza [MW]	Energia [TWh]	Consumo finale [Mtep] (*)	Potenza [MW]	Energia [TWh]	Consumo finale [Mtep] (*)	[Mtep] (*)	[%]
Idrica (°)	17.623	42,7	3,67	17.800	42,0	3,61	-0,06	-2%
Geotermica	711	5,5	0,47	920	6,8	0,58	0,11	22%
Solare fotovoltaico	432	0,2	0,02	8.000	9,7	0,83	0,81	4900%
Solare termodinamico	0	0,0	0,00	600	1,7	0,15	0,15	-
Maree e moto ondoso	0	0,0	0,00	3	0,0	0,00	0,00	-
Eolica (°)	3.538	5,8	0,50	12.680	20,0	1,72	1,22	243%
Biomassa	1.555	6,0	0,51	3.820	18,8	1,62	1,10	215%
TOTALE	23.859	60,2	5,18	43.823	98,9	8,50	3,32	64%

(°) I valori della produzione idroelettrica e eolica sono stati sottoposti a normalizzazione secondo quanto previsto dalla direttiva 2009/28/CE.

(*) I consumi finali in Mtep sono stati calcolati moltiplicando la produzione in TWh per 0,086.

- tabella 2 -

Sebbene il settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sia stato quello su cui, fino ad oggi, è stata posta la maggiore attenzione, appare evidente che i tassi di crescita più marcati sono attesi nel settore della produzione del calore e nel settore dei biocarburanti.

Peraltro, l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore è molto importante ai fini del raggiungimento dell'obiettivo al 2020 per due motivi:

- sulla base dei dati contenuti nel PAN, è proprio negli usi termici che è possibile il maggiore incremento (+ 7,2 Mtep, a fronte dei totali + 13,5 Mtep attesi nel 2020 rispetto al 2008) di consumo di energia da fonti rinnovabili;
- i rendimenti energetici delle apparecchiature destinate alla produzione di calore sono più elevati rispetto a quelli degli impianti destinati alla produzione di energia elettrica; ciò significa che, a parità di consumo finale di energia da fonti rinnovabili, nel caso degli usi termici occorre una minore disponibilità della fonte rispetto al caso degli usi elettrici: da ciò potrebbe conseguire un minor costo per il sistema a parità di tep consumati in più.

Si osserva, peraltro, che i dati contenuti nel PAN potrebbero essere già oggi oggetto di modifica. Infatti, il decreto interministeriale 5 maggio 2011 relativo ai nuovi incentivi per il fotovoltaico (cd. IV conto energia) prevede che, entro il 2016, venga raggiunto un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale di circa 23 GW, corrispondente a un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi nell'articolo 1 del Decreto interministeriale è quantificato in 6 – 7 miliardi di euro. Tali impianti potrebbero produrre circa 27,7 TWh (utilizzando il medesimo rapporto tra energia e potenza utilizzato ai fini del PAN), corrispondenti a circa 2,38 Mtep.

L'obiettivo indicato nel PAN approvato nel giugno scorso per il fotovoltaico era invece pari a 8 GW, per una produzione attesa di 9,65 TWh (corrispondente a 0,83 Mtep).

Pertanto, nel seguito si ipotizza che 1,55 Mtep, prodotti in più dal fotovoltaico rispetto a quanto indicato nel PAN (corrispondenti a 18 TWh), possano comportare l'azzeramento del trasferimento da altri Stati e una riduzione di 0,45 Mtep derivanti dall'energia elettrica prodotta da altre fonti rinnovabili, mantenendo costante tutto il resto⁶.

Poiché la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici è attualmente quella che presenta il valore unitario dell'incentivo più elevato, è evidente che l'aumento della produzione fotovoltaica a scapito di produzioni da altre fonti rinnovabili comporti maggiori costi per il sistema, come peraltro evidenziato nel capitolo 2.

3.2 I costi attuali e una loro stima al 2020

Il presente capitolo evidenzia i costi che attualmente ricadono sulla collettività per effetto delle politiche di incentivazione della produzione di energia elettrica e/o termica da fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica agli usi finali. Vengono anche stimati i

⁶ L'azzeramento del trasferimento da altri Stati è un'ipotesi riportata, per semplicità, nella presente memoria. L'alternativa potrebbe essere il mantenimento del trasferimento da altri Stati a fronte di una analoga riduzione degli obiettivi di "nuova" produzione nazionale da fonti diverse dal solare fotovoltaico. Si noti che la scelta dell'una o dell'altra ipotesi è irrilevante ai fini della stima dei costi complessivi per il sistema, poiché anche l'energia elettrica eventualmente rientrante nel programma di trasferimenti avrebbe ottenuto gli incentivi definiti per la produzione nazionale.

costi degli strumenti incentivanti attesi al 2020 ai fini del raggiungimento dell'obiettivo vincolante del 17%.

3.2.1 La situazione attuale

In Italia sono già stati adottati strumenti incentivanti finalizzati a promuovere l'efficienza energetica e la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Efficienza energetica

Il *Piano d'Azione Nazionale sulle fonti rinnovabili* menziona il meccanismo dei certificati bianchi (o titoli di efficienza energetica - TEE)⁷ come uno dei principali strumenti a disposizione del Paese per conseguire gli obiettivi in esso delineati.

Fino ad oggi il meccanismo ha consentito di superare gli obiettivi inizialmente fissati dal Governo⁸ a costi molto contenuti.

Nel complesso, i contributi erogati per il periodo 2005 - 2009, fissati dall'Autorità e finanziati a valere sulle bollette di elettricità e gas naturale, sono stati complessivamente di poco superiori al mezzo miliardo di euro (531 milioni di euro) ed hanno consentito il risparmio complessivo di circa 6,7 milioni di tep 'addizionali', equivalenti a 7 miliardi di kWh elettrici annui (a loro volta pari a circa il 2% dei consumi elettrici nazionali su base annua)⁹.

In base a calcoli molto conservativi, nel quinquennio 2005-2009 l'incentivo medio erogato per il risparmio di 1 kWh 'addizionale' non ha superato 1,7 c€, a fronte di incentivi per la produzione dello stesso kWh con fonti rinnovabili che sono oggi compresi tra 8 e 44 c€ a seconda del meccanismo di incentivazione e della tecnologia di riferimento¹⁰.

⁷ Attualmente, tale strumento viene anche utilizzato per incentivare la produzione di calore da fonti rinnovabili. Tale produzione comporta infatti un risparmio nell'utilizzo di combustibili fossili a cui viene associato un equivalente numero di titoli di efficienza energetica. Si evidenzia che, ad oggi, la parte di titoli di efficienza energetica associata alla produzione di calore da fonti rinnovabili è trascurabile sul totale.

⁸ Tanto che con il decreto 21 dicembre 2007 gli obiettivi per il 2008 e 2009 sono stati considerevolmente aumentati rispetto a quelli stabiliti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e sono stati fissati nuovi target per il triennio successivo.

⁹ Il risparmio di circa 6,7 Mtep è riferito a 5 anni. Su base annua, l'energia primaria risparmiata, è pari a circa 1,34 Mtep. Ipotizzando di utilizzare tale energia risparmiata in una centrale termoelettrica con rendimento pari al rendimento medio del parco termoelettrico nazionale, si potrebbero produrre circa 7 miliardi di kWh annui.

¹⁰ Queste valutazioni sono conservative in quanto, secondo la regolazione tecnica del meccanismo sviluppata dall'Autorità, gli incentivi vengono erogati solo per interventi di installazione di tecnologie più efficienti nell'uso dell'energia rispetto agli standard di legge o alla media del mercato e limitatamente ad un certo numero di anni (fissati dai decreti ministeriali e inferiori alla vita tecnica delle tecnologie). Questo significa che i risparmi energetici ed economici complessivamente generati dal sistema sono ancora maggiori di quelli cosiddetti 'addizionali' contabilizzati e incentivati dal sistema.

Produzione di calore da fonti rinnovabili

Al 2008 la produzione di calore tramite l'utilizzo di fonti rinnovabili è stimata essere intorno ai 3,24 Mtep. Tale utilizzo deriva solo in parte dall'esistenza di meccanismi di incentivazione. Risulta difficile definire il costo di incentivazione sostenuto perché esistono diversi strumenti incentivanti, anche di natura fiscale e spesso erogati da Regioni o enti locali.

Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Per quanto riguarda invece la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in Italia convivono di fatto quasi tutti i meccanismi di incentivazione. In particolare:

- tariffe incentivate (CIP 6) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la suddivisione evidenziata in tabella 3 (per ulteriori dettagli si veda l'Appendice).

Costo strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Regimi di incentivazione	2008		2009		2010 (*)		2011 (°)	
	Energia [TWh]	Costo [M€]						
Cip 6 (solo FER)	7,8	948	6,9	810	6,3	780	5,2	520
Certificati verdi	10,5	615	17,4	1.296	21,2	1.580	24,0	2.100
Tariffa fissa onnicomprensiva	0,2	36	0,7	112	1,2	212	1,5	270
Conto energia fotovoltaico	0,2	110	0,7	303	2,0	826	10,0	3.500
TOTALE di cui in A3	18,7	1.709	25,7	2.521	30,7	3.398	40,7	6.390
		1.109		1.872		2.758		5.690

(*) Dati di preconsuntivo.

(°) Miglior stima ad oggi possibile.

- tabella 3 -

Criticità degli attuali strumenti di incentivazione

Dal punto di vista teorico, non si ritiene possibile affermare che uno strumento di incentivazione sia di per sé migliore degli altri. Uno strumento di incentivazione può, invece, essere preferibile rispetto agli altri in relazione, ad esempio, al diverso livello di informazioni disponibili ai soggetti regolati e al regolatore (asimmetria informativa), alle possibilità di coordinamento con lo sviluppo della tecnologia e delle filiere industriali e alla dinamica secondo cui i relativi costi si scaricano sul sistema.

Inoltre, uno strumento basato su meccanismi di mercato, per il quale sono definite accuratamente le regole che ne garantiscono il funzionamento, può essere ritenuto preferibile rispetto ad uno strumento totalmente amministrato in quanto:

- consente di superare le asimmetrie informative tra regolati e regolatore;
- delega al mercato l'allineamento tra i valori degli incentivi e i costi sottesi, promuovendo quindi l'efficienza nell'allocazione dei costi;
- non è soggetto alle rigidità intrinseche in uno schema amministrato;
- permette di evitare logiche allocative del tipo *first come, first served*, quali quelle tipiche delle graduatorie o registri temporali, promuovendo invece le iniziative più efficienti;
- presenta logiche di funzionamento di natura tecnica che, pertanto, meno si prestano ad azioni lobbistiche o ad interventi politici che potrebbero comportare repentini cambiamenti e, di conseguenza, instabilità;
- qualora venissero implementati meccanismi basati su procedure concorsuali, queste ultime si concluderebbero con la sottoscrizione di contratti di diritto privato che si sottrarrebbero ad azioni lobbistiche o ad interventi politici.

In linea generale, qualunque sia lo strumento incentivante applicato, è di fondamentale importanza la stabilità normativa e il rigore nella gestione e nelle applicazioni della stessa. A titolo d'esempio, nel caso di strumenti amministrati (quali il conto energia) è molto importante definire con adeguato anticipo e aggiornare nel tempo il valore dell'incentivo unitario affinché sia sempre correlato al costo delle nuove installazioni e promuova la ricerca di soluzioni più avanzate; nel caso invece di strumenti di mercato (quali i certificati verdi o le aste) è fondamentale definire con chiarezza e stabilità le condizioni sottostanti al mercato.

Gli strumenti incentivanti fino ad oggi utilizzati hanno mostrato criticità, in buona parte derivanti dalla loro gestione. Ad esempio:

- 1) il meccanismo dei Certificati Verdi (nel seguito CV), che fin dall'inizio presentava elementi distorsivi derivanti dalla presenza di quote d'energia esenti dall'obbligo di acquisto dei CV, può essere considerato esemplare di un eccesso di interventi su uno strumento, che hanno finito per snaturarne i principi e danneggiarne la funzionalità. Il 2007, infatti, ha dapprima visto l'introduzione di coefficienti moltiplicativi per fonte (con una remunerazione maggiore delle fonti più costose), che ha immediatamente alterato il meccanismo di mercato e fatto perdere la trasparenza di costo pagato dagli utenti. Sempre nel 2007 è stato poi introdotto l'obbligo di ritiro da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE), a prezzo amministrato, dei CV scaduti; nel 2008 l'obbligo di ritiro è stato esteso anche ai CV rimasti invenduti anno per anno. Inoltre, nel 2009 si è cercato di trasferire l'obbligo di acquisto dei CV dai produttori e importatori da fonti convenzionali ai "venditori", al fine di aumentare la base imponibile: tale disposizione è stata immediatamente abrogata. Si è poi tentato di azzerare l'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti (altra disposizione rapidamente abrogata e sostituita dalla definizione di una spesa massima, anch'essa abrogata). Pertanto il meccanismo dei CV, per effetto di continui interventi legislativi, è stato snaturato;
- 2) il meccanismo di cui al provvedimento Cip n. 6/92 prevedeva che all'energia elettrica immessa in rete venissero riconosciuti i costi evitati dall'Enel per l'eventuale realizzazione di impianti alimentati da gas naturale in ciclo combinato oltre ad un'ulteriore componente incentivante differenziata per fonte. I valori inizialmente individuati sono stati aggiornati solo per tenere conto dell'inflazione e della variazione del costo del gas naturale (il combustibile "evitato" dall'Enel) ma

non sono mai stati oggetto di revisione e di aggiornamento al fine di tenere conto dell'evoluzione tecnologica, differenziando così i valori di incentivazione in relazione al momento in cui l'impianto incentivato entrava in esercizio. Ciò ha comportato, nel caso di impianti entrati in esercizio alcuni anni dopo il 1992, la presenza di valori unitari degli incentivi sproporzionati rispetto all'effettivo costo della tecnologia. Pertanto, la principale criticità del provvedimento Cip n. 6/92 è sostanzialmente imputabile ai mancati interventi di aggiornamento. Il provvedimento Cip 6/92 è destinato ad esaurirsi progressivamente anche per effetto delle risoluzioni anticipate delle convenzioni in essere;

- 3) il conto energia previsto per gli impianti fotovoltaici ha inizialmente previsto valori unitari molto elevati per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici. Ciò, giustificabile nell'ottica di promuovere la fase di avvio del meccanismo, avrebbe dovuto prevedere, fin da subito, revisioni e riduzioni più marcate, in linea con l'abbattimento atteso per i costi di realizzazioni dei pannelli fotovoltaici e delle installazioni. Gli elevatissimi incentivi oggi previsti stanno comportando una rapida realizzazione degli impianti con il rischio di raggiungere in anticipo gli obiettivi previsti per il fotovoltaico al 2020, sfruttando tecnologie più costose e meno efficienti rispetto a quelle che potrebbero svilupparsi nei prossimi anni e, pertanto, con maggiori costi per il sistema.

3.2.2 Lo scenario al 2020

Fatti salvi gli attuali strumenti incentivanti, che continueranno a manifestare i propri effetti per gli aventi diritto, occorre valutare l'esigenza di definire i nuovi strumenti incentivanti così da raggiungere gli obiettivi al 2020 nel modo più efficiente possibile.

Nel seguito, per ogni settore di intervento, vengono individuate e commentate le scelte effettuate con il decreto legislativo n. 28/11 e viene riportata, compatibilmente con le informazioni ad oggi disponibili, la stima dei costi attesi fino al 2020 (i meccanismi incentivanti peraltro continuerebbero a generare costi anche per gli anni successivi al 2020). Tale stima, da intendersi come espressiva dell'ordine di grandezza dei costi, ha l'obiettivo di evidenziare l'impatto dei costi degli strumenti incentivanti sul sistema; è peraltro da ritenersi una stima minima dei costi, essendo suscettibile di aumenti qualora non venisse perseguita l'efficienza nell'implementazione degli strumenti incentivanti.

Efficienza energetica

Per quanto riguarda l'efficienza energetica, il Governo, con il decreto legislativo n. 28/11, ha ritenuto opportuno confermare gli strumenti incentivanti già esistenti (i titoli di efficienza energetica), pur prevedendo alcune importanti modifiche nella loro gestione (ed aggiungendovi il cosiddetto "conto energia termica" per i piccoli interventi). In particolare, è stato accresciuto il numero di soggetti coinvolti nella definizione della regolazione attuativa:

- affidando ad Enea (art. 30, comma 1, lettera a)) il compito di sviluppare ulteriori proposte al MSE di nuove metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi energetici (addizionali rispetto alle cosiddette schede tecniche standardizzate di cui alle Linee guida dell'Autorità), senza tuttavia prevedere

- un'unica Istituzione che garantisca l'affidabilità complessiva del sistema, svolgendo funzioni di controllo di coerenza;
- trasferendo dall'Autorità al MSE (art. 29, comma 1, lettera f)) il compito di fissare i criteri per la determinazione del contributo tariffario erogato ai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio.

Al fine di conservare le caratteristiche di efficacia e di efficienza del meccanismo sopra richiamate, si ritiene importante che l'Autorità continui ad esercitare la regolazione economica di competenza, la regolazione tecnica generale (le cosiddette Linee guida) e la funzione di verifica di coerenza delle ulteriori schede tecniche standardizzate (che verranno proposte da Enea al MSE) alle Linee guida e alle altre schede tecniche comunque sviluppate ed approvate dall'Autorità; questo anche al fine di non introdurre forti elementi di discriminazione tra gli operatori.

Ciò consentirebbe di continuare a garantire un contributo significativo al conseguimento degli obiettivi del PAN al costo minimo per il Paese. Infatti, concentrandosi solo sulle evoluzioni previste per i consumi energetici per riscaldamento/raffrescamento ed elettricità, i certificati bianchi si configurerebbero come lo strumento più adatto al conseguimento di tali obiettivi e al monitoraggio dei risultati conseguiti annualmente.

Una parola a parte merita poi la cogenerazione ad alto rendimento, sulla quale ci limiteremo a sottolineare la necessità di completare quanto già delineato dal decreto legislativo n. 20/07 e dalla legge n. 99/09, sia emanando al più presto i necessari decreti attuativi, sia colmando il vuoto normativo relativo alla definizione stessa di cogenerazione ad alto rendimento.

Una stima del costo cumulato degli strumenti incentivanti per il conseguimento degli obiettivi fissati dal Piano, per quanto attiene ai risparmi negli usi di riscaldamento raffreddamento ed elettrici, potrebbe risultare complessivamente non superiore a 7 miliardi di euro per il periodo compreso tra il 2010 e il 2020. Questa stima esclude quindi i costi derivanti dall'efficienza energetica nel settore dei trasporti.

Produzione di calore da fonti rinnovabili

Il decreto legislativo n. 28/11 ha previsto che vengano definiti, a cura dei ministeri competenti, appositi incentivi finalizzati alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di calore. Ad oggi non è ancora disponibile uno schema dei decreti attuativi, il che rende difficile presentare stime di costo al 2020. A titolo d'esempio, secondo elaborazioni a partire da studi disponibili in letteratura, il costo complessivo delle predette incentivazioni per il periodo compreso tra il 2010 e il 2020 potrebbe aggirarsi intorno ai 30 miliardi di euro¹¹.

Produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

Il decreto legislativo n. 28/11 si propone di operare un riordino degli incentivi e di sciogliere un impianto normativo ormai composto da una selva intricata di norme.

In particolare, tale decreto legislativo prevede che:

¹¹ Il dato di costo è ottenuto nell'ipotesi che venga definito un incentivo mediamente pari a 30 €/MWh (termici), per un periodo variabile tra i 15 e i 20 anni a seconda del tipo di fonte.

- il meccanismo dei certificati verdi o CV subisca un vero e proprio azzeramento, determinando un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire direttamente in bolletta;
- il meccanismo di incentivazione sia allineato alla logica del *feed-in*, o tariffa amministrata, pur con correttivi e con il tentativo di promuovere una uniformità di applicazione tra le diverse fonti. In particolare, le procedure concorsuali, previste nel decreto legislativo, sembrano voler controbilanciare la rigidità della tariffa amministrata con un meccanismo di mercato volto ad incrementare l'efficienza degli strumenti di incentivazione. Viene quindi introdotta una soglia, non inferiore a 5 MW, al di sopra della quale il valore unitario dell'incentivo viene definito tramite aste al ribasso e al di sotto della quale il valore unitario dell'incentivo è amministrato.

Al riguardo, pur condividendo l'opportunità di riordinare il quadro normativo in materia, si evidenzia che questo tentativo lascia troppi margini all'incertezza. Infatti, il decreto legislativo contiene una serie di principi e rimanda ai ministeri competenti la definizione degli aspetti di dettaglio importanti anche ai fini della valutazione dei costi per il sistema.

Inoltre, l'introduzione di una soglia (peraltro non angusta) comporta il rischio che gli impianti vengano artificiosamente contenuti entro i 5 MW al solo fine di evitare le procedure concorsuali. Potrebbe invece essere opportuno ridurre tale limite, prevedendo, comunque, che le aste al ribasso non trovino applicazione con riferimento agli impianti realizzati da clienti domestici e/o degli impianti integrati negli edifici.

In relazione alle procedure concorsuali, si evidenzia che, affinché dette procedure possano essere pienamente concorrenziali, occorre che, al contempo, vengano risolti i problemi attualmente esistenti in materia autorizzativa e di accesso alle reti elettriche (si vedano i paragrafi successivi).

Infine, si ritiene opportuno un maggiore coinvolgimento dell'Autorità nella fase di definizione (ivi inclusi i necessari aggiornamenti) dei nuovi strumenti incentivanti; in particolare al fine di evitare i problemi che già si sono manifestati con gli attuali strumenti incentivanti.

Il decreto legislativo n. 28/11 ha anche previsto che vengano rivisti gli incentivi per il fotovoltaico. Come detto, è stato approvato il decreto sul IV conto energia per gli impianti fotovoltaici (decreto interministeriale 5 maggio 2011), che si applica per gli impianti che entrano in esercizio dall'1 giugno 2011 fino al 31 dicembre 2016. Tale decreto prevede:

- una graduale riduzione del valore unitario dell'incentivo riconosciuto agli impianti fotovoltaici su base mensile per il 2011 e su base semestrale per gli anni successivi;
- la trasformazione dell'incentivo, per gli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 2013, da *feed in premium* (cioè l'incentivo, riconosciuto per l'energia elettrica prodotta, è addizionale ai ricavi di vendita dell'energia) a *feed in tariff* (cioè l'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo; viene anche previsto un premio per l'energia elettrica prodotta e autoconsumata che, quindi, non verrebbe immessa in rete);

- l'individuazione, fino all'anno 2012 e limitatamente ai cosiddetti grandi impianti¹², di limiti di costi annui indicativi ai fini dell'ammissione all'incentivo, pur precisando che il valore unitario dell'incentivo, costante per 20 anni, assegnato a ciascun impianto è quello previsto per il mese o il semestre in cui l'impianto entra in esercizio. Al fine dell'ammissione all'incentivo, nel rispetto dei limiti di costi annui indicativi, lo schema di decreto propone la costituzione di un registro presso il GSE e una serie di verifiche in capo ai gestori di rete ai fini della certificazione della fine dei lavori di costruzione;
- l'individuazione, per ogni anno o frazione d'anno a partire dal 2013, dei costi indicativi che, qualora superati, comportano una riduzione aggiuntiva dei valori unitari degli incentivi erogabili agli impianti entrati in esercizio nei periodi successivi senza limitare l'accesso agli incentivi medesimi;
- l'aggiornamento, da parte dell'Autorità, e l'integrazione dei propri provvedimenti in materia di connessione alla rete elettrica, con particolare riguardo all'applicazione dell'articolo 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95 (indennizzi automatici), nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante¹³.

Come detto, il decreto individua un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale al 2016 pari a 23 GW.

Il decreto prevede anche la costituzione, presso il GSE, di una anagrafica unica per gli impianti fotovoltaici. Si evidenzia, al riguardo, che l'Autorità già dal 2009 ha istituito presso Terna un'anagrafica unica per gli impianti di produzione di energia elettrica (ivi inclusi i fotovoltaici). Nel 2010 tale anagrafica unica è confluita nel più articolato sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ), che ha la finalità di guidare gli operatori nelle diverse fasi del processo di connessione e abilitazione al mercato degli impianti di produzione oltre che di evitare la presenza di diverse anagrafiche gestite da soggetti diversi con conseguenti duplicazioni di costi e strutture oltre che disallineamenti informativi. Si ritiene pertanto che la costituzione, presso il GSE, di una anagrafica unica per gli impianti fotovoltaici indipendente dal sistema GAUDÌ comporti maggiori costi in capo alla collettività e un aggravio nella gestione dei flussi informativi.

Per quanto riguarda i costi attesi per il raggiungimento degli obiettivi al 2020, occorre considerare l'effetto degli attuali strumenti incentivanti che continueranno a trovare

¹² I grandi impianti sono gli impianti diversi da: a) quelli di potenza fino a 200 kW realizzati su edifici; b) quelli di potenza fino a 200 kW operanti in regime di scambio sul posto; c) quelli di potenza qualsiasi realizzati su edifici delle amministrazioni pubbliche.

¹³ Tale previsione era già presente nel decreto 6 agosto 2010 (III conto energia) ed è già stata attuata dall'Autorità con la deliberazione ARG/elt 181/10. Peraltro, tale disposizione è ribadita dall'articolo 7 del decreto 5 maggio 2011, secondo cui *“Nei casi in cui il mancato rispetto, da parte del gestore di rete, dei tempi per il completamento della realizzazione della connessione e per l'attivazione della connessione, previsti dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08 e il relativo Allegato A, e successive modifiche ed integrazioni, comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante, si applicano le misure di indennizzo previste e disciplinate dalla delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 181/10 e relativo Allegato A, e successive modifiche e integrazioni.”*

applicazione per gli aventi diritto¹⁴, l'effetto dei nuovi incentivi per il fotovoltaico (IV conto energia) e, in più, occorre introdurre una serie di ipotesi in relazione agli effetti dei nuovi strumenti incentivanti, sebbene questi ultimi non siano ancora stati definiti in modo compiuto. A tal fine, si ipotizzano i seguenti due scenari:

- il primo (ipotesi 1) presuppone che tutta l'energia elettrica da fonti rinnovabili necessaria per soddisfare gli obiettivi al 2020 e prodotta da impianti che entrano in esercizio a partire dal 2013 sia attribuibile a impianti di elevata taglia. Si ipotizza che l'incentivo unitario medio (aggiuntivo al valore di mercato dell'energia elettrica) si riduca linearmente da 60 €/MWh nel 2013 a 45 €/MWh nel 2020 (in linea con l'evoluzione attesa del maggior costo medio della produzione da fonti rinnovabili rispetto al prezzo di mercato);
- il secondo (ipotesi 2) presuppone che tutta l'energia elettrica da fonti rinnovabili necessaria per soddisfare gli obiettivi al 2020 e prodotta da impianti che entrano in esercizio a partire dal 2013 sia attribuibile a impianti di piccola taglia: si ipotizza che tali incentivi abbiano valori unitari medi pari a quelli attualmente derivanti dalle tariffe fisse onnicomprensive (al netto dei ricavi derivanti dalla vendita di energia) e che si riducano linearmente fino a dimezzarsi (90 €/MWh) nel 2020.

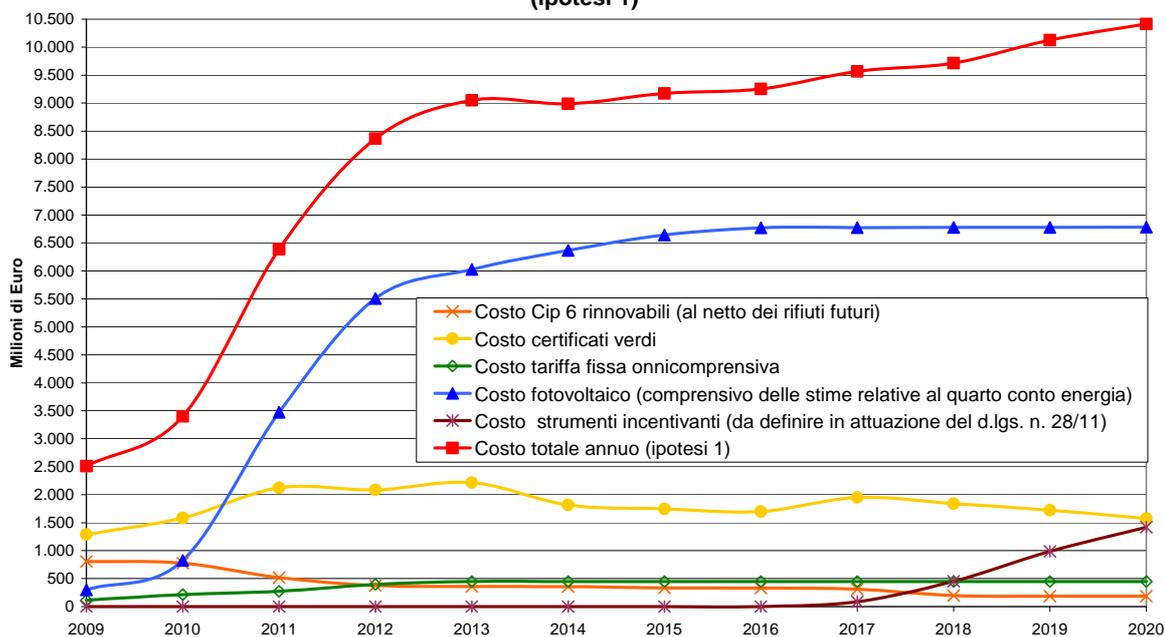
Le seguenti figure (figura 1, 2 e 3) evidenziano l'andamento dei costi attesi fino al 2020 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, per un totale complessivo per il periodo 2010 – 2020 prossimo a 100 miliardi di euro. Dalle medesime figure si evince che il costo degli strumenti incentivanti, per il solo anno 2020, potrebbe essere prossimo a 10 – 12 miliardi di euro. Nell'ipotesi che il consumo finale di energia elettrica al 2020 sia pari a 374 TWh (come ipotizzato nel PAN), si avrebbe un costo unitario di 2,7 – 3,2 c€/kWh (il doppio rispetto ad oggi), circa il 17 – 20% dell'attuale costo unitario del kWh elettrico al lordo delle imposte.

Tenendo conto dei nuovi obiettivi e dei nuovi incentivi per il fotovoltaico, è ragionevole ipotizzare che, nel periodo compreso tra il 2013 e il 2016, gli obiettivi indicativi in termini di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, riportati nel PAN per ogni anno, possano essere soddisfatti anche in assenza di nuova capacità produttiva¹⁵. Pertanto, i nuovi strumenti incentivanti per le altre fonti rinnovabili (ivi incluse le procedure concorsuali), nel periodo compreso tra il 2013 e il 2016, potrebbero determinare il raggiungimento di obiettivi sostanzialmente aggiuntivi a quelli già indicati per i medesimi anni.

¹⁴ Si è ipotizzato che, dopo il 2015, l'energia elettrica che avrebbe usufruito dei certificati verdi (qualora tale strumento non fosse stato abrogato) continui a percepire un incentivo medio pari a 78 €/MWh, prossimo al 78% del prezzo di vendita dei CV nella titolarità del GSE (cioè al prezzo di ritiro, da parte del GSE, dei CV invenduti). I costi che ne derivano sono evidenziati nelle figure 1 e 2 con il nome "Costo certificati verdi".

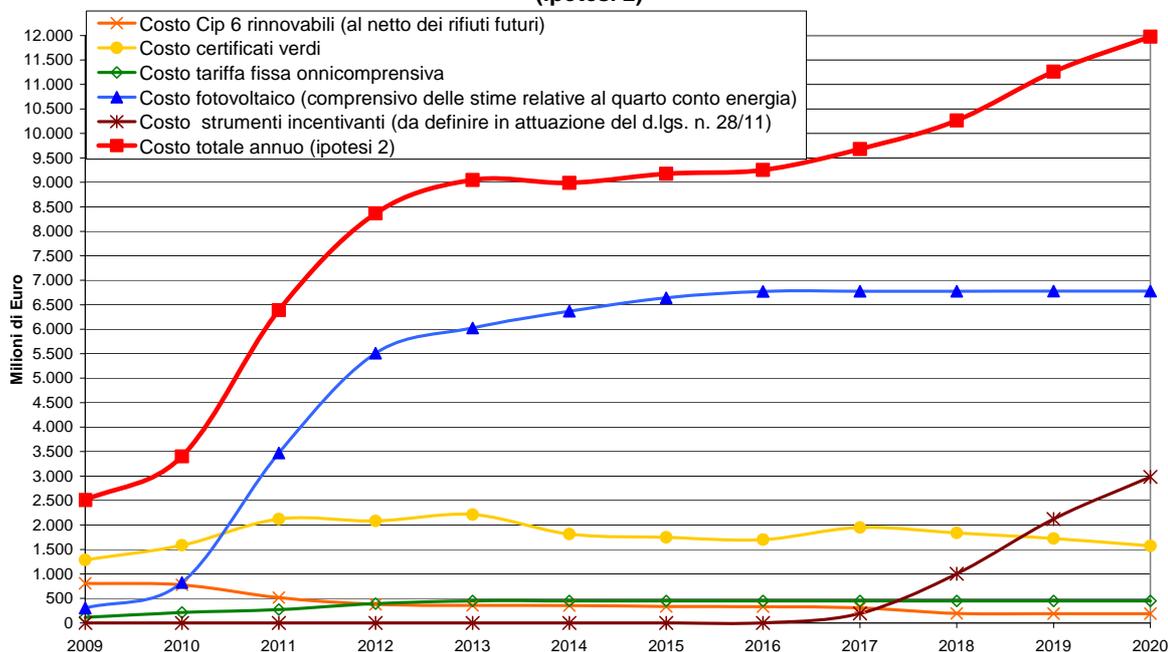
¹⁵ Ciò appare evidente confrontando la somma tra l'energia elettrica complessivamente producibile con gli attuali strumenti incentivanti (certificati verdi, Cip 6 e tariffe fisse onnicomprensive) e l'energia elettrica producibile con i nuovi incentivi per gli impianti fotovoltaici (il cui trend di crescita è coerente con quanto indicato, in termini di potenza, nel decreto 5 maggio 2011) con il trend di crescita della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili riportato nel PAN.

Valutazione del costo totale annuo delle incentivazioni per le fonti rinnovabili (ipotesi 1)

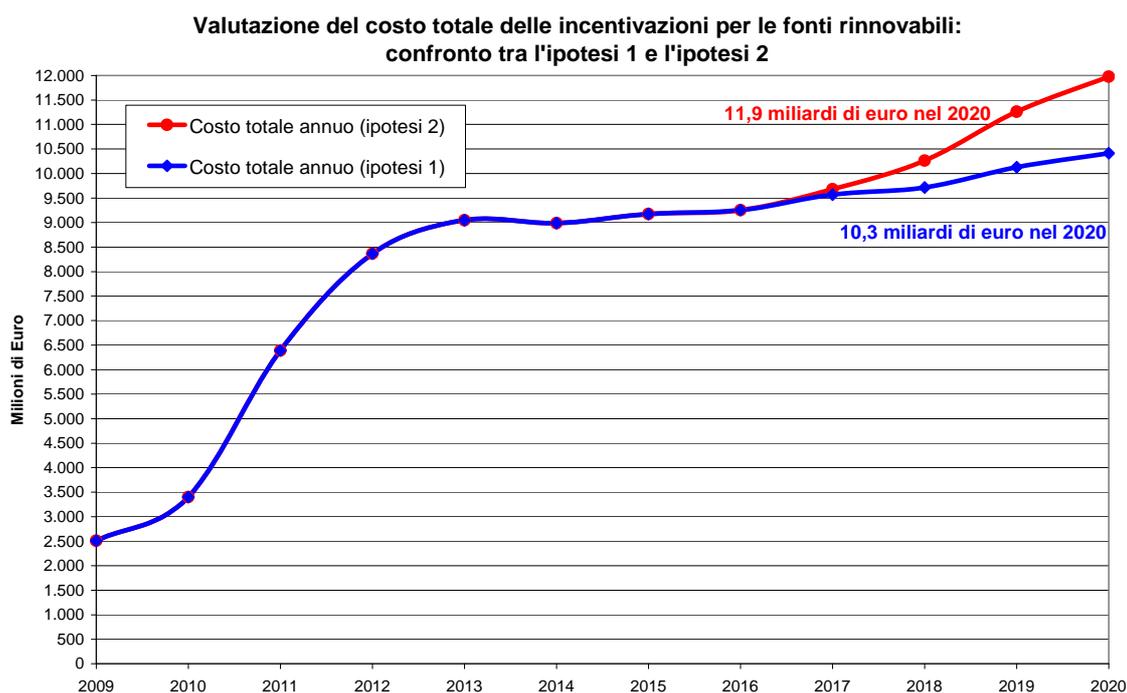


- figura 1 -

Valutazione del costo totale annuo delle incentivazioni per le fonti rinnovabili (ipotesi 2)



- figura 2 -



- figura 3 -

In relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, non basta limitarsi agli incentivi. È fondamentale approfondire gli aspetti correlati alle procedure autorizzative e all'accesso alle reti (in termini di connessioni e dispacciamento). Tali aspetti comportano un'incidenza economica rilevante, ancorché contenuta rispetto ai costi totali per il sistema. Tuttavia la loro corretta regolazione e gestione è fondamentale per consentire lo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, evitando quindi che siano vanificati gli ingenti sforzi economici derivanti dai meccanismi incentivanti. Spesso infatti gli incentivi vengono in parte destinati a superare i rischi, le incertezze e i costi associati allo svolgimento delle procedure autorizzative e di accesso alle reti.

Procedure autorizzative

Ad oggi, appare che i principali ostacoli al rapido sviluppo degli impianti di produzione di energia elettrica dalle fonti rinnovabili siano da attribuire all'iter autorizzativo locale che appare frammentato, spesso burocratizzato e costoso.

Emerge infatti la presenza di procedure per le autorizzazioni spesso molto diverse tra una Regione e l'altra, tempi piuttosto lunghi (anche in termini di anni) rispetto ai 180 giorni indicati dal decreto legislativo n. 387/03 per l'iter autorizzativo unico, oltre a costi ingenti (stimabili intorno al 20 – 30% del valore complessivo degli incentivi attesi).

Occorre quindi prevedere strumenti, di carattere normativo e quindi regolatorio, finalizzati a rendere più certe e più omogenee sul territorio nazionale le procedure

autorizzative. Positiva sotto questo profilo la recente approvazione delle linee guida per la semplificazione delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Altrettanto positive sono le novità introdotte dal decreto legislativo n. 28/11, con particolare riferimento a:

- introduzione della procedura abilitativa semplificata, estendibile ad impianti di produzione fino a 1 MW, che potrebbe risolvere i problemi precedentemente emersi con la DIA, già evidenziati con la segnalazione PAS 1/11;
- introduzione di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, per l'autorizzazione degli interventi per lo sviluppo delle reti elettriche, utilizzabile dai gestori di rete separatamente rispetto alle autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione.

Sarebbe opportuno prevedere strumenti finalizzati a responsabilizzare maggiormente le Regioni e le amministrazioni coinvolte nel procedimento autorizzativo, al fine di rendere più certe le tempistiche nel rispetto delle normative vigenti. Ciò consentirebbe anche di eliminare i problemi relativi alla saturazione delle reti e ai problemi di carattere speculativo che ne derivano.

Connessioni

Il problema della saturazione virtuale delle reti

L'Autorità ha più volte rilevato il fatto che la prenotazione delle reti risulta essere notevole e non commisurata all'effettiva realizzazione degli impianti. Tale fenomeno costituisce una barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono ad ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "sulla carta".

Al fine di risolvere tale problema, l'Autorità, dopo ampia consultazione con gli operatori¹⁶, è intervenuta, nei limiti dei propri poteri e del proprio ambito di intervento, con la deliberazione ARG/elt 125/10, definendo un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale¹⁷.

¹⁶ Si veda il DCO 15/10, con il quale l'Autorità ha proposto due linee di intervento tra loro alternative. Quella che ha riscontrato la più favorevole risposta da parte della maggioranza dei soggetti interpellati - in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati - consiste nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione. L'altra ipotesi prevedeva che il diritto alla prenotazione della capacità di trasporto sulle linee elettriche si consolidasse soltanto a seguito dell'ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione dell'impianto di produzione.

¹⁷ Pare peraltro opportuno sottolineare che, proprio mentre era in corso il procedimento di consultazione e di elaborazione di proposte da parte dell'Autorità, lo stesso Parlamento, prendendo atto della rilevanza del problema, è intervenuto con l'articolo 1-septies, comma 2, del decreto legge 8 luglio 2010, n. 105, convertito dalla legge 13 agosto 2010, n. 129, prevedendo che l'Autorità definisca regole finalizzate a evitare fenomeni di prenotazione di capacità di rete per impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali non siano verificate entro tempi definiti le condizioni di concreta realizzabilità delle iniziative, anche con riferimento alle richieste di connessione già assegnate.

Tuttavia tale intervento è stato sospeso dal Tar Lombardia. Al fine di evitare disparità di trattamento tra operatori, con la delibera ARG/elt 9/11, l'Autorità ha deciso di applicare con efficacia *erga omnes* la misura cautelare disposta dal Tar Lombardia e quindi di estendere a tutti i soggetti richiedenti la connessione alle reti elettriche la sospensione dell'obbligo del versamento del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete¹⁸, fino alla decisione di merito sui ricorsi pendenti (fissata per il 30 giugno 2011). L'Autorità, nel frattempo, sta valutando la possibilità di intervenire proponendo soluzioni alternative ma il problema della saturazione virtuale delle reti e dei connessi fenomeni speculativi è ad oggi irrisolto.

Il problema della saturazione reale delle reti

Quello della saturazione delle reti non è un problema solo virtuale. Esistono infatti reti elettriche realmente sature e, pertanto, non in grado di veicolare tutta la produzione elettrica immessa. Il problema si è manifestato soprattutto lungo alcune dorsali appenniniche caratterizzate dalla presenza di numerosi impianti (per lo più eolici) e carichi limitati o nulli. Per risolvere tale problema, occorre sviluppare le reti elettriche e, congiuntamente, valutare la realizzazione di sistemi di accumulo (in particolare i sistemi di pompaggio) che consentano di sfruttare al meglio la rete disponibile.

Dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili

Agli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili¹⁹ non vengono attribuiti i maggiori costi che si verificano qualora l'energia elettrica immessa in rete da essi risulti diversa da quella prevista; tali costi vengono pertanto socializzati.²⁰

I costi complessivi di dispacciamento attribuibili alle fonti rinnovabili non programmabili, sebbene molto difficili da valutare con precisione, sono comunque significativi, in quanto l'aleatorietà della disponibilità di tali fonti comporta la necessità di impianti sempre disponibili ad entrare in produzione (capacità di riserva).

Per contenere la necessità di capacità di riserva, è essenziale, da una parte, promuovere la corretta previsione della produzione di energia elettrica; dall'altra, prevedere che anche gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, compatibilmente con le proprie possibilità tecniche, prestino i c.d. servizi di rete, tra cui la regolazione di potenza attiva e reattiva, la riduzione di potenza, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione.

¹⁸ Cioè la sospensione degli effetti degli articoli 32 e 33 dell'Allegato A alla deliberazione ARG/elt 125/10.

¹⁹ Le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili sono definite dal decreto legislativo n. 387/03 come le unità di produzione che utilizzano l'energia solare, eolica, maremotrice, del moto ondoso, del gas di discarica, dei gas residuati dei processi di depurazione, del biogas, l'energia geotermica o l'energia idraulica, limitatamente in quest'ultimo caso alle unità ad acqua fluente.

²⁰ Precisamente, il corrispettivo di sbilanciamento effettivo (che rappresenta il valore unitario attribuito alla differenza tra l'energia elettrica prevista e quella effettivamente immessa in rete, cioè al cosiddetto sbilanciamento) è pari al prezzo di valorizzazione delle offerte di vendita accettate nel MGP nel corrispondente periodo rilevante, nella zona in cui è localizzato il punto di dispacciamento (prezzo MGP).

Si evidenzia infine che i nuovi strumenti incentivanti previsti dal decreto legislativo n. 28/11 dovrebbero promuovere la gestione degli impianti secondo criteri che tengano conto delle esigenze di sistema. I meccanismi incentivanti di tipo *feed in tariff*, al contrario, prevedendo il ritiro integrale da parte del GSE dell'energia elettrica immessa, non promuovono una gestione degli impianti secondo tali criteri, scaricando l'onere che ne deriva sulla collettività. Per evitare tale criticità, si potrebbe prevedere, ad esempio, che l'incentivo possa essere parzialmente aumentato o ridotto in funzione delle azioni poste in essere dai produttori per migliorare la gestione delle reti (con particolare riferimento al miglioramento della prevedibilità delle immissioni e alla prestazione dei servizi di rete).

Sviluppo di reti attive per la generazione distribuita

Per il periodo compreso tra il 2008 e il 2011, l'Autorità ha definito una nuova regolamentazione tariffaria volta a promuovere gli investimenti in sistemi di automazione, protezione e controllo delle *reti attive* (con la possibilità di coinvolgere l'utenza con interventi di efficientamento della domanda). Ci si aspettano effetti positivi sull'intero sistema elettrico, consentendo così di promuovere con efficacia ed efficienza l'ulteriore sviluppo della generazione distribuita e della piccola generazione e, in ultima istanza, delle fonti rinnovabili.

Per effetto della Legge n. 239/04, l'Autorità effettua annualmente il monitoraggio dello sviluppo degli impianti di piccola generazione e di microgenerazione e invia una relazione sugli effetti della generazione distribuita sul sistema elettrico al Parlamento, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, al Ministro dell'Interno ed alla Conferenza unificata (l'ultimo monitoraggio disponibile, contenente i dati dell'anno 2009, è allegato alla deliberazione ARG/elt 223/10).

Ruolo del Regolatore

Riguardo al ruolo da attribuire al Regolatore indipendente nell'ambito dei meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili, considerato che l'incentivazione delle rinnovabili e la promozione dell'efficienza energetica in Italia vengono finanziati a valere sulle bollette dei consumatori di energia elettrica, l'Autorità ritiene che un modo più efficiente di gestione di tali incentivi possa consistere nel conservare in capo a Governo e Parlamento la fissazione, nell'ambito delle politiche energetiche, ambientali e industriali, di obiettivi quantitativi e temporali, distinti per ciascuna fonte, demandando all'Autorità stessa la responsabilità di definire le modalità per il raggiungimento, al minimo costo, dei suddetti obiettivi.

Strumenti di incentivazione oggi vigenti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

In Italia ed in Europa, a seguito della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica, nuovi meccanismi di incentivazione delle fonti rinnovabili si sono affiancati, ed in alcuni casi sovrapposti, a quelli preesistenti.

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

1. regimi di mercato (metodi di quantità - certificati verdi);
2. 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) per fonti rinnovabili e assimilate;
- sistema dei certificati verdi (CV) per le fonti rinnovabili;
- sistema di *feed-in tariffs* per impianti da fonte rinnovabile, ad esclusione degli impianti alimentati da fonte solare, di potenza fino ad 1 MW (200 kW per l'eolico);
- sistema di conto energia per impianti da fonte solare ed in particolare per l'energia fotovoltaica;
- contributi a fondo perduto (a livello locale) per alcune fonti rinnovabili.

Gli effetti economici dei meccanismi d'incentivazione menzionati possono essere schematizzati secondo la seguente suddivisione²¹.

Provvedimento Cip n. 6/92

L'onere complessivo derivante dal provvedimento Cip n. 6/92 è attribuito a due componenti:

- a. la prima componente deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica Cip 6 secondo le modalità definite dal medesimo provvedimento e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato, secondo modalità definite annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico (almeno fino all'anno 2010). Nell'anno 2010 il costo netto per il sistema è pari a circa 1,7 miliardi di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 38,1 TWh. Il costo netto per il sistema è attribuibile per 0,78 miliardi di euro alle fonti rinnovabili (6,3 TWh) e per i restanti 0,94 miliardi di euro alle fonti assimilate (31,8 TWh). Tale costo netto è posto a carico della componente tariffaria A3 ed è quasi interamente attribuibile ai prezzi di ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, maggiori rispetto ai prezzi di mercato. Circa 50 milioni di euro sono invece attribuibili ai prezzi di rivendita dell'energia Cip 6 definiti

²¹ Nei paragrafi seguenti vengono riportati dati a consuntivo per l'anno 2009, dati di preconsuntivo per l'anno 2010 (aggiornati al gennaio 2011) e stime per l'anno 2011.

annualmente dal Ministro dello Sviluppo Economico e inferiori rispetto ai prezzi di mercato;

- b. la seconda componente deriva dall'applicazione del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, secondo cui i prezzi di cessione dell'energia elettrica Cip 6 vengono aggiornati a seguito di modifiche normative che comportino maggiori costi o costi aggiuntivi. In particolare:
- per i produttori da fonti assimilate che cedono l'energia elettrica al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e che sono assoggettati all'obbligo di acquisto dei CV (certificati verdi). Gli oneri complessivamente riconosciuti fino ad oggi, relativi alle produzioni fino al 2007, sono stati pari a circa 172 milioni di euro; nel 2011 verranno riconosciuti gli oneri relativi alle produzioni dell'anno 2008, stimabili in circa 35 milioni di euro;
 - per i produttori che devono acquistare i permessi di emissione, secondo la direttiva 2003/87/CE (oneri pari a circa 100 milioni di euro l'anno per l'intero periodo 2005-2007, pari a poco meno di 450 milioni di euro per l'anno 2008, pari a circa 225 milioni di euro per l'anno 2009 e stimabili in circa 250 milioni di euro per l'anno 2010). Il riconoscimento viene effettuato l'anno successivo a quello di riferimento.

Gli oneri annuali del provvedimento Cip 6/92 per gli anni a venire, intesi come costi netti a carico dei clienti del settore elettrico, considerando solo gli impianti attualmente oggetto dell'incentivazione, sono destinati ad esaurirsi progressivamente. Ciò anche per effetto dell'applicazione di quanto previsto dalla Legge n. 99/09 in merito alla risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92 nel caso di impianti alimentati da fonti assimilate. Al riguardo, a seguito dei Decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 2 dicembre 2009, 2 agosto 2010 e 8 ottobre 2010, nove impianti assimilati hanno optato per la fuoriuscita anticipata dal provvedimento Cip 6. Secondo le più recenti stime del GSE, effettuate anche sulla base dei criteri indicati nel decreto ministeriale 2 agosto 2010, la predetta risoluzione anticipata delle convenzioni dovrebbe comunque comportare un risparmio netto per il sistema.

Tuttavia è possibile che tali oneri annuali aumentino 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 Cip 6.

Certificati verdi

L'onere complessivo del programma di incentivazione è pari alla somma di due componenti:

- a) la prima componente deriva dai costi che i produttori e gli importatori soggetti all'obbligo di acquisto dei CV sostengono per l'adempimento all'obbligo. Tali costi vengono dai medesimi coperti tramite i ricavi che derivano dalla vendita dell'energia elettrica. Pertanto, la prima componente dell'onere complessivo dei CV è posta indirettamente a carico dei clienti finali nei prezzi dell'energia elettrica. Essa può solo essere stimata ed è pari, per l'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010), a circa 650 milioni di Euro. Degli oneri sostenuti indirettamente dai clienti nei prezzi dell'energia elettrica una parte va direttamente a beneficio dei

produttori IAFR e l'altra, determinata dalla vendita dei certificati verdi da parte del GSE in presenza di offerta insufficiente da parte dei medesimi produttori, va a riduzione della componente A3;

- b) la seconda componente deriva dall'obbligo di ritiro, in capo al GSE, dei CV invenduti previsto dall'articolo 2, comma 149, della legge n. 244/07 e dall'articolo 15, comma 1, del decreto ministeriale 18 dicembre 2008²². Tale componente, posta a carico della componente tariffaria A3, è cresciuta in misura significativa a partire dal 2008 a causa dell'eccesso di offerta dei CV che tuttora persiste. Per l'anno 2010, i CV invenduti in relazione all'anno d'obbligo 2009 (terminato il 31 marzo 2010) hanno comportato un onere di 940 milioni di euro. Si stima che per l'anno 2011, in relazione all'anno d'obbligo 2010 (che termina il 31 marzo 2011), l'onere sia pari a 1.400 milioni di euro.

La quantità di energia elettrica incentivata con i CV è stata pari a circa 10,5 TWh nell'anno 2008, poi aumentata fino a circa 17,4 TWh nell'anno 2009: con riferimento alla produzione incentivata nell'anno 2009 sono stati emessi certificati verdi per circa 17,6 TWh equivalenti²³, a fronte di una domanda di certificati verdi pari a circa 8,50 TWh. Da questi dati si può notare l'attuale entità dell'eccesso d'offerta.

Per quanto riguarda gli oneri dei CV negli anni a venire occorre tener conto che il costo complessivo a carico dei clienti finali è atteso in aumento. Ciò per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti che hanno diritto ai CV, del continuo aumento dell'eccesso di offerta accompagnato dall'obbligo di ritiro dei CV invenduti in capo al GSE e della legge n. 244/07 che associa un diverso numero di CV a ciascuna fonte a parità di produzione.

Infine, è rilevante l'effetto del decreto legislativo n. 28/11, di recepimento della direttiva 2009/28/CE, secondo cui il meccanismo dei CV subisce un azzeramento²⁴. Ciò comporta un graduale spostamento del relativo onere dai produttori al conto A3, vale a dire in bolletta, producendo così un ulteriore costo per il sistema. Infatti il costo dei CV verrebbe sempre in minor parte "filtrato" dal mercato e diventerebbe sempre più un costo diretto in capo ai clienti finali.

Tariffa fissa onnicomprensiva

L'onere complessivo derivante dalle tariffe fisse onnicomprensive deriva dalla differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica secondo le

²² In particolare, la legge n. 244/07 ha introdotto l'obbligo di acquisto, in capo al GSE, dei CV scaduti (cioè dei CV emessi da tre anni e invenduti). Il DM 18 dicembre 2008, che ha attuato La legge Finanziaria 2008, ha anche aggiunto una disposizione transitoria, secondo cui il GSE nel periodo 2009 – 2011 deve ritirare i CV invenduti e riferiti agli anni fino al 2010 al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME).

²³ La differenza tra la quantità di energia elettrica prodotta e incentivata con i CV e i CV emessi è attribuibile ai coefficienti moltiplicativi che sono stati introdotti con la legge n. 244/07 al fine di remunerare maggiormente le fonti più costose.

²⁴ In particolare, la quota d'obbligo dovrebbe continuare a crescere annualmente di 0,75 punti percentuali fino al 7,55% nel 2012. Negli anni successivi dovrebbe ridursi linearmente fino ad azzerarsi nel 2015. I CV in eccesso, sempre più numerosi, dovrebbero essere ritirati dal GSE a un prezzo pari al 78% del prezzo di vendita dei CV nella titolarità del GSE. Tale prezzo è all'incirca l'attuale prezzo medio di negoziazione dei CV.

modalità e i prezzi definiti dalla legge n. 244/07 e i ricavi ottenuti dal GSE per la rivendita della medesima energia sul mercato. Tale onere è posto a carico della componente tariffaria A3.

Le tariffe fisse onnicomprensive possono essere erogate agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale fino a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) entrati in esercizio dall'1 gennaio 2008.

Nell'anno 2009 il costo netto per il sistema è pari a circa 112 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 0,7 TWh prodotta da 401 impianti per una potenza complessiva di circa 207 MW. Nell'anno 2010 (dati di preconsuntivo) il costo netto per il sistema è stimabile in circa 212 milioni di Euro, per una quantità di energia elettrica pari a 1,2 TWh prodotta da 543 impianti per una potenza complessiva di circa 280 MW. Per gli anni successivi si attende un progressivo aumento per effetto dell'entrata in esercizio di nuovi impianti.

Fotovoltaico

L'incentivazione del fotovoltaico in Italia è stata regolata dapprima con il decreto ministeriale 28 luglio 2005, come modificato e integrato dal decreto ministeriale 6 febbraio 2006; successivamente dal decreto ministeriale 19 febbraio 2007 e recentemente dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 che ha effetti a partire dal 2011.

Gli incentivi riconosciuti agli impianti fotovoltaici sono erogati dal GSE in relazione all'energia elettrica prodotta, indipendentemente dall'utilizzo, e sono interamente posti a carico della componente tariffaria A3.

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; nel 2009, a circa 303 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 0,7 TWh; nel 2010 il costo dell'incentivo per il fotovoltaico ha superato gli 800 milioni di euro per una quantità di energia elettrica incentivata pari a circa 2 TWh, di cui poco meno della metà attribuibile a impianti realizzati su terreno e non integrati negli edifici.

L'elevato livello dell'incentivo previsto dal decreto 19 febbraio 2007, inizialmente previsto per impianti fotovoltaici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2010, per effetto della legge n. 129/10, può essere ottenuto anche nel caso di impianti che *“abbiano concluso, entro il 31 dicembre 2010, l'installazione dell'impianto fotovoltaico, abbiano comunicato all'amministrazione competente al rilascio dell'autorizzazione, al gestore di rete e al GSE, entro la medesima data, la fine lavori ed entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011”*.

Cogenerazione ad alto rendimento

Nell'ambito dell'efficienza energetica, la cogenerazione ad alto rendimento assume un ruolo rilevante. In relazione agli strumenti di sostegno previsti per la cogenerazione ad alto rendimento, è necessario completare quanto già delineato dal decreto legislativo n. 20/07 e dalla legge n. 99/09. In particolare, entrambe le disposizioni normative richiamate individuano i certificati bianchi quale strumento di incentivazione per la cogenerazione ad alto rendimento, prevedendo però la possibilità di definire un periodo di incentivazione pari a 10 anni (a fronte degli attuali 5) e coefficienti correttivi per tenere conto delle diverse taglie, tecnologie e impatti ambientali. Ad oggi tuttavia i ministeri competenti non hanno ancora dato seguito a quanto sopra evidenziato.

In più si rileva la presenza di un vuoto normativo in merito alla definizione di cogenerazione ad alto rendimento. Infatti, a decorrere dall'1 gennaio 2011, potrebbero coesistere la cogenerazione rispondente alla definizione di cui all'articolo 2, comma 8, del decreto legislativo n. 79/99, non essendo tale decreto mai stato abrogato, e la cogenerazione ad alto rendimento rispondente ai criteri di cui alla direttiva 2004/8/CE. Tali criteri sono stati recepiti in Italia con il decreto legislativo n. 20/07 (Allegati II e III) che, al contempo, ha dato facoltà al Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di rivedere i medesimi criteri in conformità alle direttive e alle decisioni della Comunità europea. Questi ultimi decreti tuttora non sono stati emanati, il che rende inapplicabili i criteri di cui alla direttiva 2004/8/CE. E' quindi urgente un intervento in materia.

A tal proposito, si evidenzia l'opportunità di:

- definire, sulla base della direttiva 2004/8/CE, come recepita dal decreto legislativo n. 20/07, e sulla base delle successive decisioni della Commissione europea, una regolazione puntuale finalizzata a individuare in modo univoco e facilmente verificabile le grandezze necessarie per il calcolo degli indici da cui deriva la definizione stessa di cogenerazione ad alto rendimento. Tale ruolo potrebbe essere svolto dall'Autorità coerentemente con quanto è stato fatto con la deliberazione n. 42/02;
- garantire la terzietà, prevedendo cioè che i controlli relativi all'applicazione della definizione di cogenerazione ad alto rendimento non siano effettuati dal medesimo soggetto che rilascia le qualifiche. A tal fine, si potrebbe riproporre lo stesso schema già oggi adottato, secondo cui il GSE è il soggetto che rilascia le qualifiche e l'Autorità (nella propria responsabilità e supervisione, seppur avvalendosi del GSE) è il soggetto che effettua i controlli.

Infine, il decreto legislativo n. 28/11 ha previsto di estendere i nuovi incentivi previsti per la cogenerazione ad alto rendimento (peraltro non ancora definiti) agli impianti di cogenerazione entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999 e prima dell'entrata in vigore del decreto legislativo n. 20/07. Pur essendo ancora da definire le modalità attuative di tale previsione, si evidenziano, i rischi connessi all'ulteriore aggravamento delle difficoltà di coordinamento delle diverse forme di incentivazione: tali impianti, infatti, oggi accedono ai certificati bianchi in base alle schede tecniche n. 21bis e n. 22bis pubblicate dall'Autorità, o in base a progetti a consuntivo approvati dalla stessa Autorità.