

RIFORMA DEI SUSSIDI, DI NECESSITÀ VIRTÙ?

LA RIFORMA DEL CONTO ENERGIA AVEVA L'OBIETTIVO DI CREARE MAGGIORE EFFICIENZA E DIMINUIRE LA BOLLETTA DEI CONSUMATORI. NON È PERÒ AFFATTO CERTO, COME MOSTRA ANCHE IL CONFRONTO CON ALTRI PAESI EUROPEI, CHE I RISULTATI SARANNO QUELLI ATTESI.

Nell'ambito di una Strategia energetica nazionale ancora da approvare¹, è già noto che le energie rinnovabili a copertura del consumo energetico italiano dovrebbero spingersi verso una quota del 17% nel 2020. La strategia è partita con l'accordo siglato in ambito europeo², è stata in prima battuta delineata nel Piano di azione nazionale di sviluppo delle energie rinnovabili (Pan) del luglio 2010 ed è diventata legge con il Dlgs n. 28 del 3 marzo 2011.

Il Pan declina l'obiettivo generale del 17% in sotto-obiettivi specifici relativi alle tre macroclassi di utilizzo dell'energia – elettrica, termica e carburante per i trasporti – e delinea la traiettoria per il loro raggiungimento da qui al 2020. L'obiettivo del 17% di energie rinnovabili, pari a 26,8 milioni di tep su un consumo finale atteso di 145,6 Mtep nel 2020, è conseguito per circa il 9% con misure di miglioramento dell'efficienza energetica (2,2 Mtep di energia rinnovabile "evitata"), per il 5% con importazioni di elettricità rinnovabile (1,13 Mtep) e per la restante parte attraverso l'apporto diretto delle energie rinnovabili ai consumi energetici (21,4 Mtep). Ciò significa che l'energia rinnovabile dovrà aumentare di circa 16,3 Mtep rispetto ai valori attuali, ovvero più che triplicare. Lo sforzo maggiore dovrà essere conseguito nei consumi sotto forma di calore, in cui il volume di energie rinnovabili dovrebbe passare dai 3 Mtep attuali (5% dei consumi) ai 10,5 Mtep (17,2%) e dai biocarburanti (da 0,4 a 2,5 Mtep). Il minore sforzo riguarderebbe, invece, le energie rinnovabili in applicazioni elettriche, la cui quota dovrebbe spostarsi dal 18,6% al 26,4% nel 2020. Tuttavia, la crescita maggiore di energie rinnovabili consumate si è verificata proprio negli usi elettrici. La crescita di energie rinnovabili negli usi elettrici è da ricondurre a due fattori principali:

- le politiche di promozione e le misure a favore delle rinnovabili nel settore elettrico messe in campo dal legislatore;
- l'elevato valore degli incentivi



economici che ha attratto gli investitori, accelerando la realizzazione di impianti di generazione rinnovabile nel periodo 2005-2010.

Le ragioni della riforma degli incentivi

La ricaduta del sostegno alle rinnovabili sui costi della bolletta dei consumatori elettrici ha fatto sì che, all'interno del Dlgs 28/2011, che in linea teorica avrebbe dovuto limitarsi ad adottare la direttiva 2009/28/CE, sia stato introdotto il Titolo V Capo II di riforma dei vigenti regimi di sostegno alle rinnovabili elettriche. La riforma della disciplina, infatti, mira alla determinazione di *"strumenti che promuovano l'efficacia, l'efficienza, la semplificazione e la stabilità nel tempo dei sistemi di incentivazione, perseguendo nel contempo l'armonizzazione con altri strumenti di analoga finalità e la riduzione degli oneri di sostegno in capo ai consumatori"*³.

Il Dlgs ha ritenuto di dover intervenire in tutte le direzioni, ovvero di riformare tutti gli attuali regimi di incentivazione alla produzione di energia elettrica. In particolare:

- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte solare, prevedendo la sostituzione degli incentivi fissati con il decreto 6 agosto 2010 (terzo Conto energia) con nuove tariffe per gli impianti che entreranno in esercizio dal 1° giugno 2011⁴. In sostanza, non è riformato il meccanismo in conto energia, ma i valori base e i tassi di variazione temporale degli incentivi. Le nuove tariffe sono stabilite con decreto 5 maggio 2011
- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte eolica, idrica, geotermica, o bioenergie di dimensione ≤ 1 MW (200 kW per eolico). Anche in questo caso non è modificato l'attuale meccanismo di incentivazione tramite tariffe omnicomprendenti, se non nell'estensione del limite di potenza ammesso da 1 a 5 MW, ma si prevede una rettifica dei valori tariffari *"al fine di commisurarli ai costi specifici degli impianti, tenendo conto delle economie di scala"*⁵ e l'applicazione di nuove tariffe alla produzione da impianti che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2013
- l'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonte eolica, idrica, solare, geotermica o bioenergie di dimensione > 1 MW. In questo caso la riforma prevede l'abolizione dell'attuale meccanismo di incentivazione tramite certificati verdi

e il passaggio alla tariffa di cui al punto precedente per gli impianti <5 MW e a un sistema di ritiro obbligato, ma a prezzi determinati non amministrativamente, ma attraverso specifiche aste al ribasso per gli impianti >5 MW. Il nuovo regime si applicherà agli impianti che entreranno in esercizio a partire dal 1° gennaio 2013, nel contempo il vecchio meccanismo dei certificati verdi si avvierà verso l'annullamento in un periodo di regolazione transitoria 2013-2015.

La risposta all'obiettivo di efficienza

L'iter di attuazione della riforma consente a oggi di dare un primo giudizio sulla ricerca di efficienza solamente nel caso del solare fotovoltaico. Nel caso delle altre fonti, non essendo noti né i valori, né i meccanismi di formazione dei prezzi tramite asta, non è possibile formulare un giudizio sull'effetto della riforma sull'orientamento al costo degli incentivi. La previsione di numerosi decreti e regolamenti di funzionamento rappresenta la maggiore criticità anche in termini di efficienza. Affinché le aste al ribasso possano rispondere al duplice obiettivo di promuovere gli investimenti e al tempo stesso orientare i prezzi ai costi di produzione occorre che vengano opportunamente regolate e organizzate nei tempi funzionali a una partecipazione efficace ed efficiente del mercato. In prima battuta, l'introduzione di meccanismi d'asta per gli impianti medio-grandi non sembra aver riscosso molto successo. Tuttavia, un'analisi dei casi internazionali evidenzia che recentemente le aste sono state riconsiderate da diversi legislatori.



FOTO: SORGENIA

Tornando al solare fotovoltaico, l'analisi degli incentivi nel periodo 2005-2010 mette in evidenza due limiti del sistema italiano: l'alto valore degli incentivi e la loro bassa dinamicità consistente nella incapacità di adattarsi ai costi effettivi di produzione nel tempo, anche per effetto della crescita dei volumi. Limiti che emergono anche dal confronto internazionale. Prendendo a riferimento un impianto domestico, il confronto della tariffa italiana con quella di altri paesi europei mostra valori più alti e meno variabili nel tempo (tabella 1). Il decreto 2011 prevede una contrazione della tariffa base già nel 2011 (per effetto dei nuovi valori dal mese di giugno) e tassi di decrescita per gli anni successivi. Le tariffe si riallineerebbero agli attuali valori degli altri paesi solo nel 2013. Un'ultima considerazione sul meccanismo regressivo della tariffa italiana. Il decreto 2011 da un lato fissa

un limite annuale di MW di capacità cumulativa incentivabile annualmente (al fine di contenere l'onere sulla bolletta elettrica), dall'altra fissa tassi di riduzione nel tempo della tariffa. I due strumenti rispondono tuttavia a finalità diverse: mentre il primo è orientato a monitorare l'effetto del sostegno al solare fotovoltaico sulla bolletta elettrica attraverso il controllo della "corsa agli investimenti" (come nel caso francese o spagnolo), il secondo è in generale correlato a un principio di efficienza dinamica (caso tedesco). I tassi di variazione sono, infatti, correlati all'effetto di un aumento dei volumi realizzati sul costo di produzione (c.d. *learning curves*). Non sembra questo il caso italiano, i cui tassi di variazione sono stabiliti ex ante sulla base di tetti di spesa non necessariamente commisurati ai costi di produzione. Ancora una volta, un peccato di ingenuità nei confronti del principio di efficienza economica.

Daniele Biancardi, Annalisa D'Orazio

Iefe, Università Bocconi, Milano

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Francia ¹	22,5	30,0	32,8	33,8	35,2	37,0	30,35
Italia ²	56,5	57,6	52,0	54,4	53,3	52,2	46,1
Germania ³	54,5	51,8	49,2	46,7	42,1	37,8	32,9
Spagna ⁴	42,1	44,0	44,0	44,0	34,0	34,4	35,1

TAB. 1
TARIFFA
FOTOVOLTAICO

Confronto tra le tariffe di diversi paesi europei con riferimento a un impianto PV di potenza <30 kW su edificio (non integrato). Valori base tariffa onnicomprensiva (TO) in c€/kWh.

¹ In Francia la tariffa onnicomprensiva (TO), valida per 20 anni, è cumulabile con una detrazione fiscale del 50% dell'investimento (fino al 2009). Tariffe modificate nel 2006, gennaio 2010, agosto 2010, marzo 2011. Dal 1 luglio 2011 le tariffe saranno riviste ogni trimestre in funzione del numero di progetti depositati il trimestre precedente.

² In Italia alla tariffa in conto energia (20 anni) è aggiunto il prezzo dell'elettricità (prodotto o auto consumato). Il valore 2011 è calcolato ponderando 3° e 4° conto energia. Il decreto 5 maggio 2011 fissa le tariffe per l'anno 2012 e prevede per il 2013: il passaggio a una TO che decresce semestralmente in base a tassi prefissati (9% 2° sem. 2013, 15% 2014, 15% 2015, 30% 2016).

³ In Germania la TO è valida per 20 anni. Determinata nel 2000, modificata nel 2004 e 2008 (EEG). Tasso decrescita annuo: 5% fino a 2008, 8-10% fino a 2010, variabile da 8 a 13% da 2011 in base alla potenza registrata nell'anno precedente (2011=13%).

⁴ In Spagna la tariffa, riconosciuta per 25 anni, fino al 2008 è pari ad un premio addizionale che varia in funzione del prezzo dell'elettricità. Dal 26° anno a fine vita utile è prevista una tariffa incentivante inferiore del 20%. Regolazione premio nel 2004, modificata nel 2006. Nel 2008 nuovo meccanismo: determinazione di TO con un plafond di MW incentivabili.

NOTE

¹ Cfr. art. 7, c. 1, Dlgs 25 giugno 2008 n. 112 e legge 6 agosto 2008 n. 133.

² Si veda l'iter di approvazione del pacchetto *Clima energia* diventato legge nel giugno 2009 e che contiene, tra l'altro, la direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso di energia da fonti rinnovabili.

³ Cfr. Dlgs 28/2011, Titolo V, Capo I, art. 23.

⁴ Cfr. art. 25, c. 9, Dlgs 28/2011.

⁵ Cfr. art. 24, c. 3, let. a) Dlgs 28/2011.