



Decreti attuativi: la proposta delle Associazioni sui meccanismi di incentivazione per lo sviluppo delle FER ai sensi del D.lgs n. 28/11.

Introduzione

Le seguenti proposte sono state elaborate da ISES ITALIA tenendo anche conto dei contributi forniti da alcune associazioni di categoria, sulla base sia delle indicazioni contenute nel Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili (PANER), sia della successiva evoluzione dello scenario energetico nazionale e di quello riguardante specificamente il settore delle rinnovabili.

Poiché, come ha sottolineato il direttore generale di Confindustria nel corso dell'audizione al Senato del 26 luglio 2011, "Le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica rappresentano i due strumenti principali, tra loro complementari, per raggiungere gli obiettivi di sostenibilità ambientale al 2020. se correttamente gestita, la *Green Economy* può diventare una straordinaria opportunità di sviluppo". Al fine di dare continuità e prospettive a questo indirizzo è essenziale che il Governo definisca la strategia energetica nazionale, traguardando oltre il 2020 fino al 2050, alla stessa stregua degli analoghi documenti prodotti ad esempio dal Governo del Regno Unito.

In questa visione gli obiettivi previsti nel 2010 dal PANER, non a caso considerati alla stregua di indicazioni di massima, a nostro avviso possono essere rivisti al rialzo, come al di fuori del PANER già è avvenuto per il fotovoltaico con il Quarto conto energia, purché ciò avvenga a minor costo e con maggiore efficienza, senza discriminazioni tecnologiche.

A tal fine sembra indispensabile dare vita a forme di consultazione stabili e frequenti fra Governo e le Associazioni interessate, in particolare in modo da:

1. monitorare l'evoluzione delle realizzazioni nei singoli comparti e prendere tempestivamente eventuali provvedimenti che si rendessero necessari al conseguimento degli obiettivi previsti;
2. discutere cambiamenti negli indirizzi o nei meccanismi di incentivazione resi necessari dall'evoluzione del contesto mondiale, europeo, italiano e/o da impreviste evoluzioni tecnologiche

Criteri generali

Si premette che nel presente documento non sono inserite proposte quantitative in merito agli incentivi richiesti in quanto la comunicazione tali valori è di competenza dalle Associazioni di Settore.

Innanzitutto per i meccanismi di incentivazione va garantita una prospettiva di lungo termine, caratterizzata da stabilità normativa e regolatoria e dall'assenza di oneri impropri (come la Robin Hood tax). A tal fine si suggerisce quanto segue:

- a) va in via definitiva stabilito che le revisioni degli incentivi non dovranno mai avere effetto sugli investimenti già fatti ed operativi;
- b) visto che i nuovi meccanismi decorreranno dal 01.01.2013, dovrebbero durare almeno fino al 2020;
- c) l'applicazione degli incentivi va definita secondo la vita utile degli impianti, che non deve essere inferiore a quella di progetto;
- d) se, al di là delle procedure di aggiornamento degli incentivi previste dai decreti, su cui si tornerà più avanti, si rendessero necessari ulteriori interventi, questi dovranno essere sempre preceduti da una consultazione con le parti interessate, secondo la prassi già in essere ad esempio in Germania.

Per quanto concerne la quantificazione delle incentivazioni, si suggerisce innanzi tutto un criterio ad un tempo di sostenibilità e di equità, basato su:

1. al tempo zero (01.01.2013) garanzia di un ritorno economico degli investimenti tendenzialmente uguale per tutti e non dissimile da quello riconosciuto per le attività soggette a regolazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
2. scostamenti da quanto indicato al punto 1 soltanto nei casi in cui sussista una motivata necessità al fine di garantire il raggiungimento dell'obiettivo al 2020;
3. meccanismi di aggiornamento con tutti gli adattamenti del caso ispirati a quelli previsti dal Quarto conto energia.

Per quanto concerne la produzione elettrica, va conservato il meccanismo della tariffa onnicomprensiva fino ai livelli di potenza attualmente vigenti. Per l'accesso ai meccanismi incentivanti tutte le tecnologie devono rispettare le previste normative vigenti in tema di certificazione energetica delle macchine, criterio che coi tempi necessari ad adeguarvisi va pertanto introdotto laddove mancasse. Va altresì introdotta una modulazione della tariffa (crescente al diminuire della taglia) così da creare il volume di domanda necessario all'avvio di una produzione per lo meno di piccola serie, in grado di abbassare i costi attuali, non remunerativi per taglie significativamente inferiori a quelle massime.

Per potenze superiori il meccanismo più appropriato è del tipo *feed-in premium*, che da un lato garantisce la necessaria liquidità al mercato dell'energia elettrica, dall'altro separa nettamente la protezione dell'investimento richiesta da tecnologie sulla strada della competitività, ma non ancora competitive, dal rischio di impresa, che deve valere anche in questo caso.

Per quanto concerne il sistema delle aste, il non brillante esito che ha avuto in paesi per loro natura maggiormente strutturati del nostro per massimizzarne le potenziali convenienze, induce come minimo a una necessaria prudenza, peraltro manifestata anche nel già citato intervento del direttore generale di Confindustria al Senato: "particolare attenzione, inoltre, va posta sul sistema delle aste per i grandi impianti, perché l'intero meccanismo non si traduca di fatto in un ennesimo generatore di costi e barriere all'ingresso".

Si suggerisce pertanto di prevedere inizialmente una fase sperimentale, nel corso della quale la soglia sia definita in modo da garantire una sufficiente liquidità sia agli impianti soggetti a gara, sia a quelli esenti.

Le aste devono avere frequenza almeno semestrale o anche maggiore, sulla base al numero di domande/potenze richieste e alla potenza da mettere ad asta, che deve essere coerente con gli obiettivi intermedi previsti per ciascuna tecnologia. Va altresì introdotto un prezzo minimo d'asta.

Dopo ogni asta il suo esito andrà discusso all'interno del meccanismo di consultazione proposto nell'introduzione di questo documento al fine di verificare se conviene proseguire senza modifiche, introdurre nuovi criteri (come la variazione del valore di soglia della potenza per cui scatta il meccanismo d'asta), o abbandonare in via definitiva il meccanismo stesso.

Per quanto concerne la produzione di calore, si propone che fino a 35 kW_{th} di potenza nominale l'incentivo sia calcolato su base tabellare e per valori superiori sia commisurato all'energia termica effettivamente prodotta, contabilizzata attraverso un contatore applicato all'impianto.

Il meccanismo di incentivazione più efficace è del tipo *feed-in* che dovrebbe essere applicato almeno fino a 1000 kW_{th} (1 MW_{th}) di potenza nominale.

Per valori di potenza termica superiori, il meccanismo dei Certificati Bianchi va profondamente rivisto per garantire un'adeguata redditività agli interventi di natura strutturale, come sono tutti quelli che prevedono l'installazione di impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili; fra l'altro modifiche di questo genere avrebbero un più generale effetto positivo sulla liquidità, oggi carente, in questo mercato.

L'adeguamento quantitativo può essere complementato da un allungamento a 15 anni della vigenza dei Certificati Bianchi.

Particolare attenzione va infine data ai criteri di verifica e di remunerazione del ripotenziamento degli impianti, in quanto la loro efficacia è decisiva per il pieno sfruttamento delle innovazioni tecnologiche che si verificano nel corso dell'esercizio degli impianti. Su questa esigenza, date le specificità delle singole tipologie di impianto, si ritornerà qui di seguito nel quadro delle proposte relative alle singole tecnologie.

Per i meccanismi di ritiro dei Certificati Verdi (CV), al fine di superare l'attuale situazione critica, si propone che a chiusura di ogni trimestre il GSE riceva dai produttori la richiesta di ritiro di CV nelle quantità decise dal produttore stesso e limitate alla effettiva disponibilità. Al fine di avere evidenza dei quantitativi di CV effettivamente prodotti in tempo utile a farli ritirare dal GSE, i CV vengono rilasciati dal GSE entro il 15 di ogni mese/trimestre. Le procedure di riacquisto dei CV invenduti come oggi vigenti restano vigenti nelle medesime modalità. Inoltre trimestralmente il GSE corrisponde in acconto a un prezzo prestabilito e a chiusura dell'anno il GSE, sulla base della comunicazione dell'AEEG sul prezzo medio dell'energia dell'anno precedente, calcola il prezzo di ritiro ed effettua il conguaglio.

Quanto dovuto al Comune per la realizzazione, gestione, funzionamento e manutenzione dell'impianto, ivi comprese le opere accessorie, nonché l'ICI e ogni altro onere previsto, è determinato nell'1,50% dell'imponibile fatturato per la vendita dell'energia prodotta e dell'incentivo corrispondente per tutta il periodo di durata dell'incentivo.

Tecnologia eolica

Per gli interventi di rifacimento parziale o totale su impianti eolici, si propone di:

1. escludere gli impianti oggetto di rifacimento dalle procedure d'asta;
2. correlare il rifacimento totale alle effettive necessità di sostituzione/cambi delle parti dell'impianto;
3. assumere come valore dell'incentivo quello riconosciuto dalla disciplina in essere, assegnato sulla base della tariffa riconosciuta alla corrispondente taglia d'impianto di nuova

- costruzione e, per rifacimento d'impianti di capacità superiore alla soglia d'asta, parametrarlo a quanto previsto per l'ultimo scaglione che riceve la tariffa;
4. utilizzare maggiormente il meccanismo del silenzio – assenso, mantenendo il parere espresso solo per quegli enti che tutelano un interesse ambientale, sanitario o paesaggistico (nel caso venga modificato l'aspetto rispetto all'applicazione precedente);
 5. prevedere un protocollo specifico per questa tipologia di interventi, parallelo rispetto a quello degli impianti di nuova costruzione. La previsione dovrà valere sia per l'ente competente al rilascio del provvedimento autorizzativo, sia per tutti gli altri enti coinvolti nel procedimento medesimo. L'estensione va prevista anche per la parte del progetto relativa alla soluzione di connessione (ove presente);

Si propone infine che, a fronte di un costo preventivato per tali interventi fissato con le precedenti normative e ovviamente aggiornabile all'anno di intervento, venga riconosciuta all'impianto una percentuale di energia incentivata pari al 90 % per i “rifacimenti totali” e una percentuale variabile parametrata sui costi di investimento per i “rifacimenti parziali” con un *floor* non inferiore al 50% e un tetto al 75 % dell'energia immessa in rete.

Anche per le riattivazioni di impianti abbandonati andrebbe previsto un parametro di almeno 10 anni di provata inattività e una percentuale di energia incentivata non inferiore all'80%.

Solare termico

Per quanto riguarda il primo scaglione di potenza previsto per la generazione termica (fino a 35 kW_{th} di potenza nominale), l'incentivo tabellare viene calcolato secondo i seguenti criteri:

- a) dai metri quadrati si risale a una producibilità annua stimata in base al parametro medio convenzionalmente adottato a livello europeo – 700 kWh/m – che rappresenta in modo sufficientemente adeguato la producibilità media annua di un collettore solare termico sul nostro territorio nazionale;
- b) il controllo della qualità dell'installazione e del corretto funzionamento dell'impianto avviene mediante verifica biennale eseguita da un centro di assistenza autorizzato.

Per quanto riguarda il secondo scaglione (da 35 kW_{th} a 1000 kW_{th} di potenza nominale), l'incentivo viene calcolato secondo i seguenti criteri:

- a) l'impianto dovrà essere dotato di un contatore certificato che permetta la comunicazione costante dei dati al GSE;
- b) il monitoraggio deve prevedere il confronto dei dati registrati tramite contatore con la producibilità presunta in rapporto alla categoria di utenza, al fine di verificare eventuali anomalie.

Idroelettrico

I parametri previsti al comma 2 dell'articolo 24 del Decreto legislativo 28/2011 relativamente ai rifacimenti totali o parziali, se non saranno modificati impediranno di fatto queste tipologie di intervento nel settore idroelettrico.

Si propone pertanto che, a fronte di un costo preventivato per tali interventi fissato con le precedenti normative e ovviamente aggiornabile all'anno di intervento, venga riconosciuta all'impianto una percentuale di energia incentivata pari al 90 % per i “rifacimenti totali” e una percentuale variabile

parametrata sui costi di investimento per i “rifacimenti parziali” con un *floor* non inferiore al 50% e un tetto al 75 % dell’energia immessa in rete.

Anche per le riattivazioni di impianti abbandonati andrebbe previsto un parametro di almeno 10 anni di provata inattività e una percentuale di energia incentivata non inferiore all’80%.

Il concetto di vita utile” delle centrali andrebbe diversificato in base alla potenza nominale media di concessione degli impianti, con un limite ai 30 anni per l’idroelettrico di grossa taglia (oltre 10 MW), a 20 fra 1 MW e 10 MW e il mantenimento di 15 anni per il mini-idro (meno di 1 MW).

Biomasse

In coerenza con quanto previsto dal PANER, l’utilizzo della biomassa per la generazione diretta di energia deve privilegiare al massimo il suo sfruttamento integrale che, oltre a garantire il massimo di efficienza energetico-ambientale, riduce il tasso di concorrenzialità con altri usi della biomassa e/o del territorio.

A tal fine i meccanismi di incentivazione devono:

- a) privilegiare la cogenerazione, remunerando sia la parte elettrica che quella termica, ciascuna sulla base dei relativi incentivi, in modo da garantire il paritetico sviluppo di entrambe;
- b) garantire un’adeguata remunerazione alla sola generazione di calore.

In tal modo si determina di fatto anche un orientamento verso taglie di dimensioni limitate, a sua volta coerente con un approvvigionamento di materia prima in aree limitrofe alla localizzazione degli impianti.

I meccanismi di incentivazione vanno altresì limitati alla remunerazione degli investimenti, mentre per la materia prima dotata di valore intrinseco, al netto dei costi di trasporto, vanno previste forme di incentivazione ad hoc, come:

1. agevolare al 4% l’IVA applicata alle biomasse del territorio per favorire l’uscita delle stesse dal mercato non formalizzato;
2. favorire la formazione e crescita di aziende di servizio per raccolta di biomasse disperse dall’agricoltura, dalle foreste e dal verde pubblico urbano;
3. favorire le colture energetiche, quali la forestazione rapida, con fondi per garantire il reddito annuale agli agricoltori;
4. individuare sinergie ed integrazioni fra i principi di conservazione e lo sviluppo degli impieghi energetici per foreste e boschi.

Per gli impianti superiori a 5 MW_{th} di potenza installata, l’opzione di conseguimento dei certificati bianchi è auspicabile a condizione che vengano definiti:

- l’indice di prestazione energetica in funzione del potere calorifico inferiore della biomassa;
- un adeguato coefficiente moltiplicativo dei risparmi distinto per fonte della biomassa (ex biomassa legnosa vergine, rifiuti organici, sottoprodotti di origine agricola e animale);
- la durata dei TEE da 5 a 15 anni seguendo la logica di gestione dei certificati verdi.

Biogas

Data la specificità della produzione di gas, in questo caso si propone che la tariffa onnicomprensiva sia limitata alle potenze inferiori a 250 kW.

Per le taglie fino a 250 kW si propone un meccanismo a scaglioni sulla base della virtuosità di reimpiego della energia termica e sull'impiego dei reflui zootecnici e biomasse residuali non zootecniche(ad es. sansa, sieri)..

Biometano

In materia è essenziale garantire l'accesso alla rete anche da parte degli imprenditori agricoli. A tal fine è necessario predisporre specifiche norme affinché:

- gli standard previsti per il biometano da immettere in rete siano in linea con quelli richiesti dagli altri Paesi Europei;
- gli oneri di connessione a carico dei gestori degli impianti a biometano siano una quota per loro sostenibile del costo totale;
- le condizioni di immissione inerenti: le spese e la responsabilità per la compressione, il controllo del PCI, l'odorizzazione, il controllo degli elementi traccia siano a carico del soggetto gestore della rete che potrà rivalersi sulle risorse della componente RE per gli extra costi
- l'approvazione delle richieste di connessione avvenga obbligatoriamente entro 120 giorni con priorità di immissione in rete del biometano rispetto l'immissione di gas fossile.

Al fine di permettere un effettivo avvio della filiera biometano, e verificare gli effettivi problemi nel contesto italiano, va definito un valore della tariffa onnicomprensiva per il biometano in grado di remunerare gli investimenti.

Teleriscaldamento da rinnovabili

Per quanto concerne il fondo di garanzia per la promozione delle reti di teleriscaldamento la sua attuazione deve distinguere fra interventi a favore di generazione da fonti fossili o da rinnovabili, siano esse biomasse o solare termico.

Va altresì tenuto conto che i potenziali *stakeholder* variano tra i gestori di impianti da centinaia di kW_{th} in minireti, di medi impianti da 5-10 MW_{th} e per l'uso energetico dei rifiuti urbani di impianti di decine di MW_{th}. Nella fase di *start-up* del fondo, è quindi prioritario definire differenziazioni nei requisiti fra le varie categorie e delimitate le quote massime riservate alle tre classi di potenza e alle diverse tipologie di origine del calore, privilegiando la messa a punto di reti alimentate da fonti rinnovabili.

Per l'organismo che valuterà e gestirà il fondo si propone la costituzione di una struttura specifica o, in via subordinata, di affidare tale compito al GSE.

Trattandosi di reti di pubblica utilità finalizzate all'efficienza energetica e alla promozione delle fonti rinnovabili predisposte all'allaccio di qualsiasi utente in forma non discriminante, ed essendoci una *vacatio legis*, si propone di definire la parola teleriscaldamento come "attività

economica privata con interesse pubblico”, svolta cioè secondo logiche imprenditoriali, in regime di concorrenza.

E' auspicabile che l'allocazione del fondo di garanzia dalla tariffa predisposta in bolletta del gas metano, avvenga secondo i criteri previsti dal *burden sharing* per la produzione di energia rinnovabile, in fase di discussione tra Stato e Regioni, tenendo conto dei consumi e quindi dell'apporto di ogni singola Regione al fondo.