



## **PROPOSTE DEL COORDINAMENTO FREE PRESENTATE**

### **ALL'AUDIZIONE PRESSO L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS**

#### **Premessa**

Il Coordinamento FREE, al quale aderiscono come Soci ordinari venticinque Associazioni di imprese e servizi, tutte attive nel campo dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili, costituisce oggi la più grande e rappresentativa realtà associativa dell'intero comparto.

I Soci del Coordinamento rappresentano, infatti, sia un numero consistente di aziende industriali, spesso PMI, con circa 150.000 occupati, sia cittadini, consumatori, ordini professionali, che, con modalità diverse, sono tutti interessati allo sviluppo sostenibile del settore energetico nazionale.

In tale ambito, poiché l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas può contribuire al perseguimento di obiettivi importanti, coerenti con gli indirizzi europei e italiani a favore della decarbonizzazione dell'economia, sia attraverso la formulazione di osservazioni e proposte al Governo e al Parlamento (art. 12, punto a della legge 481/95), sia attraverso le proprie deliberazioni, il Coordinamento segnala all'Autorità alcune considerazioni e proposte funzionali a:

1. Agevolare l'integrazione delle FER e della Generazione distribuita (cogenerazione) nel mercato energetico
2. Ridurre gli oneri ed eliminare i ritardi burocratici
3. Estendere il ruolo di misure di promozione del settore alternative alle tradizionali incentivazioni.

#### **1. Agevolare l'integrazione delle FER nel mercato energetico**

##### *1.1. Modifica della disciplina degli sbilanciamenti*

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, per promuovere una maggiore responsabilizzazione dei produttori, in relazione alla efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che

i connessi costi di sbilanciamento continuano a gravare sui soli consumatori di energia elettrica, ha prima emesso il documento di consultazione (DCO 35/2012) “Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili”, a cui ha fatto seguito la Delibera (281/2012).

Questa delibera stabilisce il ruolo del GSE come aggregatore dei dati utili per una partecipazione ai mercati del GME riferiti all’energia elettrica.

Fermo restando che:

- l’intento, condivisibile, di responsabilizzare gli operatori FER non può sottintendere il presupposto che i gestori di impianti con tecnologie definiti istituzionalmente, a livello nazionale e internazionale, come “non programmabili” (FRNP) agiscano deliberatamente in maniera irresponsabile,
- fonti come il vento e il sole non permettono una programmazione come definita tradizionalmente per gli impianti a fonte fossile,

dai risultati ottenuti in questo periodo di applicazione della Delibera 281/12, si è avuta conferma che la possibilità di gestire il parco impianti non programmabili in maniera aggregata, anche per unità rilevanti, può costituire un elemento di efficientamento del sistema.

Per quanto concerne le modalità attuative, se da una parte la produzione delle FRNP - per definizione non programmabile - può essere effettivamente oggetto di previsione, dall’altra mal si comprende perché tale attività debba essere effettuata (direttamente o indirettamente) dagli operatori coinvolti. A titolo di esempio, si ricorda che l’attività di previsione di un impianto eolico, è caratterizzata da un’aleatorietà, dove l’esito è statisticamente ripartito con una probabilità del 50%.

Di conseguenza, se l’Autorità ritiene che il GSE sia in grado di poter prevedere la produzione degli impianti rinnovabili non programmabili, è corretto che sia lo stesso Gestore ad effettuarla, peraltro facendosi carico degli oneri e avvantaggiandosi dei benefici derivanti da un corrispettivo di corretta previsione.

A tale proposito si ricorda la Delibera 280/07, ovvero l’evoluzione verso il mercato elettrico della Delibera 34/05, che regolamentava il ritiro dell’energia elettrica dei produttori FER. In esito alla consultazione che ha poi portato alla Delibera 280/07, l’AEEG decise di affidare al GSE il ritiro dell’energia elettrica da FER, al GSE, in virtù delle competenze maturate, allora, nel ritiro dell’energia elettrica Cip6, e l’introduzione di strumenti di programmazione sul mercato.

Sulla base di quanto sopra detto, si presenta la seguente proposta finalizzata all’efficientamento del sistema attraverso i principi della centralizzazione e dello sfruttamento di sistemi e competenze già sviluppate:

- A) l’attività di previsione della produzione di impianti rinnovabili non programmabili (RNP) viene svolta dal GSE, sia in proprio, sia affidandone – sotto la propria responsabilità - l’attuazione ad aggregatori di impianti FER;

- B) gli oneri di sbilanciamento devono essere calcolati attraverso lo stesso meccanismo attuale (prezzo MGP);
- C) il GSE deve essere responsabilizzato attraverso la previsione da parte dell'Autorità di uno specifico sistema di premi e penalizzazioni;
- D) al GSE dovrà altresì essere permessa la partecipazione a tutte le sessioni del MI gestito dal GME;
- E) dovrà essere previsto lo stesso trattamento per impianti rinnovabili non programmabili in ritiro dedicato e non.

L'adozione della proposta permetterà di:

- 1) ottenere fino al 80% dei benefici che deriverebbero al sistema da una perfetta previsione;
- 2) sfruttare economie di scala ed economie di apprendimento derivanti dalla centralizzazione dell'attività di previsione;
- 3) sfruttare sistemi, personale e competenze sviluppate negli ultimi anni dal GSE in relazione all'implementazione delle delibere AEEG 4/10 e 5/10;
- 4) evitare che il rilevante incremento degli oneri a carico degli impianti a FRNP comporti la necessità di revisione al rialzo dei meccanismi di supporto ed incentivazione, al fine del raggiungimento dell'obiettivo 2020;

Si potrebbe comunque ipotizzare, qualora fosse necessario, per ragioni di mercato, differenziare il trattamento tra produttori in Regime RID, e quelli fuori da questo, che il GSE con i propri risultati faccia da riferimento in modo tale da costituire un benchmark di riferimento dei valori di sbilanciamento. Nel caso di produttori RID a questi non viene corrisposto o fatto pagare nulla, mentre per quelli fuori RID, detti valori possono costituire un vincolo (o una forchetta di valori) come valori di sbilanciamento da corrispondere o ricevere.

## 1.2. *Sviluppo del mercato della generazione distribuita*

Lo sviluppo di un mercato della generazione distribuita attraverso sistemi di cogenerazione e a fonti rinnovabili è fondamentale per uno sviluppo integrato ed efficace di un sistema energetico a bassa intensità di carbonio, oltre a introdurre nuovi fattori di concorrenzialità, destinati ad agire positivamente sul meccanismo di determinazione dei prezzi, consentirà al nostro paese di allinearsi alle tendenze europee per quanto riguarda i sistemi di autoproduzioni (perimetri applicativi e regolamentazione), visto fra l'altro che le Autorità dei singoli paesi hanno costituito un coordinamento proprio con questo obiettivo, e quindi di promuovere – attraverso semplificazione normativa ed anche al limite con minori incentivi futuri – la generazione distribuita.

La normativa vigente, che rende possibile la vendita diretta di energia a consumatori limitrofi al proprietario di un impianto di piccola potenza, denominata Servizio Efficiente di Utenza (SEU), esclude esplicitamente l'applicazione a tale energia dei corrispettivi tariffari di trasmissione e

distribuzione, nonché quelli di dispacciamento e quelli a copertura degli oneri generali di sistema, e da' mandato all'Autorità per l'energia di emanare la relativa documentazione.

Finora l'Autorità ha emesso solo due documenti di consultazione (DCO 183/2013 e DCO 209/2013) con orientamenti finali che sono propedeutici ad una delibera che creerà una regolazione per i Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC).

Poiché in tali documenti si contempla l'ipotesi di applicare gli oneri di rete e di sistema all'energia autoprodotta ed autoconsumata o venduta direttamente a un consumatore limitrofo, si chiede la rapida emanazione di una delibera, nella quale sia mantenuto fermo il principio che tali oneri non devono essere applicati all'energia autoprodotta, auto consumata o venduta in un rapporto *one to one*, senza passare attraverso la rete.

Si sottolinea e si auspica che l'AEEG voglia prendere in considerazione e condividere i seguenti aspetti:

- a. Salvaguardia dei diritti acquisiti per tutti gli impianti esistenti ( si rischierebbe per gli impianti attuali di autoproduzione di avere degli oneri aggiuntivi per l'energia autoprodotta ed auto consumata insostenibili) nonché , come già detto sopra , l'esclusione dalla applicazione di oneri di dispacciamento e distribuzione e trasmissione a tutti i settori di autoproduzione con cogenerazione CAR e fonti rinnovabili (SEU, SDC ecc)
- b. La regolamentazione dovrebbe peraltro favorire, e non penalizzare, quegli interventi in autoproduzione che sono destinati all'autoconsumo nell'ottica dell'efficienza energetica per i vari settori di utilizzo finale (industria, terziario, Ospedali, Infrastrutture ecc.) e che sono caratterizzati in particolare dall'uso delle rinnovabili e degli impianti di cogenerazione, là dove si produce energia termica ed elettrica per gli usi finali del titolare/utente dell'officina di produzione.

Per tenere conto delle obiezioni rivolte all'applicazione, prevista dalla normativa vigente, dei SSPC, proponiamo che venga effettuato da parte dell'Autorità un monitoraggio annuale sulla quota di energia a cui si applicheranno le esenzioni tariffarie in relazione al sviluppo degli SSPC, per verificarne in termini quantitativi l'evoluzione. Solo dopo aver a disposizione dati consuntivi in tal senso, si potrà eventualmente verificare la necessità o meno di proporre l'introduzione di modifiche normative da parte del Governo.

Si ricorda, inoltre, la potenzialità della cogenerazione elettrica a biogas per quanto concerne la modulazione locale a favore dell'integrazione in rete dell'intera generazione distribuita.

### 1.3. *Norme per i produttori delle piccole isole*

Chiediamo una tempestiva attuazione delle norme che obblighino anche i produttori di energia elettrica operanti nelle piccole isole ad effettuare interventi di efficienza energetica e di introduzione

di energia rinnovabile. Questo consentirebbe, tra l'altro, di ridurre l'onere addizionale in bolletta UC4, pari a oltre 60 milioni €/a.

#### *1.4. Fondo di garanzia per il teleriscaldamento*

L'art. 22 comma 4 del D.lgs 28/11 prevede che l'Autorità disciplini le modalità di applicazione e raccolta del corrispettivo applicato al consumo del metano ( $0,05 \text{ c€}/\text{Sm}^3$ ), destinato ad alimentare il fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento. Poiché mancano informazioni su modalità e tempi di attuazione, vorremmo sapere qual è lo stato di avanzamento.

## **2. Ridurre gli oneri ed eliminare i ritardi burocratici**

La competitività delle FER può essere supportata a costo zero diminuendo i costi legati agli adempimenti tecnico-burocratici che appesantiscono inutilmente il bilancio economico di un investimento nel settore.

Ad esempio, la somma degli adempimenti burocratici e degli oneri per l'accesso al sistema elettrico per un piccolo impianto fotovoltaico da 3 kW, realizzato presso un'utenza familiare, può essere pari ad oltre il 20% del costo di impianto. Tale dato appare in forte controtendenza con la media europea.

Così come contemplato all'interno della SEN, proponiamo un'ulteriore semplificazione degli iter autorizzativi e degli adempimenti legati alla connessione alla rete, attraverso la predisposizione di un modello unico semplificato da utilizzare per l'autorizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici, per i quali è prevista la comunicazione di cui all'art. 6, comma 11, del D.Lgs 28/11.

Per l'eliminazione delle prove di campo fatte sugli inverter (dispositivo di autotest) e sui dispositivi di interfaccia esterni, prove che richiedono anche un aggravio economico per l'utente finale, auspichiamo una rapida conclusione dei lavori del gruppo di lavoro ad hoc, attivato dall'Autorità all'interno del CEI CT 316.

In materia segnaliamo altresì che da un paio di settimane ENEL ha imposto le marche da bollo sui regolamenti di esercizio, significa 8 marche da bollo da 16 € per un totale di 128 €. Un impianto domestico da 1 kW costa 370 € per allacciarlo alla rete ENEL. Questo, quando in Italia ci sono 400.000 convenzioni senza marche da bollo (venivano messe solo sugli impianti maggiori di 20 kW, e non sempre); le convenzioni col GSE non hanno mai necessitato di alcun bollo.

Auspichiamo pertanto che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l'Autorità dia indicazioni nel senso sopra prospettato.

## **3. Estendere le misure di promozione del settore alternative alle tradizionali incentivazioni**

### *3.1. Promozione delle pompe di calore*

Le tariffe elettriche previste, soprattutto per i clienti domestici, non consentono di tradurre in risparmio economico gli evidenti risparmi energetici ottenibili utilizzando pompe di calore, rendendo meno efficaci le misure previste dalla legge 90/2013.

Chiediamo pertanto all’Autorità di accelerare, per quanto possibile, l’attività già in corso, volta a individuare le modalità con cui modificare le tariffe in essere, creando le condizioni per agevolare la diffusione delle pompe di calore, compito affidatole dall’art. 16 del DM 28 dicembre 2012.

### *3.2. Detassazione dell’energia prodotta da minieolico per le aziende agricole*

La Legge n.266/2005 “Finanziaria 2006” – art.1 comma 423 (1), integrata con la successiva legge n. 81/2006 “Finanziaria 2007” - art. 2-quater comma 11 lettera b) (2) introdussero un’importante novità fiscale nel panorama normativo tributario italiano per le aziende agricole che, oltre alle attività agricole tradizionali, intendevano dedicarsi alla produzione e vendita di energia da fonti rinnovabili, precisando che “ la produzione e la cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche, nonché di carburanti ottenuti da produzioni vegetali provenienti prevalentemente dal fondo e di prodotti chimici derivanti da prodotti agricoli provenienti prevalentemente dal fondo effettuate dagli imprenditori agricoli, costituiscono attività connesse ai sensi dell'articolo 2135, terzo comma, del codice civile e si considerano produttive di reddito agrario”.

Questa innovazione normativa comporta la possibilità per le aziende agricole, sotto il profilo fiscale, di qualificare le attività richiamate come *attività agricole connesse* e quindi la determinazione del reddito su base catastale, sostanziandosi in una importante agevolazione fiscale per molte aziende agricole.

Nel testo normativo non fu considerata l'attività produzione di energia elettrica da minieolico, in quanto, pur trattandosi di una forma di energia rinnovabile, all’epoca dell’estensione della norma, non era ancora diffuso in Italia. Ciò ha creato, allo stato attuale, una evidente situazione di iniquità e disparità di trattamento.

Andrebbe pertanto integrato il testo normativo esistente con l’aggiunta della parola “*eoliche*” a “*agroforestali, fotovoltaiche*” .

Auspichiamo pertanto che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l’Autorità dia indicazioni nel senso sopra prospettato.

### *3.3. Possibilità di utilizzo dei Certificati Bianchi (TEE) anche per impianti FER di potenza superiore ai 20 kW*

-

Poiché gli impianti FER, anche di potenza superiore ai 20 kW, proporzionati e destinati alle esigenze di autoconsumo che siano realizzati nel contesto delle categorie “*Processi industriali: .....generazione di energia da fonti rinnovabili*” o “*Settori residenziale, agricolo e terziario: piccoli sistemi di generazione elettrica e cogenerazione*”, contribuiscono alla riduzione di consumo di

energia primaria, ovvero di TEP, e si inseriscono quindi perfettamente nel meccanismo dei titoli di efficienza energetica”, proponiamo che, nell’elenco degli interventi definiti come “tipicamente ricadenti in interventi di efficienza energetica”, venga eliminato il limite di 20 kWp.

Auspichiamo pertanto che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l’Autorità dia indicazioni nel senso sopra prospettato.

### *3.4. Detrazioni fiscali per la sostituzione dell’amianto*

Il problema dello smaltimento dell’amianto è stato efficacemente affrontato con un bonus previsto per l’installazione di impianti fotovoltaici con contestuale sostituzione di coperture in amianto (circa 19 km<sup>2</sup> a fine 2012). Con la conclusione del Quinto conto energia questo tipo di bonifica avrebbe termine.

Applicando la detrazione fiscale del 50% (ristrutturazioni edilizie), estesa alle persone giuridiche, nel caso di impianti fotovoltaici realizzati in sostituzione di coperture eternit, associando il quantitativo in MW per segmento di potenza, all’attuale valore di mercato €/kWp, abbiamo stimato che il mercato dell’amianto sostituito da FV cuberà nei prossimi dodici mesi un valore nell’intorno dei 300 M€, per una potenza nominale di 201,80 MW e una superficie bonificata pari ad 1,88 km<sup>2</sup>. E’ anche possibile stimare una dinamica occupazionale indotta tra operatori fotovoltaici e coperturisti amianto pari a 800 addetti.

Sotto queste ipotesi si otterrebbe un mancato gettito fiscale annuo pari a 15 M€.

Per contro vanno considerate le esternalità positive dirette, generate dall’applicazione dello schema defiscalizzante, ossia il gettito fiscale indotto dalla realizzazione di nuovi investimenti (Iva, reddito d’impresa, reddito degli occupati).

Nell’anno di realizzazione dei suddetti impianti, che precede il periodo decennale di detrazione fiscale, si avrà un gettito per lo Stato pari a:

- IVA 64,5 M€
- IRES delle ditte che realizzano (50% della realizzazione in Italia) 6,75 M€
- IRPEF occupati nell’anno di realizzazione: 5,4 M€

Si ha quindi un recupero di gettito fiscale anticipato pari a 76,65 M€, cioè il 51,1% delle detrazioni complessive. In prima approssimazione si può affermare che circa la metà delle future detrazioni viene recuperata in anticipo.

Trascurando l’effetto attualizzazione, che sull’arco di un decennio pesa, ogni anno lo Stato avrà un esborso effettivo pari a 7,335 M€.

Per un anno di esercizio il reddito delle imprese che gestiscono gli impianti e degli occupati in attività di servizio è valutata pari a:

- IRES 0,5 M€
- IVA 3,3 M€
- IRPEF 0,3 M€
- TOTALE: 4,1 M€

Il decreto Salva Italia prevede una detrazione fiscale del 50%, spalmata su 10 anni, per lo smaltimento dell'eternit e la coibentazione sostitutiva. Questa operazione, che va comunque effettuata anche nel caso di successiva installazione di un impianto fotovoltaico, ha un costo ben noto, che si aggira intorno a 380 €/kW.

Nelle ipotesi assunte, si tratterebbe di 76,7 M€/anno, cui corrisponderebbe una detrazione fiscale annua di circa 3,8 M€.

In totale fra maggiori entrate e minori uscite si arriva quindi a 7,9 M€, superiore di circa 0,5 M€ all'esborso effettivo.

Questo, senza attualizzare entrate e uscite e senza tenere conto del moltiplicatore keynesiano.

Auspichiamo pertanto che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l'Autorità dia indicazioni nel senso sopra prospettato.

### *3.5. Detrazione e SSA per i sistemi di accumulo*

Auspichiamo infine che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l'Autorità dia indicazioni che promuovano la diffusione dei sistemi di accumulo, al fine di massimizzare l'autoconsumo per il miglioramento dell'efficienza della sistema elettrico.

Proponiamo inoltre di estendere lo SSA (Scambio Sul Posto Altrove - Deliberazione 9 dicembre 2009 - ARG/elt 186/09 - condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto derivanti dall'applicazione della legge n. 99/09) a chi garantisce una quota di accumuli di energia elettrica prodotta da FER; si propone quindi un sistema di incentivazione indiretta derivante dallo scambio sul posto in cambio della disponibilità alle esigenze della rete, il gestore potrà liberamente gestire in remoto tali risorse derivanti da FER.

### *3.6. Registro per la geotermia*

Auspichiamo che, nella sua funzione di formulazione di osservazioni e proposte, l'Autorità dia indicazioni a favore dell'allungamento dei tempi del registro per la Geotermia, poiché coi tempi attualmente previsti nessuna autorizzazione arriverà alla meta.

Roma, 17 febbraio 2013