

Memoria Audizione ARERA 22 novembre 2023

Cogliendo l'opportunità offerta dalla presente audizione, di cui Vi ringraziamo, vogliamo porre la Vostra attenzione sulle prospettive delle filiere agroenergetiche e più in particolare sulla necessità di alcuni interventi sul piano regolatorio che possano favorire lo sviluppo del biometano agricolo e dare continuità al settore della produzione di energia elettrica da biomasse e biogas.

L'attuale contesto socio-politico, rende la diffusione dei gas rinnovabili sempre più urgente e strategica alla luce della necessità di accelerare il percorso di decarbonizzazione e soprattutto per ridurre la dipendenza energetica del nostro Paese. In tale ambito, lo sviluppo del biometano agricolo può ricoprire un ruolo rilevante per un'economia maggiormente fondata sulla sostenibilità e sulla circolarità di utilizzo delle risorse.

Per tali motivi, il PNRR ha fissato un obiettivo di migliorare di 2,3 miliardi di mc la produzione di biometano al 2026, assegnando risorse importanti ma non sufficienti. Se si vuole garantire infatti un ruolo importante dell'agricoltura, anche nel settore del biometano, occorre modificare alcuni elementi sostanziali, di carattere regolatorio, con riferimento alla produzione ed immissione in rete.

L'aggiornamento degli incentivi alla produzione di biometano (tariffa + costo di investimento) stabiliti dal DM 15 settembre 2022, all'inflazione, introdotto dalla legge 136/2023 è stato un passaggio fondamentale nella direzione di migliorare la sostenibilità economica della produzione da biometano e ci attendiamo infatti che nel prossimo bando venga presentato un numero più elevato di domande di aziende agricole, con progetti di riconversione, ma tale misura, da sola, non è sufficiente.

Gli esiti del primo bando PNRR sul biometano hanno evidenziato proprio una scarsa attrattività sugli impianti a biogas esistenti delle imprese agricole (con una assegnazione di circa il 50% del contingente disponibile considerando sia nuovi impianti nuovi che esistenti).

Le regole applicative del DM 15 settembre 2022 hanno di fatto confermato la complessità del provvedimento biometano, con particolare riferimento ai criteri rigidi di sostenibilità ambientale che richiedono volumi molto elevati di sottoprodotti per rispettare i vincoli di riduzione delle emissioni (-80% per biometano per altri usi) e di utilizzo di alcune biomasse/culture (come nel caso dei biometano per i trasporti), confermando la difficoltà delle iniziative dal punto di vista della sostenibilità economica.

Gli imprenditori di Confagricoltura sono preoccupati su come assicurare un futuro alle proprie aziende nell'ambito della produzione di energia da biogas. L'obiettivo è quello di dare continuità al percorso intrapreso da 15 anni nella digestione anaerobica dalle imprese agricole, utilizzando al meglio le opportunità del PNRR, proseguendo nel solco della sostenibilità. Mancano oggi le condizioni tecnico-economiche per raggiungere questo risultato.

Oltre a dover risolvere le criticità che ancora permangono sulla sostenibilità (esclusione dalle verifiche di sostenibilità per gli impianti sotto i 2 MWt) e chiediamo all'Autorità un intervento sulla regolazione delle connessioni degli impianti a biometano alla rete del gas naturale, semplificando i procedimenti e contenendone i costi, che diventano centrali per impianti distanti dalla rete gas. Questo perché le imprese trovandosi in aree rurali, spesso distanti da idonea rete del gas naturale, sono scoraggiate dall'intraprendere la strada del biometano.

A tale fine, occorre **snellire le procedure di connessione (anche rivedendo le tempistiche tenuto conto della scadenza del PNRR al 30.06.26) alla rete gas integrando la rete di distribuzione con la rete di trasporto** con eventuale utilizzo delle cabine bidirezionali, ciò al fine di superare le limitazioni di capacità oggi presenti sulle reti di distribuzione) nonché riducendo gli oneri di connessione in capo ai produttori di biometano. **Occorre rendere il modello regolatorio delle connessioni alla rete gas molto più simile a quello delle connessioni attive alla rete elettrica.** Come pure la necessità di spostare l'adempimento della compressione del gas dal produttore alla rete. Tali riflessioni sono indispensabili se vogliamo traghettare il biometano agricolo e gli obiettivi PNIEC.

Sul fronte del biogas elettrico, sembrerebbe che il FER 2 sia in arrivo e questo garantirà la ripresa degli interventi su piccoli impianti a biogas fino a 300 KW e sulle biomasse fino ad 1 MW, grossomodo in continuità con quanto avvenuto in passato.

Vi sono impianti e strutture che possono e devono convertire a biometano, per posizione, per capacità, dimensioni, per il fatto che hanno una struttura potenzialmente ottimale per produrre biometano ed alle quali deve essere garantita una sostenibilità economica adeguata.

Vi sono poi imprese agricole che sempre per struttura, posizione, capacità, non potranno convertire i loro impianti di cogenerazione da biogas in biometano, e come settore agricolo non possiamo permetterci di chiudere gli impianti essendo strategica la digestione anaerobica per la gestione dei residui agro-zootecnici ai fini della mitigazione degli impatti emissivi: occorre sostenere adeguatamente il biometano come il futuro elettrico, non solo dei piccoli impianti nuovi ma anche di quelli esistenti.

Avevamo chiesto che nella strutturazione del FER 2 ci fosse una tariffa di proseguimento sulla produzione elettrica per gli impianti esistenti per avere una alternativa al biometano nei casi in cui non possibile riconvertire, da applicare alla fine del periodo di incentivazione. C'è stata poi una evoluzione che ha portato a ragionare in termini di **prezzo minimo garantito** per la produzione da biogas e biomasse a fine incentivo con l'approvazione della legge 95/2023 (art. 3 ter).

Rispetto alla definizione dei PMG, affidata ad ARERA, diventa urgente avere:

- Un prezzo adeguato alle necessità del settore (non inferiore a 260-280 euro/MWh);
- Una veloce determinazione della tariffa, anche in acconto.

Questo non basta dal momento che il prezzo è previsto venga rivisto annualmente!

Un elemento da prevedere, per proseguire nella produzione elettrica, tenuto conto dei costi di repowering degli impianti, è che il PMG di primo ingresso possa essere assunto come prezzo minimo per almeno un certo periodo di produzione (es. 5 anni). Il fatto che si vada ad un prezzo variabile di anno in anno rischia di non consentire di fatto alle imprese di intraprendere un intervento di adeguamento dell'impianto.

Una attenzione particolare è quella sugli impianti a biogas e biomasse che hanno già concluso il periodo di incentivazione e che oggi stanno producendo ai prezzi del mercato elettrico. Per tali impianti i PMG si devono applicare a partire dalla data di entrata in vigore della norma (retroattivamente sulla produzione già immessa in rete). Inoltre, per tali impianti occorre ragionare in termini di acconto con un PMG di almeno 230 €/MWh, con successivo conguaglio una volta fissati i prezzi dell'Autorità.

Stiamo lavorando anche sul fronte della tassazione del biogas in TO per traghettare una risoluzione alle contestazioni fatte su alcuni accertamenti attraverso interpretazione chiara di quello che era l'intento originario del legislatore in merito alla tassazione delle tariffe onnicomprensive in ambito agricolo.

A sostegno della corretta interpretazione della norma da parte delle imprese, è intervenuto l'art. 6 del DL 34/23 (decreto Bollette) che, in relazione al periodo di imposta in corso al 31 dicembre 2022, al fine di calmierare gli effetti fiscali sulle imprese agricole che producono biogas ha indicato uno specifico valore alla componente riconducibile al valore dell'energia, ribadendo quindi che ai fini della determinazione del reddito relativo alla produzione di energia, nell'ambito della tariffa onnicomprensiva, non si tiene conto della quota incentivo.