

LE PROSPETTIVE DEL SETTORE BIOGAS E BIOMETANO AGRICOLO IN ITALIA



POSITION PAPER

21/06/2021

1. SVILUPPO DEL BIOGAS E BIOMETANO NEL NUOVO CONTESTO

I recenti eventi pandemici e le loro conseguenze sulla società e sul sistema economico hanno posto in evidenza l'essenzialità del settore primario agricolo quale elemento capace di continuare a fornire risorse in ogni condizione e per diverse finalità. Non è un caso che la combinazione di sviluppo dell'agricoltura e di produzione di biogas e biometano costituiscono l'asse portante del settore agricolo a cui dedicare il sostegno del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza PNRR). La digestione anaerobica è, inoltre, al centro delle politiche di sostenibilità ambientale della strategia Farm to Fork dell'Unione Europea.

L'ampliamento e la prosecuzione della produzione efficiente di energia elettrica e calore nell'ambito delle aziende agricole rappresenta un punto di forza verso la decarbonizzazione del sistema produttivo, il miglioramento della sostenibilità e della competitività delle aziende agricole e agroalimentari stesse.

Lo sviluppo del biometano, ottenuto massimizzando il recupero energetico dei residui organici di origine agricola, è strategico per il potenziamento di un'economia circolare basata sul riutilizzo ed è un elemento rilevante per il raggiungimento dei target di decarbonizzazione europei.

Se veicolato nella rete gas, il biometano può contribuire al raggiungimento dei target al 2030 con un risparmio complessivo di gas a effetto serra rispetto al ciclo vita del metano fossile tra l'80 e l'85%.

Con il piano di investimento, e il processo di riforma strutturale di contesto ad esso connesso, il PNRR si pone l'obiettivo di:

- riconvertire e migliorare l'efficienza degli impianti biogas agricoli esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano (si mantiene quota parte di produzione elettrica) da utilizzare sia nel settore della Cogenerazione e produzione energetica efficiente e distribuita, riscaldamento e raffrescamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti;
- supportare la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di biometano (attraverso un contributo del 40% dell'investimento), sempre con le stesse destinazioni;
- promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas (siti di lavorazione minima del suolo, sistemi innovativi a basse emissioni per la distribuzione del digestato) per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli, e creare poli consortili per il trattamento centralizzato di digestati ed effluenti con produzione di fertilizzanti di origine organica;
- promuovere la sostituzione di veicoli meccanici obsoleti e a bassa efficienza con veicoli alimentati a metano/biometano;
- migliorare l'efficienza in termini di utilizzo di calore e riduzione delle emissioni di impianti agricoli di piccola scala esistenti per i quali non è possibile accedere alle misure di riconversione.

Attraverso questo intervento sarà possibile incrementare la capacità produttiva di biometano da riconversione da destinare al greening della rete gas pari a circa 2,3-2,5 miliardi di metri cubi.

Il presente documento raccoglie e declina questa sfida, a partire dall'esperienza e dall'evoluzione della digestione anaerobica maturata a partire dal 2000 con i primi impianti di biogas agricolo avviati in pianura padana, analizzando i principali modelli di "agrobusiness" per l'effettivo sviluppo del settore agricolo nella direzione suindicata.

2. AGRICOLTURA E DIGESTIONE ANAEROBICA

Il settore del biogas rappresenta uno dei settori che ha maggiormente risposto agli stimoli di sviluppo forniti dal sistema a partire dal 2007 portando alla realizzazione di un parco di produzione da fonti rinnovabili perlopiù integrato nei cicli economici delle aziende agricole fino a costituire una parte funzionale delle aziende stesse.

Agricoltura: questa è la parola chiave. Nel futuro che si intende costruire, la digestione anaerobica avrà un ruolo importante nell'integrazione ed ottimizzazione dei processi produttivi, contribuirà a farci risparmiare o ad integrare i redditi delle nostre aziende, a migliorare la qualità e sostenibilità ambientale del nostro lavoro; questa visione troverà spazio solo ed esclusivamente nell'ambito di aziende agricole forti, efficienti e competitive profondamente radicate sul territorio

Occorrerà, quindi, **mantenere l'identità agricola del settore, affermando il ruolo di produttori di cibo e di energia al servizio di tutti i cittadini, nel rispetto della tutela ambientale.**

Da un punto di vista tecnico il percorso è chiaro, anche se lungo e complesso: cogenerazione elettrica e termica sempre più efficiente e rispettosa dell'ambiente con massima valorizzazione dell'energia nei processi aziendali con un passaggio complementare e graduale alla produzione di biometano laddove vi siano le condizioni tecniche e operative nonché economiche per la fase dell'*upgrading*.

Per il raggiungimento dei nuovi target stabiliti in ambito europeo in materia di energia rinnovabile è necessario un approccio di sistema che punti a preservare il funzionamento degli impianti di digestione anaerobica finora realizzati e fornire un supporto allo sviluppo ulteriore della tecnologia.

Il presente documento reca delle proposte, correlate di indicazioni di carattere pratico, a supporto dei soggetti coinvolti nel processo decisionale per la promozione e lo sviluppo della digestione anaerobica integrata in agricoltura.

3. GLI OBIETTIVI DEL SETTORE

Lo sviluppo di ulteriore produzione di biogas dovrà essere consentito sfruttando pienamente le potenzialità della digestione anaerobica, promuovendo le diverse produzioni energetiche e di fertilizzanti rinnovabili secondo gli orientamenti del PNRR.

In particolare, si ritiene che:

- La digestione anaerobica dovrà essere consolidata e rafforzata quale elemento essenziale dello sviluppo delle filiere agricole sostenibili in linea con la strategia *Farm to Fork* ed il *Green Deal* europeo e come previsto dal PNRR.
- Il parco installato a biogas elettrico dovrà essere valorizzato sia per la produzione efficiente di energia elettrica e calore che per la riconversione a biometano ove le condizioni locali lo consentano.
- dovrà essere consentita una nuova produzione **sia di energia elettrica che di biometano in quota variabile** nel rispetto delle esigenze e delle condizioni delle singole imprese agricole;
- il biometano possa essere **destinato ai trasporti quanto ad altri usi differenti dai trasporti** mediante immissione in rete mantenendo intatto il concetto di rete del gas "allargata" come introdotto dalla attuale normativa sul biometano;

- si debba tener in conto del servizio di flessibilità del sistema biogas ovvero della **capacità di programmazione della produzione elettrica a beneficio della stabilità del sistema** e del crescente impiego di produzione da fonti rinnovabili non programmabili;
sia prioritario promuovere la diffusione di pratiche ecologiche nella fase di produzione del biogas (tecniche di lavorazione minima del suolo, sistemi innovativi a basse emissioni per la distribuzione del digestato) per ridurre l'uso di fertilizzanti sintetici e aumentare l'approvvigionamento di materia organica nei suoli e creare poli consortili per il trattamento centralizzato di digestati ed effluenti con produzione di fertilizzanti di origine organica.

L'ulteriore sviluppo di nuovi impianti di digestione anaerobica sul territorio consentirebbe al settore del biogas di continuare a svolgere un ruolo essenziale nella transizione agroecologica dell'agricoltura italiana, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi della strategia europea *Farm to Fork* e della Strategia sulla biodiversità, contribuendo al contempo a sostenere il reddito delle imprese agricole.

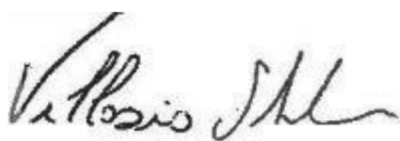
4. LE AZIONI NECESSARIE

Sulla base di quanto sopra indicato, si ritiene che il raggiungimento degli obiettivi fissati dal PNRR sarà possibile grazie a specifici provvedimenti legislativi e regolatori che garantiscano continuità e stabilità al settore; secondo quanto di seguito indicato.

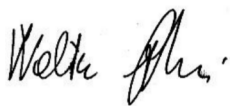
Si raccomanda l'implementazione delle seguenti misure:

- Revisione del DM 2 marzo 2018, al fine di rendere effettive le riconversioni dell'attuale parco di produzione da solo elettrico a misto (elettrico + biometano) – Cfr. Allegato 1
- Adozione del DM FER 2 e del DM di attuazione della legge n. 160/2019 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31/12/2007, in coordinamento con le disposizioni che saranno assunte nel provvedimento di cui al precedente punto– Cfr. Allegato 2
- Promozione di nuova produzione di biometano da destinare anche a consumi diversi dal trasporto – Cfr. Allegato 3
- Valorizzazione della capacità elettrica installata, anche successivamente al 31/12/2007, con l'erogazione di servizi di programmabilità e di sostenibilità ambientale– Cfr. Allegato 4
- Definizione di un quadro di promozione dello sviluppo di idrogeno rinnovabile a partire dal biogas – Cfr. Allegato 5 –
- Sviluppo della normativa sulle comunità energetiche, al fine di poter includere anche le produzioni energetiche (elettrica, termica e biometano) derivanti dalla produzione di biogas - Cfr. Allegato 6
- Garanzia che le risorse del PNRR siano estese alle iniziative già in corso per evitare che le prospettive offerte possano bloccare gli investimenti in atto

Pinerolo, 21 giugno 2021



CMA-Consorzio Monviso Agroenergia



FIPER



CIB-Consorzio Italiano Biogas

ALLEGATO 1:

RICONVERSIONI A BIOMETANO (REV. DM 2/3/2018)

Il decreto 2 marzo 2018 rappresenta uno strumento di grande importanza per il parco impianti esistente, visto che il legislatore ha definito le modalità per le riconversioni degli impianti di produzione di elettricità da biogas esistenti a produzione di biometano. Tuttavia, tale opzione per gli impianti agricoli non è stata praticamente percorribile da parte delle aziende agricole a causa dei meccanismi di incentivazione previsti dal decreto stesso che di fatto si sono rivelati poco efficaci per stimolare le riconversioni.

Se da una parte non v'è dubbio circa la necessità di indirizzare il settore verso un assetto di prodotti energetici finali non solo concentrati unicamente sull'energia elettrica, dall'altro lato, è necessario che tale indirizzo tenga conto delle naturali caratteristiche agronomiche del settore e delle specificità di ogni azienda interessata.

Infatti, ciò che può essere realizzato a livello settoriale non è detto che possa essere replicato in maniera puntuale in ciascuna azienda: le caratteristiche agronomiche e produttive locali giocano un ruolo fondamentale nella definizione dell'assetto di un impianto di produzione di biogas e, fattore più importante, presentano dei limiti naturali che incidono sulla configurazione finale dei diversi prodotti energetici¹. Se per alcune aziende potrà essere agevole effettuare una riconversione totale verso il biometano, per altre la riconversione non potrà che essere parziale e rimanere tale nel tempo; per alcune aziende tale percorso potrebbe addirittura rivelarsi impossibile. Inoltre, il mantenimento degli impianti in ambito aziendale comporta dei limiti di taglia che hanno diretta incidenza sui relativi costi di realizzazione e gestione con costi più elevati per quelli di ridotte dimensioni, ma con il pregio di rappresentare impianti esclusivamente connessi all'attività agro zootecnica aziendale.

Alla luce di quanto detto, occorre agire sulle riconversioni in modo da consentire anche una convivenza stabile tra la produzione elettrica e di biometano.

La riconversione potrà avvenire in anticipo rispetto alla scadenza naturale del regime di incentivazione vigente o successivamente alla sua scadenza, in funzione di livelli di incentivazione differenziati, che rispondano alle seguenti criteri:

- riguardare sia la produzione di biometano che la produzione di elettricità;
- favorire la produzione di biometano anche per destinazioni diverse dai trasporti;
- prevedere una differenziazione per taglie di potenza a favore di quelle inferiori di tipo aziendale: la differenziazione di sostegno in funzione della dimensione potrà essere effettuata mediante l'attribuzione di un numero di CIC superiori in proporzione alle produzioni inferiori;
- identificare l'impianto a biometano agricolo, con prevalenza di matrici aziendali e rispetto di elevati standard agronomici ed ambientali, riconoscendo un numero di CIC superiori a compensazione dei maggiori costi.
- garantire una stabilità nel tempo del regime di supporto di almeno 15 anni per le iniziative agricole, per favorirne la bancabilità, in ragione delle diverse caratteristiche dimensionali e

¹ Ai fini dell'accesso ai diversi regimi di sostegno è necessario rispettare condizioni di sostenibilità e impiego di biomasse specifiche, specie per i biocarburanti per accedere alla definizione di biocarburante avanzato.

dai differenti flussi di cassa che si verificano nelle iniziative agricole rispetto quelle del settore del trattamento dei rifiuti.

Le disposizioni che consentono la continuazione del regime di produzione elettrica potranno essere correlate al servizio di programmabilità nell'ambito giornaliero, rimuovendo gli attuali vincoli che ostano l'effettivo accesso al mercato di servizi di dispacciamento per gli impianti in regime di tariffa onnicomprensiva. Nell'ambito della revisione del decreto in commento occorre valutare i seguenti ulteriori elementi:

- Il biometano avanzato è incentivato mediante l'assegnazione di un certificato a prezzo fisso di 375 euro inizialmente determinato tenendo conto di un valore di mercato del gas naturale di 0,199 euro/Smc. La marcata discesa dei prezzi di mercato del gas naturale ha comportato una consistente riduzione del ricavo complessivamente ottenibile da una iniziativa di produzione di biometano rispetto a quello inizialmente atteso con una riduzione importante dell'intensità del sostegno erogato. Si ritiene pertanto in considerazione della significativa oscillazione del prezzo del gas naturale, che il **valore del titolo CIC debba essere indicizzato al valore di mercato del gas naturale** in maniera tale da mantenere stabile il livello di sostegno;
- nel caso di convivenza di più tipologie di prodotti energetici finali, dovrà essere resa esplicita l'applicazione del bilancio di massa al fine di poter effettuare una distinzione delle biomasse che hanno prodotto il biogas destinato a ciascuna delle produzioni energetiche presenti in sito.
- date le caratteristiche di ciascuna azienda agricola, la riconversione in un impianto di biometano dovrebbe contemplare la possibilità di mantenere una quota di produzione di energia elettrica incentivata consentendo adeguate condizioni di flessibilità nel percorso di conversione e la massimizzazione delle riconversioni a biometano. In caso contrario, quelle aziende che non potranno riconvertire la loro produzione al 100% di biometano si troveranno costrette a spegnere gli impianti.
- La produzione incentivata di biometano con destinazione diversa dai trasporti, in linea con le previsioni del PNRR, potrà rendere più efficace il processo di riconversione degli impianti esistenti o di realizzazione di nuove iniziative, superando i vincoli stringenti imposti dalla normativa comunitaria per i biocarburanti.

Occorrono, quindi, i seguenti interventi:

1. Estensione della vigenza del DM marzo 2018 al 2028;
2. Incentivazione del biometano con destinazione diversa dai trasporti;
3. Applicazione delle regole di incentivazione differenziali per le riconversioni degli impianti di proprietà di aziende agricole singole o associate. (Premialità sui CIC, durata ritiro a prezzo garantito);
4. Rivedere il limite temporale per le riconversioni di 36 mesi precedenti la fine dell'incentivo elettrico (già modificato in realtà con le proroghe GSE Covid-19);
5. Ridurre il taglio di incentivo in caso di riconversione tardiva, per favorire la possibilità di produzione di biometano come biocarburante avanzato al maggior numero di aziende possibile;
6. Possibilità di impiego di diete miste (avanzate, non avanzate) tramite bilancio di massa nel caso di riconversione parziale da elettrico a biometano;
7. In caso di riconversione parziale, dare certezza di continuità anche alla sezione di impianto che continua ad operare in assetto elettrico al termine del periodo di incentivazione elettrica.

ALLEGATO 2

BIOGAS ELETTRICO: NUOVI INCENTIVI E ATTUAZIONE LEGGE DI BILANCIO

La **produzione elettrica da biogas è e rimane un cardine fondamentale del settore**. La produzione combinata di elettricità e calore da fonte agricola rinnovabile è strategicamente importante sia per il sistema elettrico nazionale che per l'assetto energetico delle aziende agricole che possono e potranno sempre di più valorizzare al loro interno una quota significativa dell'energia prodotta (sistemi di autoconsumo)

La produzione elettrica è semplice, facilmente integrabile nella rete nazionale, flessibile e generata con tecnologie mature, accessibili e gestibili facilmente dall'azienda agricola. Nel lungo periodo, l'energia elettrica e termica prodotte nei piccoli e medi impianti sono economicamente sostenibili a fine ammortamento degli impianti stessi, con una bassissima domanda di incentivo pubblico.

Gli obiettivi da raggiungere nell'ambito della revisione del sistema di incentivazione (FER2) sono i seguenti:

- 1) Mantenere una **tariffa adeguata per i nuovi impianti**: l'attuale tariffa di 0,233 €/kWh per i piccoli impianti fino a 300 kWe rappresenta un livello minimo rispetto al quale non è possibile derogare;
- 2) Garantire **flessibilità e sostenibilità nell'uso delle matrici**: il divieto² di impiego di reflui zootecnici di terzi ha, per esempio, sfavorito l'impiego dei reflui a vantaggio delle colture dedicate. Occorre eliminare tale divieto inserendo il vincolo della prevalenza di utilizzo di effluenti zootecnici aziendali;
- 3) Snellire le procedure: gli obblighi legati alla **sostenibilità** ai sensi della Direttiva RED e RED2 debbono, per i piccoli impianti biogas elettrici sotto i 300 kW, essere assolti in modo snello e semplice;
- 4) Rimozione delle barriere regolatorie: occorre valorizzare la capacità degli impianti biogas, anche di quelli piccoli, di erogare **servizi di flessibilità alla rete elettrica nazionale**.

Più di 1.100 impianti italiani di digestione anaerobica giungeranno alla fine del loro periodo di incentivazione elettrica ai sensi del DM 18 dicembre 2008 entro il 2027.

In assenza di chiare politiche di settore il **rischio di giungere ad uno smantellamento della potenza installata** è concreto, con conseguente gravissima perdita per il Paese in termini di produzione di energia rinnovabile, di erogazione potenziale di servizi di flessibilità elettrica alla rete, di valore ambientale, di integrazione del reddito del settore agricolo e di occupazione diretta ed indiretta nell'importante indotto del biogas.

²L'art. 1 comma 954 della L. 145/2018 impone che l'alimentazione degli impianti biogas fino a 300 kWe derivi per almeno l'80 per cento da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto. Tale disposizione viene di fatto interpretata nel senso di vietare l'impiego di reflui di terzi, anche qualora molto vicini, obbligando ad impiegare colture dedicate in loro sostituzione.

Per scongiurare tale **rischio** occorre adottare tutte misure necessarie, pur nell'ottica di contenere i costi a carico del sistema elettrico nazionale.

In relazione a quanto sopra, il comma 524 dell'articolo 1, della legge 27 dicembre 2019, n. 160, concede **agli impianti di produzione di energia elettrica esistenti alimentati a biogas**, realizzati da imprenditori agricoli singoli o associati, anche in forma consortile, entrati in esercizio **entro il 31 dicembre 2007** e che non godano di altri incentivi pubblici sulla produzione di energia, la cui produzione di energia elettrica risponda ai **criteri di sostenibilità** di cui alla direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, con **l'obbligo di utilizzo di almeno il 40 per cento in peso di effluenti zootecnici**, e che riconvertano la loro produzione giornaliera, definita come il prodotto della potenza installata prima della conversione per ventiquattro ore, secondo **un regime programmabile** alle condizioni definite annualmente da Terna Spa a partire dal 30 giugno 2020, **il diritto di fruire di un incentivo sull'energia elettrica prodotta**. Le modalità e le condizioni di accesso al regime incentivante sono demandate ad un successivo decreto ministeriale. Si precisa inoltre che tale ipotesi è da considerarsi alternativa all'integrazione dei ricavi prevista per la produzione da impianti a fonti rinnovabili che continuano ad essere eserciti in assenza di incentivi.

Si ritiene che l'attuazione delle predette disposizioni debba essere articolata concedendo la possibilità di optare per un doppio regime che tenga conto di due diverse tipologie di investimenti, in relazione alle esigenze di continuità della produzione, "sicurezza di approvvigionamento per la rete", e di rispetto dei criteri di programmabilità, "servizio flessibilità", più precisamente:

- un regime semplice di integrazione dei costi di produzione secondo quanto indicato all'articolo 24, comma 8, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, senza la realizzazione di nuovi investimenti;
- un regime di programmabilità su base giornaliera, che richiede investimenti nell'incremento della capacità tramite sistemi di *storage*, e nuova capacità produttiva, per il quale si propone una misura specifica di agevolazione.

La prosecuzione della produzione elettrica garantirebbe dunque la valorizzazione del parco installato non disperdendo gli investimenti e il grande *know-how* dei produttori italiani di biogas. Tale percorso andrebbe attuato sulla base di indirizzi legati alla maggiore efficacia del sistema sintetizzabili in:

- **aumento dell'efficienza energetica complessiva** tramite una significativa valorizzazione del calore prodotto (incentivo basato sull'efficienza complessiva elettrico + termico);
- erogazione di **servizi di flessibilità alla rete elettrica nazionale** sfruttando la buona (ed aumentabile) capacità di accumulo gasometrico degli impianti e la loro capacità di modulazione su base oraria, giornaliera o addirittura mensile.

Per proseguire la produzione elettrica in modo efficiente e sostenibile, si ritiene che debbano essere fissate le seguenti regole:

Per gli impianti ante 2007 dare attuazione al Comma 524 della Legge 27 dicembre 2019, n.160 art. 1:

- a) Identificazione di una tariffa incentivante adeguata per i produttori che optino per il semplice regime di disponibilità della produzione;
- b) Erogazione di un **"adeguato" incentivo** per i produttori che optino per produrre in **regime di reale programmabilità**;

- c) Regole per la **sostenibilità** gestibili dalle aziende agricole e coerenti con l'art. 26 della Direttiva REDII (solo per P> 2MWt).

Per gli impianti post 2007:

- a) introdurre un sistema analogo di proroga con incentivi minimi adeguati e condizionati a flessibilità elettrica e sostenibilità ambientale (in analogia con quanto proposto per il biometano agricolo).

Occorrono inoltre le seguenti azioni:

- a. Identificazione di **una tariffa incentivante adeguata** per i produttori. La tariffa potrebbe essere modulata sulla base dell'efficienza energetica complessiva (elettrico + termico), del tipo di regime di flessibilità prescelto e di performances emissive ed ambientali³.
- b. Regole per la **sostenibilità** semplici e gestibili per impianti con P> 2MWt
- c. Elasticità nelle diete con premialità per l'uso di effluenti zootecnici
- d. **Sostenibilità ambientale** ad esempio con copertura delle vasche ed interrimento del digestato
- e. Eliminazione delle barriere regolatorie che impediscono o limitano la possibilità di **erogare servizi di flessibilità**, ancora più importanti per gli impianti di taglia medio alta (per la descrizione delle barriere regolatorie da rimuovere).

³ Sarebbero auspicabili premialità per la riduzione delle emissioni da generazione elettrica tramite l'impiego di sistemi di abbattimento o l'utilizzo di sistemi di generazione innovativi (es. Fuel Cells) che, però, necessitano, ad oggi, di sostegno per essere competitivi. Il vantaggio ambientale ottenibile con le Fuel Cells va comunque attentamente considerato (emissioni sostanzialmente eliminate).

ALLEGATO 3

INCENTIVAZIONE DEL BIOMETANO

PER USI DIVERSI DAI TRASPORTI

La tecnologia della digestione anaerobica e la produzione di biogas rappresentano un *unicum* nel quadro delle fonti rinnovabili: esse, infatti, sono caratterizzate da una **flessibilità negli usi** senza paragoni rispetto alle altre forme di produzione da fonti rinnovabili. Non solo il biogas può essere immagazzinato rappresentando così una fonte programmabile, ma il suo utilizzo può essere vario (produzione di elettricità, produzione di energia termica, produzione di biometano da destinare ai trasporti o ad altri usi) e oltremodo flessibile, cioè in parte ad un uso, in parte ad altro uso anche in quote modulabili con continuità nel tempo.

Già il decreto ministeriale 5 dicembre 2013 coglieva questa singolarità, senza tuttavia favorirne la sua messa in atto.

Il successivo orientamento verso l'uso esclusivo del biometano nel settore dei trasporti sta dimostrando serie criticità: in particolare, le recenti fluttuazioni della domanda hanno posto in evidenza il rischio di insufficienza di capienza del mercato, che ha comportato un rallentamento degli investimenti. Neppure il recente decreto ministeriale del 30 dicembre 2020, che ha rimodulato i percorsi di evoluzione dei biocarburanti in genere e dei biocarburanti avanzati, costituisce un segnale tale da ritenere che il mercato dell'uso nei trasporti sia sufficiente a costituire il *driver* necessario per uno sviluppo del settore in linea con i suoi potenziali.

Si ritiene, quindi, indispensabile che, nell'ottica di sviluppo del concetto di biogas refinery, la produzione di biogas possa trovare il sostegno e valorizzazione in tutti i possibili mercati in maniera flessibile e coordinata. Si fa riferimento, in particolare, ai fabbisogni di produzione energetica efficiente e distribuita, energia termica difficilmente elettrificabili (quali ad esempio i fabbisogni di alcuni settori industriali) che potrebbe trovare nel biometano una chiave di sicuro supporto ai percorsi di decarbonizzazione dei corrispondenti settori.

Il biometano costituisce ad ogni modo un vettore certamente utilizzabile nel mercato del gas naturale contribuendo ad una sua decarbonizzazione: per tale motivo si ritiene che lo sviluppo del *greening* del sistema gas debba essere basato sull'imposizione di una quota d'obbligo di gas rinnovabile rispetto al volume complessivo del gas naturale commercializzato in ambito nazionale.

ALLEGATO 4

PROGRAMMABILITA' DELLA PRODUZIONE

Un impianto biogas medio italiano dispone di gasometri (serbatoi di stoccaggio del biogas) per circa 2-3 ore di produzione. Ciò significa che l'impianto potrebbe modulare la produzione nelle ore del giorno, riducendo l'immissione ed accumulando gas in alcuni orari ed aumentando la produzione "svasando" biogas dai digestori in altri orari. In questo modo, ove le potenze erogate fossero gestite dalla rete in modo "smart" l'impianto a biogas potrebbe svolgere un importante ruolo di bilanciamento della rete stessa. La modulazione di un cogeneratore a biogas può, di norma, essere effettuata modulando fra il 50% e il 100% della potenza, prevedendo, inoltre, la possibilità teorica di spegnere le macchine ed azzerare la produzione¹.

Considerando che la capacità gasometrica potrebbe agevolmente essere incrementata e sarebbe possibile introdurre anche modulazioni di carattere stagionale, ben si comprende che i servizi di flessibilità che il sistema biogas potrebbe offrire alla rete nazionale assumono una certa importanza. Un ruolo, questo, che il settore non può trascurare nell'ottica di una maggiore sostenibilità economica ed ambientale e che la rete nazionale non può più permettersi di ignorare. Inoltre, la modulazione della produzione potrà essere effettuata abbinando sistemi di *storage* dell'energia evoluti quali le batterie di flusso, tecnologia in cui l'Italia vanta un primato tecnologico permettendo così lo sviluppo di una filiera industriale nazionale.

L'aumento notevole previsto per le fonti rinnovabili non programmabili (eolico e fotovoltaico) porterà, inoltre, a problemi sempre maggiori nel bilanciamento della rete (gestione dei disallineamenti istantanei fra domanda ed offerta di energia elettrica).

In questo contesto, quindi, risulta strategica **l'offerta di servizi di flessibilità da parte di una delle poche fonti rinnovabili programmabili** (programmabili su base giornaliera o stagionale) come il biogas elettrico.

Occorrono, quindi, i seguenti interventi:

- 1) **Per gli impianti DM 18 dicembre 2008 consentire il potenziamento oltre 1 MWe** nominale senza obbligo di passaggio da sistema a TO (art. 3 comma 2) ad incentivo (art. 3 comma 1) intendendo per "potenza nominale media annua" la produzione netta annua dell'impianto fratto 8760 h/anno, **ferma restante l'energia annua massima incentivabile**. Il limite va quindi inteso sull'energia annua prodotta e non sulla potenza di targa.
- 2) Applicazione anche agli impianti DM 18/12/2008 del calcolo dell'incentivo introdotto dal DM 6 luglio 2012 ($I = TO - PZM$) con eliminazione dell'algoritmo previsto dallo stesso DM all'art. 19 ($I = k \times (180 - Re) \times 0,78$).
- 3) **Liberalizzare** per entrambi i sistemi di incentivazione (DM 18/12/2008 e DM 6/7/2012) **il numero di passaggi dal sistema TO al sistema ad incentivo** (ad esempio non più di una volta/anno).
- 4) Eliminare la decadenza dagli incentivi di impianti DM 6/7/2012 che superano la soglia di potenza nominale che ha definito le modalità di accesso, facendo riferimento solamente all'energia annua massima incentivabile (o potenza nominale media annua).
- 5) Eliminare per tutti gli impianti (DM 18/12/2008 e DM 6/7/2012 e s.m.i.) ogni riferimento all'energia immessa in rete, basando gli incentivi sull'energia prodotta.

ALLEGATO 5

Idrogeno verde

Le recenti spinte Europee e nazionali sulla creazione di una **economia dell'idrogeno** stimolano ad evidenziare anche il prezioso contributo che il settore della digestione anaerobica potrebbe apportare agli obiettivi nazionali di produzione.

Le tecnologie *Steam Methane Reforming* (SMR) ed *Autothermal Reforming* (ATR) sono ormai mature anche su taglie piccole e consentono di giungere ad una produzione di idrogeno rinnovabile (verde) partendo dal biogas più o meno raffinato (*primi step di upgrading*).

La produzione di idrogeno verde da biogas potrebbe essere, grazie al parco installato di biogas esistente, **facilmente e rapidamente attivabile** e sarebbe, in termini sia energetici che economici, fortemente competitiva con le tecnologie alternative proposte come standard (elettrolisi).

Da analisi effettuate sulla filiera agricola di biogas applicando tecnologie SMR disponibili in Italia, si ottengono valori di costo di produzione al kg di H₂ compresso comparabili con i prezzi più bassi reperibili sul mercato dell'idrogeno green in Italia (circa 5,5-6,0 €) rendendo questa produzione, ad oggi⁴, da un punto di vista puramente economico, quella con **minore domanda di incentivo fra quelle considerate** (biogas elettrico, biometano, idrogeno).

A cui va aggiunta in ottica prospettica la produzione di idrogeno con innovativi sistemi catalitici che dovrebbe ulteriormente ridurre gli attuali costi di produzione.

Occorre evidenziare il potenziale di idrogeno prodotto da biometano in Italia anche attraverso i seguenti interventi:

- 1) Inserimento dell'idrogeno fra i biocarburanti avanzati incentivati (es. nel Decreto Biometano 3)
- 2) Previsione, nel medio periodo, di un sistema di incentivazione dell'idrogeno senza destinazione specifica

⁴ Future ipotizzate riduzioni del prezzo di mercato dell'idrogeno green potrebbero comunque richiedere un minimo di sostegno al settore

ALLEGATO 6

Comunità energetiche

Le comunità energetiche rappresentano un nuovo modello partecipativo allo sviluppo di nuova produzione di energia da fonti rinnovabili diffuse nel territorio con la finalità di consentire investimenti e il ritorno diretto di benefici nei confronti dei cittadini.

Detto nuovo modello non riuscirà ad esplicare i suoi effetti in maniera tanto maggiore quanto più saranno rimossi i vincoli che attualmente limitano la costruzione di comunità energetiche che accedono a benefici sulla condivisione energetica (necessità di connessione di impianti e utenti alle linee di bassa tensione derivanti dalla medesima cabina secondaria e impianti d'Italia non superiore a 200 kW).

Data la natura e lo spirito dello sviluppo delle comunità energetiche, si ritiene che debbano essere introdotti strumenti di premialità che vadano al di là della pura condivisione di energia elettrica puntando ad un sistema di premialità che possa contemplare anche benefici di carattere sociale e ambientale.