

FOCUS – Potenziale tecnico e possibile ruolo del biometano nel breve periodo

Elena De Luca, Maria Gaeta, Francesco Gracceva

Attraverso una serie di misure e adempimenti si stanno creando le condizioni perché il sistema produttivo del biometano – gas ottenuto tramite processi di upgrading del biogas proveniente dalla digestione anaerobica di matrici organiche – si sviluppi anche nell’ottica di arrivare a coprire gli obiettivi sanciti dal DM 10/10/2014 che stabilisce le quantità annue di biocarburanti da immettere in consumo, obiettivi che per il 2020 prevedono il raggiungimento della quota del 10% sul totale di benzina e gasolio utilizzato nei trasporti.

È stata recentemente pubblicata, per consultazione pubblica, una nuova versione del decreto che andrà a modificare il sistema di incentivazione per l’immissione del biometano stabilito dal precedente DM 5/12/2013, che di fatto non ha favorito questa filiera produttiva. Una delle novità del decreto in bozza è la priorità del biometano nel settore trasporti, anche prodotto in forma liquefatta; gli altri usi vengono di fatto sospesi nel sistema di incentivazione. Inoltre, è stata rivista la formulazione dell’incentivo per la riconversione degli impianti a biogas.

Dopo la Germania e la Cina, l’Italia è il paese con il maggior numero di impianti per la produzione di biogas, che nel 2015 ha superato le 1500 unità, fornendo energia elettrica e calore con un contenuto energetico pari a circa 1,5 Mtep (elaborazione dati Terna ⁽¹⁾). Mentre la tecnologia della digestione anaerobica, anche se con ulteriori margini di miglioramento, è consolidata, quella di upgrading, pur prevedendo soluzioni tecnologiche avanzate che consentono l’eliminazione della CO₂ e di altri componenti non idonei all’immissione in rete del biometano, non ha ancora una diffusione estesa. Le matrici organiche utilizzate provengono prevalentemente dal settore agroindustriale (colture energetiche, sottoprodotti, scarti e deiezioni animali), oltre ad una certa quantità di frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) e dai fanghi reflui. Allo stato attuale sono solo 7 gli impianti di produzione di biometano, per lo più di tipo dimostrativo ⁽²⁾.

In questo focus sono riportati i risultati preliminari di uno studio ENEA che ha riguardato: la formulazione di stime di minima e di massima sulla produzione potenziale di biometano, basate sulla disponibilità delle differenti matrici; la valutazione della possibilità di raggiungimento degli obiettivi stabiliti per l’immissione a consumo di biocarburanti attraverso l’incremento della produzione di biometano; l’analisi della competitività degli investimenti per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di biometano o della riconversione degli impianti a biogas con l’inserimento della sezione di upgrading.

La produzione potenziale di biometano

Le stime della produzione potenziale di biometano sono state effettuate mediante l’elaborazione di dati pubblicati da ENEA e da altri soggetti impegnati nel settore ^(3,10). Diversi fattori – come la capacità di raccolta, lo stoccaggio e il trasporto – possono incidere negativamente sulla reale disponibilità delle biomasse da destinare alla digestione anaerobica e quindi sulla produzione potenziale di biometano. Pertanto sono state formulate due differenti ipotesi – massima e minima produzione di biometano – nessuna delle quali considera le biomasse provenienti dalle colture intercalari, derivanti dall’alternanza di colture ad uso alimentare con colture energetiche sugli stessi suoli.

L’ipotesi massima (Tabella 1) è stata elaborata sulla base dei dati di produzione potenziale “teorica” delle biomasse di scarto provenienti dai diversi comparti agricoli senza porre vincoli sulla possibilità di recupero di tali matrici, mentre per le colture energetiche è stata considerata la produzione potenziale di mais da insilato derivante dalla coltivazione di una superficie di circa 400.000 ettari. Per i fanghi è stata valutata la quantità di biometano ottenibile dai reflui di impianti con capacità superiore ai 50.000 abitanti equivalenti serviti (AES). Per i rifiuti è stata stimata la produzione ottenibile dalla raccolta differenziata di tutta la FORSU. Con questi presupposti, si stima la produzione di circa 7,6 miliardi di metri cubi di biometano con un contenuto energetico pari a circa 6,8 Mtep.

L’ipotesi minima (Tabella 2) è basata sul calcolo della produzione di biometano a partire dalle matrici tecnicamente recuperabili dall’agricoltura ⁽⁸⁾ e dall’agroindustria e dal trattamento del 50% delle matrici potenzialmente ottenibili da colture energetiche, FORSU e fanghi stimate nell’ipotesi massima. Secondo tale ipotesi si arriverebbe a produrre circa 3,3 miliardi di metri cubi di biometano l’anno con un contenuto energetico di circa 3 Mtep.

	m ³ /anno	M tep
Scarti colture erbacee	1.782.000.000	1,60
Scarti colture arboree	770.000.000	0,69
Colture energetiche	1.550.000.000	1,40
Agroindustria	963.810.000	0,87
Letami e liquami	1.478.836.889	1,33
Fanghi	183.888.309	0,17
FORSU	880.000.000	0,77
TOT	7.588.515.197	6,83

Tabella 1 – Ipotesi massima: stima della produzione potenziale di biometano (m³/anno) e contenuto energetico (Mtep)

	m ³ /anno	M tep
Scarti colture erbacee	830.500.000	0,75
Scarti colture arboree	3.584.000	0,003
Colture energetiche	775.000.000	0,70
Agroindustria	313.010.000	0,28
Letami e liquami	885.425.001	0,78
Fanghi	91.934.154	0,08
FORSU	430.000.000	0,39
TOT	3.309.433.155	2,98

Tabella 2 – Ipotesi minima: stima della produzione potenziale di biometano (m³/anno) e contenuto energetico (Mtep)

Dalla comparazione dei dati delle singole categorie considerate nelle stime, è evidente che il potenziale produttivo maggiore deriva proprio dagli scarti del settore agricolo, dell’agroindustria e delle deiezioni animali e che, nell’ottica del raggiungimento dei valori riportati nello scenario di massima, lo sforzo maggiore vada fatto per l’ottimizzazione del recupero di tali biomasse.

Un’altra importante considerazione è che l’utilizzo colture energetiche risulta vantaggioso in codigestione con matrici di scarto, anche considerando le emissioni di CO₂ ed i relativi costi di contenimento ⁽¹¹⁾.

Il biometano per il target 2020: 10% di biocarburanti nei trasporti

Nel 2015 il consumo totale di benzina e gasolio nel settore trasporti è stato pari a 30,2 Mtep (8,2 e 22 Mtep rispettivamente). Se si parte da questo dato, ipotizzando consumi costanti, l'obiettivo 2020 per la copertura dei consumi totali con il 10% di biocarburanti dovrebbe essere pari a circa 3 Mtep.

Considerato che nel 2015 il consumo di biodiesel nei trasporti si è attestato intorno a 1,1 Mtep, di cui circa la metà proveniente dall'import, il biometano potrebbe contribuire a coprire il "residuo" attualmente scoperto per raggiungere il target 2020.

Il decreto oggetto di consultazione prevede un tetto massimo di produzione di biometano incentivabile pari a 1,1 miliardi di metri cubi (corrispondenti a 0,99 Mtep), valore significativamente inferiore alla produzione potenziale stimata nell'ipotesi minima (vedi sopra). Quindi, per arrivare a coprire l'obiettivo 2020 sarebbero necessari ancora 0,9 Mtep (Figura 50) che potrebbero essere coperti anche da biocarburanti avanzati diversi dal biometano, per i quali sono previsti incentivi a partire dal 2018, o da biodiesel. In particolare, il settore del biodiesel potrà beneficiare della conversione a bioraffinerie di alcune raffinerie italiane oltre al possibile incremento dell'utilizzo della capacità produttiva degli impianti esistenti che è attualmente inferiore a quella disponibile ⁽¹²⁾.

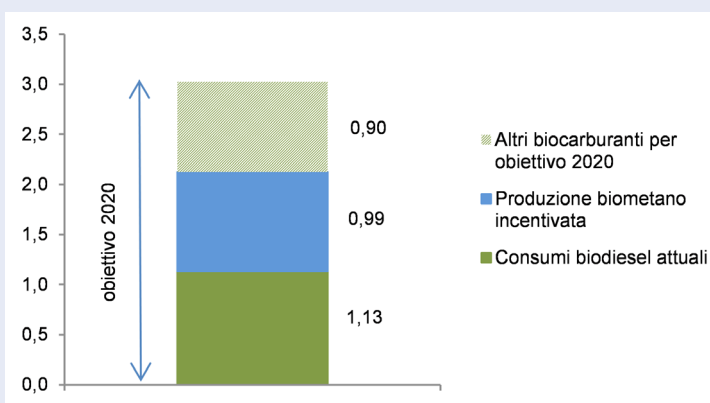


Figura 50 – Produzione di energia primaria per il raggiungimento del target 2020 per i trasporti: consumi di biodiesel, quantità di biometano massima incentivabile, copertura residua da assicurare con biocarburanti (Mtep)

Competitività del passaggio al biometano

Il nuovo sistema di incentivazione punta sull'incremento dell'immissione del biometano nei trasporti attraverso l'erogazione di incentivi tramite i Certificati di Immissione al Consumo (CIC) ai quali viene assegnato un valore di 350 € ciascuno. Un CIC corrisponde all'immissione di 10 Gcal; nel caso di biometano avanzato è prevista una maggiorazione per cui un CIC equivale a 5 Gcal. Per biometano di tipo avanzato si intende il gas prodotto a partire da matrici di scarto e/o da colture a basso contenuto di amido usate anche in maniera intercalare alle normali coltivazioni ad uso alimentare. I CIC vengono erogati anche per biometano ottenuto dalla codigestione di matrici diverse nella proporzione del 30 e 70%, se le biomasse che non danno origine a biometano avanzato non superano il 30%. La durata dell'incentivo è pari a 20 anni per i nuovi impianti, mentre per le riconversioni si riduce essendo ricalcolata anche sulla base di eventuali forme di incentivazione percepite per la produzione di energia elettrica. Per una trattazione più esaustiva si rimanda allo specifico decreto ⁽¹³⁾.

Di seguito sono analizzate due possibilità di gestione del gas prodotto: l'immissione nella specifica rete di distribuzione e l'erogazione "in proprio" attraverso l'installazione di un distributore. Nel primo caso l'azienda produttrice dovrà sostenere i costi di pressurizzazione e di realizzazione della connessione alla rete, mentre nel secondo saranno determinanti i costi di realizzazione e di gestione del distributore oltre che i costi dei sistemi di stoccaggio del gas nelle ore di mancato consumo. In quanto a ricavi, oltre al valore dei CIC, con l'immissione in rete l'azienda guadagnerà dalla vendita del gas pagato secondo il prezzo medio del gas naturale, mentre chi si dota di distributore proprio avrà un ricavo maggiore dovuto dalla vendita diretta del metano secondo il prezzo al dettaglio.

Applicando il sistema di incentivazione previsto nel decreto in bozza è stato stimato il Tempo di Ritorno di Investimento (TRI) e il valore attuale netto (VAN) per impianti che trattano biomasse agricole e agroindustriali di tre taglie (30, 125, 230 Sm³/h) e per un impianto a FORSU da 250 Sm³/h. La valutazione economica dell'upgrading di impianti a biogas è stata fatta per impianti con alimentazione a biomasse agricole o agroindustriali in quanto questi attualmente rappresentano la maggioranza degli impianti presenti sul territorio italiano (circa 80%). Sono state fatte tre ipotesi: la produzione di biometano che corrisponde alle specifiche per l'erogazione di CIC pari a 10 Gcal, la produzione in codigestione con il 70%

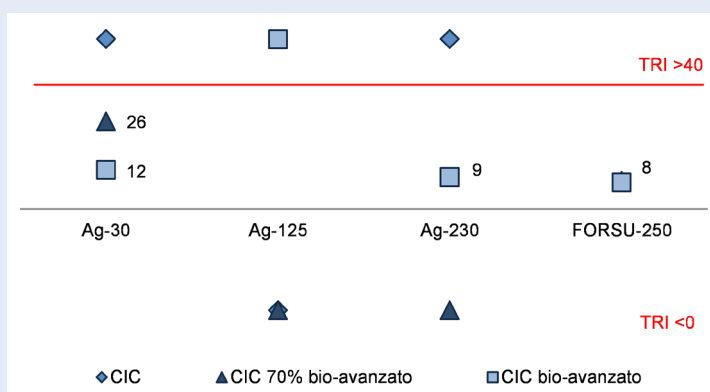


Figura 51 – TRI (anni) l'immissione del biometano nella rete dei trasporti (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero che segue è la capacità produttiva m³/h)

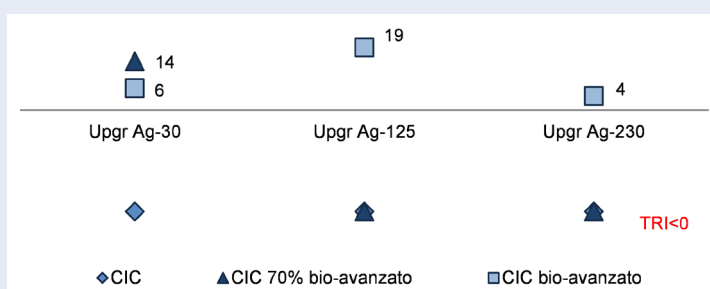


Figura 52 - TRI (anni) per la riconversione di impianti per l'immissione del biometano nella rete dei trasporti (UPGR= riconversione, Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero che segue è la capacità produttiva m³/h)

di CIC erogati con maggiorazione e la produzione del solo biometano avanzato col 100% di CIC erogati con maggiorazione. Le stime sono fatte solo per l'immissione di biometano in forma compressa.

Nel caso dell'immissione del biometano nella rete, il TRI risulterebbe conveniente (TRI<10) solo per gli impianti a FORSU (TRI=8) e per gli impianti a biomasse agricole di taglia maggiore (230 m³/h) (TRI=9) che producano biometano avanzato (Figura 51). Gli impianti di piccola taglia, per i quali non sono stati considerati costi di approvvigionamento delle biomasse in quanto si è assunto che tali materiali sono di origine interna all'azienda, il TRI è abbastanza vicino al limite di convenienza sempre nel caso di produzione di biometano di tipo avanzato (TRI=12). Nel caso della riconversione, l'investimento risulta conveniente solo per impianti di taglia piccola e per i grandi impianti che producano biometano avanzato. In questo caso è rilevante l'effetto positivo del nuovo sistema di incentivazione previsto che favorisce questa soluzione che col precedente risultava totalmente svantaggiosa (Figura 52).

La seconda opzione, che appare la più vantaggiosa, prevede l'installazione in proprio di un distributore per l'erogazione del metano per autotrazione (Figura 53 e Figura 54). Ovviamente, questa scelta non sarà sempre percorribile per impianti piccoli lontani dalle principali reti viarie con scarsa possibilità di piazzare il prodotto finito. Il calcolo del TRI per gli impianti che trattano biomasse di origine agricola o agroindustriale eseguito considerando più del 30% della biomassa proveniente da colture energetiche con conseguente rideterminazione dei CIC, evidenzia una perdita di competitività di investimento con un notevole aumento dei tempi di recupero. L'utilizzo di colture energetiche superiori al 30% delle matrici trattate, con conseguente riduzione dell'introito da CIC, impatterebbe negativamente sul TRI aumentandolo in misura considerevole.

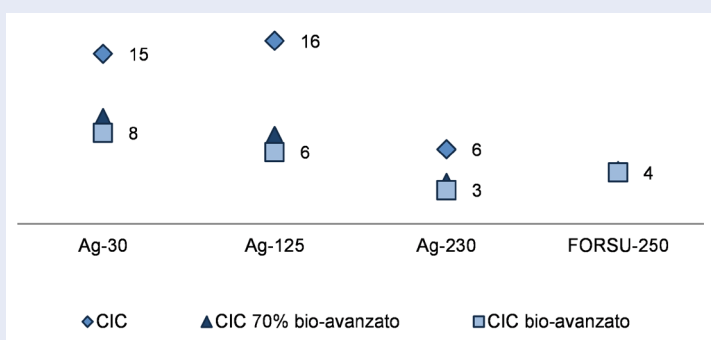


Figura 53 - TRI (anni) per immissione del biometano mediante distributore proprio (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero è la capacità produttiva m³/h)

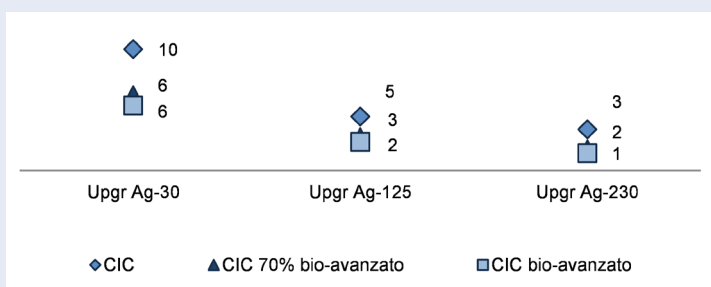


Figura 54 - TRI (anni) per l'upgrading di un impianto a biogas per l'immissione del biometano mediante distributore proprio (Ag=impianto che tratta matrici agroindustriali, il numero è la capacità produttiva m³/h, UPGR=riconversione)

Conclusioni

Queste valutazioni si basano sugli attuali valori di resa del biometano (55-65% del biogas) nel processo di digestione anaerobica e di costi di upgrading (circa 0,3 €/m³ anno tra impianto e manutenzione). Non è da escludere che in futuro la ricerca proponga soluzioni tecnologiche in grado di aumentare l'efficienza dei processi abbattendone i costi.

Dai dati di produzione potenziale di biometano si evince che è il contributo delle matrici di origine agricola, in particolare delle biomasse residue, ad essere determinante nel raggiungimento degli obiettivi di produzione di biocarburanti. È pertanto necessario implementarne il sistema di recupero.

Dall'analisi economica risulta che mentre gli investimenti per impianti a FORSU, già per natura di taglie rilevanti, siano sempre convenienti, per gli impianti che trattano di biomasse provenienti dal settore agricolo o agroindustriale la convenienza varia molto in relazione alla produttività. Questo potrebbe spingere i potenziali investitori a creare consorzi di aziende che insistono su uno stesso territorio per il trattamento delle biomasse di natura endogena. Con il sistema di incentivazione previsto, per gli impianti di piccola taglia resta più conveniente la sola produzione di biogas per la generazione elettrica e/o calore a meno che non si dotino di distributore proprio.

Bibliografia

- <https://www.terna.it/it-it/sistemaelettrico/statisticheeprevisori/datistatistici.aspx> Si considera biogas da fanghi, deiezioni animali e attività agricole e forestali
- CIB et al., 2016 http://www.snam.it/export/sites/snam-rp/repository/media/energy-morning/allegati_energy_morning/20161110_1.pdf
- Annesini et al. 2012. Analisi tecnico-economica del processo di upgrading del biogas mediante PSA. Report Rds/2012/301
- Electrigaz Technologies Inc., 2008. Feasibility Study – Anaerobic Digester and Gas Processing Facility in the Fraser Valley, British Columbia. Technical report, BC Innovation Council
- Althesys, 2013. http://www.bts-biogas.com/uploads/media/Osservatorio_Biometano_07-02-2013.pdf
- ISPRA, 2015. http://www.isprambiente.gov.it/files/pubblicazioni/rapporti/rifiuti-urbani/2015/RapportoRifiutiUrbani_Ed.2015n.230_Vers.Integrale_agg22_12_2015.pdf
- GSE, 2016 [http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Biometano_%20procedure%20extrarete%20per%20pubblicazione%20\(last\).pdf](http://www.gse.it/it/salastampa/GSE_Documenti/Biometano_%20procedure%20extrarete%20per%20pubblicazione%20(last).pdf)
- <http://www.enama.it/userfiles/PaginaSezione/files/p1c2.pdf>
- http://www.enea.it/it/Ricerca_sviluppo/documenti/ricerca-di-sistema-elettrico/celle-a-combustibile/rse182.pdf
- http://www.rse-web.it/applications/webwork/site_rse/local/doc-rse/RSE_Colloquia_2016/index.html#p=2
- Agostini et al. 2016. *Biomass and Bioenergy*, 89, 58-66
- <http://www.ebb-eu.org/stats.php>
- http://www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/documenti/DM-Biometano%20vers_consultazione%20pubblica_dicembre%202016-gennaio-2017_revfinale.pdf