



Il Biometano: potenzialità e prospettive di sviluppo

⇒ **Piero Mattiolo, AdMil srl** (✉ p.mattiolo@admil.com)

Il settore del biogas si è sviluppato in Italia nell'ultimo quinquennio con molto successo. Fino a pochi anni fa, questa tecnologia era infatti quasi completamente assente, benché il nostro paese potesse vantare, fin dagli inizi degli anni '80, esperienze molto innovative nella digestione anaerobica, con il progetto Totem di Fiat. Con l'introduzione, in un primo tempo dei Certificati Verdi, ma soprattutto della Tariffa Onnicomprensiva (TO), a partire dal 2009 il biogas ha conosciuto una crescita a due, se non a tre cifre, passando da una potenza installata di 157 MW nel 2009 a circa 700 MW, alla fine del 2012.

Tra le tecnologie energetiche, quella della digestione anaerobica è sicuramente la più flessibile in termini di alimentazione: la maggior parte dei prodotti biologici degradabili batteriologicamente è potenzialmente utilizzabile per produrre biogas, dalle deiezioni zootecniche, agli scarti vegetali e animali. La digestione anaerobica non fa altro che specializzare e accelerare il processo di degradazione, massimizzando la produzione di metano, che avrebbe luogo comunque in natura, a determinate condizioni.

Il biogas è composto da biometano, in percentuali variabili normalmente tra il 52 e il 60%, oltre che da anidride carbonica, vapore acqueo e tracce di altre impurità. Vi sono diverse tecnologie che consentono di purificare il biogas per ottenere percentuali di metano del tutto analoghe al gas naturale.

La lotta al cambiamento climatico e la riduzione delle emissioni di metano sono state le principali motivazioni che hanno portato tutti gli stati europei, firmatari del Protocollo di Kyoto, ad adottare politiche di incentivazione del biogas, in primo luogo per catturare le perdite di metano in atmosfera dovute agli stoccaggi degli effluenti zootecnici in vasche aperte. Gli incentivi, hanno favorito la realizzazione di impianti che utilizzano il biogas per produrre energia elettrica, seguendo il modello tedesco che, con circa 8000 impianti realizzati a fine 2012, è sicuramente il riferimento mondiale per questo settore.

La destinazione del biogas per produrre biometano, utilizzabile non soltanto per cogenerazione elettrica, ma anche come carburante per autotrazione o semplicemente come sostituto del gas naturale in rete, non è stata in Italia ancora regolamentata né inserita in un quadro di politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili, benché la normativa fosse già stata annunciata dal marzo 2011. Tra le ragioni di questo vi è, da una parte, la rimodulazione degli incentivi per il biogas, contenuta nel V Conto Energia, ed entrata in vigore a partire dal 2013 e, dall'altra la preoccupazione per l'eccessivo onere di queste politiche in momenti di preoccupazione per la tenuta dei conti pubblici.

I vantaggi del biometano

In realtà, destinare il biogas a biometano potrebbe dispiegare, particolarmente in Italia, una serie di benefici molto interessanti.

In primo luogo, il biometano consente il massimo e più flessibile sfruttamento dell'energia contenuta nel biogas, specialmente quando non vi sia la possibilità di utilizzare localmente il calore prodotto nella cogenerazione elettrica. Infatti, il biometano è in grado di sostituire integralmente il gas naturale, di origine fossile, in tutte le sue applica-

zioni, dall'autotrazione al riscaldamento e alla cogenerazione ad alto rendimento. Inoltre, l'immissione del biometano in rete permetterebbe di avvalersi della rete gas nazionale, una delle più capillari al mondo, per portare un metano di origine rinnovabile là dove vi sia la possibilità di utilizzarlo in modo energeticamente efficiente.

Anche nel campo dei trasporti esistono in Italia le condizioni più favorevoli per l'impiego del biometano: il parco automobilistico italiano a metano è uno dei più maggiori al mondo e vi è una ben sviluppata rete di distribuzione. Secondo uno studio Fiat, un'auto alimentata a biometano ha lo stesso livello di emissioni di un'auto alimentata ad elettricità di origine eolica.

I costi del biometano

I dati riportati qui sotto sono tratti da un recente studio realizzato da Althesys per conto di Energetica e riportano un'analisi comparata dei costi di produzione del biometano. Il costo di produzione è composto dai seguenti elementi:

- costo di produzione del biogas;
- costo di upgrading;
- costo di compressione e di distribuzione

COSTO BIOGAS

I costi variano in funzione delle diverse caratteristiche del sistema industriale, agricolo e dell'assetto del sistema energetico ed istituzionale.

In Italia il costo per impianti da 500 kW e da 1 MW è compreso tra poco meno di 0,70 €/m³ e poco più di 0,80 €/m³ se si utilizzano le colture energetiche, tra circa 0,50 e 0,70 €/m³ se è misto (colture energetiche e reflui zootecnici) e nel range 0,60-0,80 €/m³ se viene impiegata la Forsu (**Tabella 1**).

Modificando il substrato e considerando impianti misti, i cui input sono colture energetiche (30%) e sottoprodotti (liquame bovino 35% e liquame suino 35%), si rileva che il costo di produzione è 0,20 €/kWh e 0,14 €/kWh rispettivamente per le dimensioni da 500 kW e da 1 MW. Se si analizza un impianto da rifiuti da 1 MW il costo risulta essere di 0,16 €/kWh (Adani et al. 2012). L'impianto misto presenta un costo di approvvigionamento inferiore, determinato dalla presenza di sottoprodotti e scarti dell'industria agroalimentare, mentre per l'impianto da rifiuto si considera un valore nullo. L'effetto delle economie di scala negli impianti misti è pari al 30%. Tanto per gli impianti da 500 kW quanto per quelli da 1 MW si ha un costo di produzione più basso con l'impianto misto rispetto al valore medio dell'impianto con colture. Per l'impianto con rifiuti rispetto agli impianti con colture energetiche limitatamente alla dimensione da 1 MW valgono le stesse considerazioni.

Per la dimensione da 500 kW si ipotizza un costo di produzione pari a 0,22 €/kWh con economie di scala al 27%.

Nei costi di produzione del biogas pesano in misura rilevante i costi di ammortamento, nonché quelli di gestione e manutenzione dell'impianto che, a seconda dei substrati, possono pesare fino al 40%. Nel caso dei rifiuti, l'incidenza del costo è particolarmente significativa, in considerazione dell'impiantistica legata al trattamento del digestato.

Costo	Approvvigionamento		Gestione&Mtz		Ammortamento		Totale		Totale (€/m³)	
Size (MW)	0,5	1	0,5	1	0,5	1	0,5	1	0,5	1
Mais 1°r	0,08	0,08	0,06	0,04	0,06	0,04	0,20	0,16	0,74	0,59
Mais 2°r	0,11	0,11	0,06	0,03	0,06	0,04	0,23	0,18	0,85	0,67
Mais 3°r	0,12	0,12	0,06	0,03	0,06	0,05	0,24	0,20	0,89	0,74
Segale	0,15	0,15	0,06	0,03	0,06	0,05	0,27	0,23	1,00	0,85
Mix Erbasilo	0,09	0,09	0,07	0,03	0,06	0,05	0,22	0,17	0,81	0,63
Triticale	0,07	0,07	0,06	0,03	0,05	0,05	0,18	0,15	0,67	0,56
Sorgo	0,12	0,12	0,06	0,03	0,06	0,05	0,24	0,20	0,89	0,74
Segale+M.1°r	0,13	0,13	0,06	0,03	0,06	0,05	0,25	0,21	0,93	0,78
ErbaSilo+M.2°r	0,11	0,10	0,06	0,03	0,06	0,05	0,23	0,18	0,81	0,67
Triticale+Sorgo	0,11	0,10	0,06	0,03	0,06	0,05	0,23	0,18	0,81	0,67
Triticale+M.3°r	0,09	0,09	0,06	0,03	0,06	0,05	0,21	0,17	0,78	0,63
Medio	0,11	0,11	0,06	0,03	0,06	0,05	0,23	0,18	0,83	0,68

Tabella 1 - Costo di produzione del biogas da colture, dati in €/kWh (fonte: Schievano et al.).

Dimensione	Energy crops	Misto	Rifiuti
500 kW 1 MW	0,83	0,74	0,81
	0,68	0,52	0,59

Tabella 2 - Stima del costo di produzione del biogas, dati in €/m³ (fonte: Adani et al.).

Gli impianti misti, autorizzati a utilizzare scarti biologici in codigestione con biomasse coltivate, godono dell'importante vantaggio di poter spargere il digestato in agricoltura, senza necessità di ulteriori trattamenti, fatti salvi i limiti di azoto.

COSTO UPGRADING

Per quanto riguarda l'upgrading, non vi sono differenze di costo molto forti fra le diverse tecnologie (Tabella 3).

Dimensione	100 m³/h	250 m³/h	500 m³/h	1.000 m³/h
PSA	0,268	0,217	0,171	0,123
PWS	0,280	0,226	0,163	0,133

Tabella 3 - Costi di upgrading, dati in €/m³ (fonte: Althesys).

COSTO COMPRESSIONE E DISTRIBUZIONE

Il biometano è compresso a circa 250 bar per essere stoccato in loco e successivamente trasportato in una stazione di servizio o in alternativa è immesso direttamente nella rete del gas. La rete di distribuzione del gas funziona a circa 4 bar e il prodotto proveniente dal processo di upgrading è pressurizzato al massimo a 7-9 bar. I relativi costi sono riportati in Tabella 4 e il costo di compressione include tanto la quota capitale quanto quella di esercizio

COSTI RESULTANTI

I costi complessivi sono sintetizzati in Tabella 5.

Dimensione (m³/h)	100	250	500	1.000
Costo di compressione e distribuzione	0,146	0,146	0,146	0,146

Tabella 4 - Costi di compressione e di distribuzione dati in €/m³ (fonte: Althesys)

Le principali conclusioni sono:

- tra le componenti di costo, la produzione di biogas ha un peso (67%) decisamente maggiore rispetto all'upgrading (19%) e alla fase di compressione e distribuzione (14%), in particolare negli impianti di piccola taglia (es. ≈ 69% misto da 200 kW e ≈ 61% in quello da 2MW);
- il range del costo di produzione di impianti con Forsu 16 è 0,77-1,39 €/m³, quello di impianti misti (con colture energetiche e letame) è 0,71-1,31 €/m³ e quello per le colture energetiche è 0,85-1,42 €/m³. Per quest'ultimo substrato si fa riferimento al valore medio mentre nel caso specifico del triticale si ha un intervallo di 0,75-1,21 €/m³ e in quello del mais 1° raccolto 0,77-1,30 €/m³.

Rapportando questi costi ai livelli di costo (linea tratteggiata rossa) e di prezzo detassato (linea tratteggiata verde) del gas naturale per autotrazione, si può constatare dalla Figura 1 che il biometano, soprattutto negli impianti di maggiori dimensioni (oltre 1 MW equivalente), risulta, nel caso di alimentazione da Forsu, già vicino alla competitività in assenza di incentivi.

Potenzialità produttive

ENEA ha stimato, nell'Atlante delle Biomasse, un potenziale lordo di biogas di 8.350 milioni di m³, corrispondenti a 4.555 milioni di m³ di biometano.

Questi volumi, in uno sviluppo intensificato della filiera del biometano, potrebbero consentire di sostituire metà del quantitativo di gas naturale estratto dal sottosuolo italiano. Tali quantitativi potrebbero essere ulteriormente incrementati in un'ipotesi, attualmente poco ve-



Dimensione (m ³ /h)	100	250	500	1.000
Colture energetiche				
Produzione del biogas	1,00	0,83	0,68	0,58
Upgrading	0,27	0,22	0,16	0,12
Compressione e distribuzione	0,15	0,15	0,15	0,15
Produzione del biometano	1,42	1,20	0,99	0,85
Impianto di Triticale	1,21	1,03	0,87	0,75
Impianto di Mais 1° raccolto	1,30	1,10	0,90	0,77
Misto (30% colture energetiche, 70% reflui zootecnici)				
Produzione del biogas	0,89	0,74	0,52	0,44
Upgrading	0,27	0,22	0,16	0,12
Compressione e distribuzione	0,15	0,15	0,15	0,15
Produzione del biometano	1,31	1,11	0,83	0,71
Forsu				
Produzione del biogas	0,97	0,81	0,59	0,50
Upgrading	0,27	0,22	0,16	0,12
Compressione e distribuzione	0,15	0,15	0,15	0,15
Produzione del biometano	1,39	1,18	0,9	0,77

Tabella 5 - Costo di produzione del biometano, dati in €/m³ (fonte: Althesys).



Figura 1 - Facendo un confronto risulta come il biometano, soprattutto negli impianti di maggiori dimensioni (oltre 1 MW equivalente) e nel caso di alimentazione da Forsu, sia già vicino alla competitività in assenza di incentivi.

Substrati	Biogas	Biometano
Reflui zootecnici	1.827	1.005
Scarti macellazione	43	24
Forsu	1.330	732
Biomasse residuali	3.200	1.760
Colture energetiche	1.950	1.034
Totale	8.350	4.555

Tabella 6 - Stima del potenziale di biometano (milioni m³) (fonte Enea).

rosimile negli scenari attuali, in cui l'utilizzo di superfici per colture energetiche risultasse economicamente conveniente.

Va a questo proposito ricordato che tra tutti i biocarburanti attualmente disponibili, il biometano è quello energeticamente più efficiente, come si può vedere dalla **Figura 2** che misura i chilometri percorribili per ettaro coltivato con le rispettive colture energetiche.



Figura 2 - Chilometri percorribili per ettaro coltivato con le rispettive colture energetiche.

Conclusioni

Sebbene allo stato attuale non sia ancora emesso un decreto, i principali orientamenti dovrebbero essere i seguenti:

- **alimentazione** - utilizzo di rifiuti e sottoprodotti, analogamente con le priorità del V Conto Energia;
- **destinazioni d'uso** - priorità all'autotrazione, da incentivare attraverso i Certificati di Immissione. Possibilità di utilizzo diretto, senza immissione in rete, per il rifornimento di stazioni di servizio, come pure per l'alimentazione di mezzi propri e/o di mezzi pubblici, nel caso di utilities per il trattamento dei rifiuti.

Per quanto riguarda la filiera agricola, alcuni particolari utilizzi dovrebbero essere previsti e autorizzati:

- **facoltà di utilizzare per il biometano le eccedenze produttive de-**



Figura 3 - Rifornimento di metano con ricarica lenta, una soluzione interessante per mezzi pubblici e di servizio alimentati a biometano (ACEA Pinerolese).

gli impianti di biogas già esistenti - la maggior parte degli impianti esistenti potrebbe produrre più biogas, rispetto a quello che beneficia dell'incentivo per la produzione elettrica. La possibilità di produrre biometano con impianti già esistenti consentirebbe una riduzione del costo del biogas, essendo questi quantitativi marginali esenti dal costo di ammortamento e da buona parte dei costi di manutenzione. Queste condizioni potrebbero portare il biometano a livelli vicini alla "grid parity".

- *utilizzo diretto* - analogamente con l'utilizzo per mezzi propri da parte di utilities dei rifiuti, dovrebbe essere consentita la possibilità di alimentare mezzi agricoli a biometano.
- *possibilità di sostituire la cogenerazione elettrica con produzione di biometano* - sostituendo l'incentivazione della produzione elettrica con incentivi paritetici.
- *utilizzo di biogas desolforizzato per combustione diretta* - le serre utilizzano generalmente metano per il riscaldamento e l'anidride carbonica prodotta dalla combustione per la fertilizzazione carbonica. L'uso di biogas per combustione diretta è in assoluto quello energeticamente più efficiente, perché consentirebbe di utilizzare non soltanto l'anidride carbonica prodotta dalla combustione, ma anche quella già presente nel biogas.

NOTA SULL'AUTORE

Piero Mattirollo ha tenuto una serie di posizioni chiave nel settore marketing e vendite con le maggiori realtà industriali italiane ed internazionali, prima di di-



Figura 4 - Visita ad un impianto di biogas.

ventare senior partner e CEO di AdMil, un'agenzia di marketing e consulenza industriale di Milano, che ha sviluppato i propri servizi nel campo della ricerca applicata e nel comparto degli usi innovativi delle energie rinnovabili. In combinazione con EnergEtica, un'associazione che rappresenta gli agricoltori e gli industriali coinvolti in agro-energie, Piero ha trasformato AdMil in un fornitore leader di divulgazione, di formazione e di mercato dei servizi di sviluppo per le bio-energie, un settore in rapida crescita in Italia, sotto il brand Agroenergia. Egli è anche socio fondatore di diverse associazioni di settore, incentrate su applicazioni tecnologiche specifiche, come il biometano e biomasse gassificazione.

Fervono i lavori a Ecocittà

Un intero quartiere eco-sostenibile, dove i concetti del vivere green sono al centro di tutto il progetto, stimolo importante perché pensato e studiato fin dall'inizio come realizzazione integrata e non solo come singoli edifici abitativi senza la "vita" intorno. Il progetto immobiliare Ecocittà prevede la riconversione di un'ex area industriale a ridosso del mare a Porto Potenza Picena (MC), tramite edifici in classe energetica A e A+ (sia residenziali che commerciali) accompagnati da una grande area a verde pubblico (10.000 mq), parcheggi, una piazza, piste ciclabili e servizi. L'impegno totale è di oltre 100 milioni di euro, frutto di un investimento del Fondo Immobiliare Ecocittà, costituito da investitori italiani e stranieri (provenienti dall'Europa Occidentale e Orientale e dal Medio Oriente) e gestito da Namira S.G.R.p.A.

I lavori sono cominciati nella primavera del 2011, con l'abbattimento dei fabbricati della Ex Ceramica Adriatica di Porto Potenza Picena, e la successiva bonifica del terreno sottostante, su un'area di 60.000 metri quadrati. Mentre procedono i lavori di bonifica, sono in fase di ultimazione le strutture in cemento armato dei primi due lotti.

La bonifica è realizzata dalla F.lli Baraldi Spa, azienda leader del settore in Italia e all'estero, con procedure moderne: da una parte la raccolta differenziata dei rifiuti recuperati nell'abbattimento dei fabbricati e nei diversi strati del terreno sottostante, dall'altra una



Figura 2 - Rendering del Lotto 8 visto dall'alto.

barriera idraulica con 4 pozzi per pompare l'acqua di falda da spedire al depuratore per il successivo ri-pompaggio dell'acqua pulita nel fosso a mare.

Il percorso dell'eco-sostenibilità continua poi nel progetto architettonico, firmato dalla FIMA Engineering. Obiettivo primario non consumare terreno agricolo e riqualificare una zona abbandonata attraverso una delle prime realizzazioni su ampia scala di edifici a emissioni zero, grazie all'utilizzo di tecnologie fotovoltaiche, geotermiche e l'ampio uso di materiali legati al territorio marchigiano. Il commento di Guy Bertolozzi, rappresentante di Ecocittà: "Vogliamo creare un nuovo concetto dell'abitare. Ad accompagnare le oltre 500 unità abitative ci saranno infatti 25.000 mq per i servizi e 10.000 mq di parco verde pedonale, oltre che una piazza attrezzata di 3.000 mq. Non dimentichiamoci di ciò che c'era prima! Un numero su tutti rende l'idea della trasformazione in atto: la nuova volumetria edilizia che sorgerà al posto della ex Ceramica sarà pari solamente al 51% della volumetria del complesso industriale preesistente (148.950 mc anziché 290.865 mc), potendo per il resto contare su ampi spazi verdi e comuni".



Figura 1 - Ecocittà prima e dopo.

www.ecocitta.com