

Le potenzialità energetiche della filiera del biometano nella provincia di Treviso

Si presentano i risultati di una ricerca nell'ambito del "progetto biometano Treviso", promosso dal Ministero dell'Ambiente e Coldiretti Provinciale. Lo studio è su un impianto da 710 Sm³/h di biogas che porta a una produzione netta di biometano di 390 Sm³/h. Viene coinvolta la viticoltura, che fa perno sul prosecco, l'orticoltura, che ha nel radicchio di Treviso il suo prodotto simbolo, e la zootecnia. Il biometano prodotto potrà essere utilizzato nella generazione elettrica e nei trasporti, con un tempo di ritorno dell'investimento di 4-5 anni

DOI 10.12910/EAI2014-83

■ G.F. Clemente, F. Faraon, D. Gavagnin, D. Pace, V. Piccolotto, E. Ricca, S. Valenti

Introduzione

Il 31 luglio del 2012 si è svolta presso la Commissione attività produttive della Camera dei deputati una audizione del sottosegretario del Ministero dell'Ambiente, Tullio Fanelli, sul tema della crisi della raffinazione dei prodotti petroliferi per i trasporti. Tra le soluzioni prospettate dal Sottosegretario, un ampio ruolo è stato attribuito all'utilizzo del biometano, la cui disponibilità nazionale è stata stimata fino a 8 miliardi di metri cubi/anno, circa il 9,5% dei consumi attuali. Con l'utilizzo del biometano sarebbe in linea teorica possibile raggiungere l'obiettivo del 10% di biocarburanti senza ricorrere ad importazioni di biocarburanti e biomasse. Lo sviluppo dell'utilizzo del biometano, per avere successo, dovrebbe avvenire su base contrattuale e non fisica, con l'immissione in rete e il ritiro in punti di riconsegna diversi.

È su questi presupposti che è stato poi definito il decreto del Ministero dello Sviluppo economico del 5 dicembre 2013, che ha definito le incentivazioni per l'immissione del biometano in rete, per il suo utilizzo per la produzione di energia elettrica e per l'uso diretto nelle autovetture.

Contesto europeo e prospettive tecnologiche

In ambito europeo il mercato del biometano, in grande sviluppo sia per motivi ambientali sia per esigenze di sicurezza energetica, vede da una parte la Germania impegnata prevalentemente nell'immissione in rete e dall'altra un gruppo di Paesi – Austria, Svizzera, Svezia, Olanda – che lo utilizzano prevalentemente per l'autotrazione.

Il principale mercato del biometano

da produzioni agricole è in ogni caso quello tedesco, con una strategia basata su impianti di produzione di grande taglia. Il biometano immesso in rete è prevalentemente destinato alla cogenerazione ad alto rendimento, anche

■ Gian Felice Clemente
Ecoinnova

■ Francesco Faraon
Coldiretti Treviso

■ Diego Gavagnin
Energia Media

■ Daniele Pace, Eveline Ricca,
Sofia Valenti
Altran Italia

■ Vigilio Piccolotto
Consigliere comunale Paese (Treviso)

Contact person: Gian Felice Clemente
g.clemente@igeam.it

se la prima stazione di servizio per le autovetture a biometano fu inaugurata in questo Paese già nel 2006.

A fine 2013 in Europa erano in funzione 230 impianti di upgrading da biogas a biometano (uno solo sperimentale in Italia) la cui produzione di circa un miliardo di metri cubi/anno è destinata per circa il 70% all'immissione nella rete del gas naturale. Dal punto di vista tecnologico non è ancora emersa una tecnologia dominante per l'upgrading; la diversità di soluzioni appare più legata alla dimensione degli impianti che ad aspetti di efficienza tecnica.

Grande interesse sta sollevando la possibilità di passare da biometano a gas naturale liquefatto (GNL) per la raccolta impianto per impianto e poi l'utilizzo come combustibile marittimo e per il trasporto pesante di terra. La ricerca in ambito europeo sta anche valutando l'upgrading diretto da biogas a LBM (liquid bio-methane).

Un territorio vocato alla produzione di biomassa di risulta da cicli produttivi agricoli

L'attuale contesto di crisi economica sta aggredendo le imprese agricole soprattutto in termini di mercato, causa un insufficiente riconoscimento della qualità dei prodotti agricoli ed elevati costi di gestione dei processi produttivi, soprattutto materie prime, costi energetici, costi legati alla disponibilità dei terreni.

Quello della disponibilità dei terreni, in particolare, è un grave problema in provincia di Treviso: dal 2000 al 2010 sono andati perduti all'attività agricola ben 11.000 ettari di terreno al ritmo di

1.100 ettari all'anno sottratti dalla costruzione di infrastrutture importanti, come il passante di Mestre e da altre meno importanti, come l'eccessivo numero di centri commerciali e connesse aree di servizio.

Anche gli usi alternativi alla produzione di cibo, come gli usi energetici, hanno sottratto terreno all'agricoltura: si calcola che almeno 5.000 ettari all'anno, in provincia di Treviso, siano dedicati alle colture energetiche da biomassa sottraendo terreno alle aziende zootecniche costrette a sottoscrivere contratti di affitto assolutamente diseconomici. Coldiretti è convinta che il terreno agricolo sia necessario per produrre il fieno, l'orzo, il mais che servono per fare il latte italiano, i formaggi italiani, la carne italiana.

L'agricoltura trevigiana tuttavia ha molti punti di forza grazie a produzioni di eccellenza come la viticoltura, che fa perno sul prosecco, l'orticoltura, che ha nel radicchio di Treviso il suo prodotto simbolo, e la zootecnia da latte e da carne.

È una provincia a forte vocazione agricola che però, in un territorio sempre più antropizzato, deve fare i conti con la gestione sempre difficile e costosa dei residui di produzione: i tralci di potatura per la viticoltura pedemontana, i reflui zootecnici in tutto il territorio provinciale, le foglie del radicchio nell'area di produzione a sud di Treviso.

Date le premesse, ci si è posti la seguente domanda: è possibile organizzare una filiera territoriale di sottoprodotti (scarti di produzione, biomassa di risulta dei cicli produttivi) che oggi costituiscono un problema e un costo per le aziende e valorizzarli dal punto

di vista energetico?

Se fosse possibile, i vantaggi sarebbero importanti, tra cui:

- limitare il consumo di terreno destinato alle produzioni agricole destinate alla produzione di energia;
- ridurre i costi di produzione delle aziende dando valore ai sottoprodotti;
- produrre energia pulita, con riduzione di CO₂ e PM10, a partire da biomassa agricola di risulta delle produzioni agricole e agroindustriali.

Il progetto Biometano di Treviso

Da queste premesse è nato, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente, il progetto Biometano di Treviso, uno studio per analizzare il potenziale di una filiera territoriale per la produzione di biometano in un territorio particolarmente vocato alla produzione di biomassa residuale.

Il processo è vantaggioso perché, partendo da materia organica di scarto, si ottiene energia rinnovabile sotto forma di un gas combustibile ad elevato potere calorifico e a limitato impatto ambientale durante la fase del suo utilizzo (emissioni nette di CO₂ quasi zero).

Il biometano come soluzione alternativa ai combustibili tradizionali, dunque, verrebbe ad essere una opportunità in più per ridurre il problema dell'inquinamento dell'aria, considerate le ridotte emissioni di inquinanti rispetto ai combustibili fossili di riferimento, in particolare per l'autotrazione.

I risultati dell'analisi conoscitiva hanno confermato che in provincia di Treviso ci sono aree, ben circoscritte,

particolarmente ricche di biomassa utile a cui destinare gli investimenti, riducendo allo stesso tempo i costi di trasporto: sono aree in cui insistono allevamenti zootecnici con ampia disponibilità di reflui integrabili con matrici diverse come la biomassa di risulta della produzione del radicchio di Treviso.

In questi territori esistono già degli impianti di biogas attivi che possono essere ulteriormente potenziati per destinare una parte della produzione energetica al biometano: in questo senso sono stati attivati incontri con le aziende e con le amministrazioni comunali, intenzionalmente coinvolte in un processo che riteniamo virtuoso e utile per tutta la comunità.

Oggi siamo impegnati nella costruzione della filiera: selezionato il territorio da cui proviene l'offerta di biomassa in funzione dell'ubicazione delle possibili utenze (georeferenziazione per riduzione del costo trasporto), individuata la tipologia dell'impianto ed il suo dimensionamento, si tratta di verificare la fattibilità economico-finanziaria, sulla base dei singoli progetti aziendali e delle relative disponibilità finanziarie.

Successivamente sarà necessario perfezionare gli accordi per l'attivazione della filiera basati su criteri di regolarità di fornitura della biomassa, equità del prezzo di scambio, utilizzo dei prodotti finali e dei sottoprodotti (digestato), giusta ripartizione utili e costi.

Oggi il territorio della provincia di Treviso dispone di uno strumento operativo che può guidare gran parte delle scelte nel campo delle agroenergie.

Al momento, Comuni e aggregazioni di Comuni stanno predisponendo

i vari PAES (Piani d'Azione per l'Energia Sostenibile) che prevedono la promozione di azioni e progetti agroenergetici; lo studio di fattibilità di Coldiretti Treviso, realizzato in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente, vi entra di diritto in forza della sua immediata cantierabilità.

Risultati dello studio: dalla fattibilità ai progetti e agli investimenti

Dalla combinazione dei dati emersi dallo studio dell'offerta di biomassa disponibile nella provincia di Treviso, dall'analisi della domanda di energia (e di metano in particolare) nei vari ambiti di interesse e dal censimento, nel territorio in esame, delle strutture a supporto della domanda di biometano è stato possibile individuare i presupposti e le condizioni per la formazione di potenziali filiere biogas/biometano tenendo conto di alcuni aspetti molto importanti:

- la necessità di far sì che lo sviluppo di impianti bioenergetici sia elemento di integrazione e non di competizione con le filiere agricole tradizionali;

- la necessità di favorire l'utilizzo di biomasse locali (filiera corta).

Mediante la sovrapposizione dei dati riguardanti le strutture legate alla distribuzione di metano, gli impianti di biogas esistenti ed i distributori di metano presenti nel territorio provinciale, è stato possibile definire la localizzazione geografica ottimale per la strutturazione di una filiera di biometano. Utilizzando il criterio selettivo della filiera corta è stato ristretto il campo di identificazione dei bacini idonei.

Per una stima complessiva del potenziale di biogas disponibile nel territorio provinciale di Treviso, sono stati presi in esame i dati riferiti alla resa di biogas da: frazione organica del rifiuto solido urbano, reflui zootecnici, scarti vegetali da residui colturali, verde pubblico e colture energetiche impiantate su terreni a riposo (Tabella 1).

Dalla Tabella 1 si evince che la stima totale di biogas da biomasse per il territorio provinciale di Treviso è di 85.579.000 m³ annui.

La sovrapposizione della disponibilità di potenziale di biogas e delle restrizioni territoriali applicate sulla rete di distribuzione, sugli impianti e

Fonte biomassa	Quantità m ³ /anno
Frazione organica del rifiuto solido urbano	7.300.000
Reflui zootecnici	62.000.000
Scarti vegetali da residui colturali	1.079.000
Verde pubblico	2.300.000
Colture energetiche su terreni a riposo (es. <u>triticale</u>)	12.900.000
TOTALE	85.579.000

TABELLA 1 Potenziale di biogas totale

Fonte: elaborazione Altran su dati: Istat 2010, AIEL ITALIA, SIT-Veneto 2012, C.R.P.A. Reggio Emilia, AVEPA, Coldiretti, Piccinini et al. 2007, ENAMA

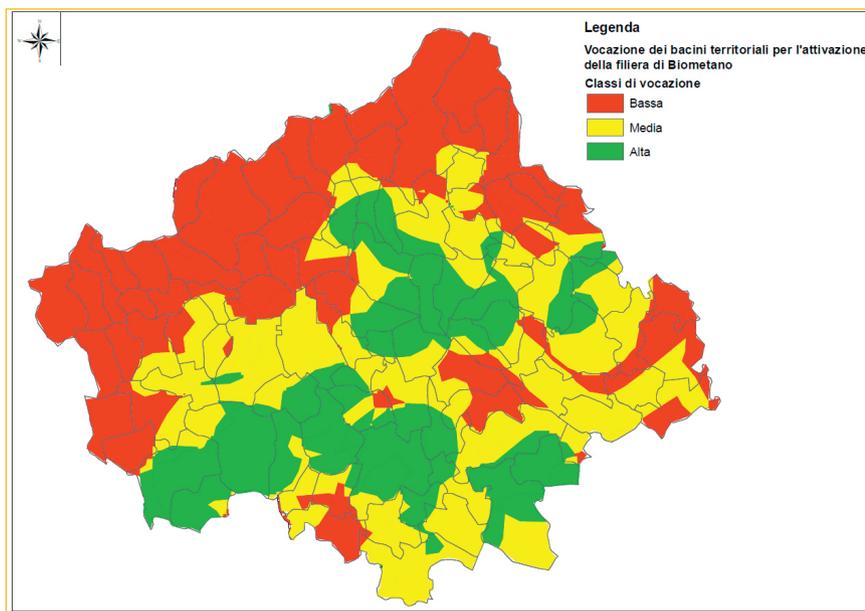


FIGURA 1 Vocazione dei bacini territoriali della Provincia di Treviso per la filiera biometano
 Fonte: <http://www.gie.eu.com/>; Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

sui distributori di metano ha prodotto l'identificazione delle aree maggiormente vocate alla nascita di una filiera di biometano.

Sono state identificate 3 classi di vocazione (Alta, Media e Bassa) che tengono conto della combinazione dei diversi fattori in esame. Dallo studio è emerso che nella provincia di Treviso sono presenti due bacini territoriali con una classe di vocazione Alta e per questo potenzialmente idonei alla localizzazione geografica della filiera. Tali bacini, Riportati in Figura 1, sono definiti Treviso 1 e Treviso 2.

Il bacino di Treviso 1

Questo articolo limita l'analisi al bacino Treviso 1, il più vocato alla filiera del biometano, all'interno del quale sono compresi i Comuni di Carbo-

nera, Casier, Castelfranco Veneto, Istrana, Monastier di Treviso, Paese, Resana, Roncade, Trevignano, Treviso, Veduggio e Villorba.

Di seguito si riporta il potenziale annuale di biogas per i Comuni compresi nei bacini identificati.

Nel dimensionare il bacino di Treviso 1 si è ipotizzato che non venisse utilizzata la frazione organica del rifiuto solido urbano, con l'intento di immaginare un percorso autorizzativo più agevole rispetto all'utilizzo di rifiuto. Si è altresì ipotizzato di ridurre l'utilizzo di liquame al 40% della disponibilità, per disporre di un mix di alimentazione del reattore più idoneo.

Con tali ipotesi riportate, la Tabella 2 sintetizza il dimensionamento teorico dell'impianto riferibile al bacino di Treviso 1.

Sono stati ipotizzati 2 impianti a se-

mi-umido della potenzialità di circa 8.150.000 m³ di biogas, aventi ciascuno il seguente dimensionamento (Tabella 3).

La quantità di azoto contenuta nel digestato non subisce, al termine del processo, grandi variazioni rispetto al dato in ingresso. In via cautelativa, con le ipotesi adottate, la quantità di azoto riferibile al digestato dell'impianto in questione è approssimativamente pari a 4.102 tonnellate all'anno.

Ciò si riflette sulla necessaria disponibilità di terreno sul quale effettuare l'aspersione del digestato. Ipotizzando un carico massimo di circa 170 kg N/anno, risulterebbero necessari circa 24.129 ettari di terreno agricolo per entrambi gli impianti.

L'impianto di digestione anaerobica potrebbe essere costituito da un sistema a sviluppo orizzontale, meglio adattabile alla fermentazione di substrati con tenore di sostanze solide più elevate. Si ipotizza un fermentatore primario e un fermentatore secondario per poter meglio regolare le fasi acidogene e metanogene. È possibile ipotizzare per la separazione del volume destinato al digestore primario in due parti, ottenendo due digestori in parallelo.

I fermentatori principali CSTR (continuously stirred tank reactor) sono moduli orizzontali operanti in ambiente mesofilo. La presenza di una coclea miscelatrice orizzontale consente di mescolare ininterrottamente l'intero volume nei contenitori. I liquidi sono raccolti in una vasca di pre miscelazione e convogliati da una pompa nei fermentatori principali. Le materie solide (biomassa da colture dedicate e letame) sono brevemente triturate e poi mescolate e immagazzinate in un

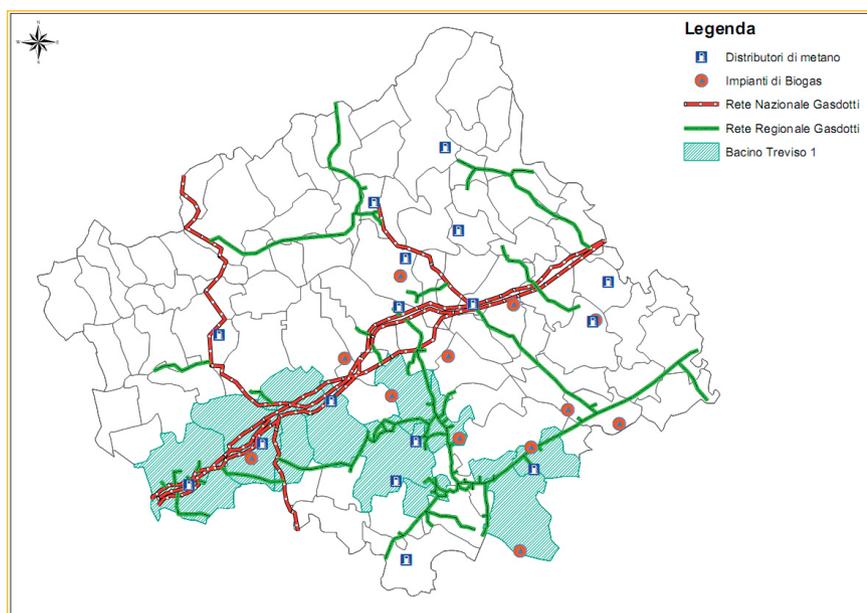


FIGURA 2 Bacino Territoriale Treviso 1

Fonte: <http://www.gie.eu.com/>; Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale (PTCP)

Comune	Letame (m ³)	Liquame (m ³)	Sfalci vegetali (t)	Radicchio (t)	Colture energetiche (t)	Totale biomassa (t)	Produzione Biogas totale (m ³)
Carbonera	10.873	1.573	350	577	231,7	7.081	917.868
Casier	2.839	67	379	521	35	.138	232.597
Castelfranco Veneto	22.744	13.943	1.082	341	1034,6	25.498	2.115.406
Istrana	6.432	15.131	168	253	328,3	18.453	922.953
Monastier di Treviso	33.005	6.335	194	-	330,4	20.062	2.240.256
Paese	18.596	14.276	683	202	1088,15	23.687	1.765.097
Roncade	17.583	16.704	456	171	2044,35	26.409	1.869.605
Trevignano	13.519	9.818	229	111	45,15	15.610	956.656
Treviso	11.510	2.534	3.205	2.447	1448,65	14.239	1.523.094
Vedelago	32.432	35.991	240	-	1545,25	50.749	3.459.013
Villorba	475	689	587	148	836,15	2.450	325.458
Totale	170.008	117.061	7.575	4.771	8.968	206.377	16.328.002

TABELLA 2 Biogas potenziale del bacino Treviso 1

Fonte: elaborazione Altran su dati: Istat 2010, AIEL ITALIA, SIT - Veneto 2012, C.R.P.A. Reggio Emilia, AVEPA, Coldiretti, Piccinini et al. 2007, ENAMA

apposito miscelatore.

Dal fermentatore primario, il substrato passa in quello secondario, dove si completa il processo di digestione in condizioni termofile. Il fermentatore secondario è costituito da un fermentatore

verticale, dotato di agitatore a immersione.

Nei reattori primari sono immessi anche gli sfalci, le colture energetiche (triticale) e, nel periodo di produzione, gli scarti del radicchio. Una parte

di biogas prodotto dai digestori primari e dal digestore secondario viene trasportato tramite tubazioni a una piccola caldaia o gruppo elettrogeno il cui scopo principale è quello di produrre acqua surriscaldata a circa 120°C e raggiunge i digestori primari cedendo calore o tramite scambiatori di calore (acqua-fango).

Il volume complessivo dei reattori può stimarsi in circa 7.600 m³ dei quali circa i 2/3 sono costituiti dai digestori primari e la quota rimanente dal digestore secondario. Pertanto, poiché si è stimato che i digestori primari sono due operanti in parallelo, si ottengono i seguenti volumi:

- n. 2 reattori primari da 2.533 m³ ciascuno (mesofilo);
- n. 1 reattore secondario da 2.533 m³ (termofilo).

Poiché l'impianto produrrà circa 8.150.000 m³ di biogas, a questa produzione corrisponderà una perdita in peso del digestato di circa 10.480 t/anno. Pertanto, le circa 103.050 tonnellate di biomassa in ingresso, produrranno una quantità di digestato pari a circa 92.570 t.

La densità del digestato può assumersi circa pari all'unità.

La separazione tra fase liquida e solida permette di ottenere due correnti:

- 23.143 t/anno, solida nella quale si concentra circa il 30% dell'azoto totale, corrispondente a quello organico a lento rilascio;
- 69.428 t/anno di refluo liquido da utilizzarsi per fertirrigazione.

Poiché la fertirrigazione può farsi solo in alcuni periodi dell'anno in funzione della fase di crescita delle colture, occorre ipotizzare uno stoccaggio della fase liquida di 180 giorni, il che richiederebbe la realizzazione di vasche di

Biomassa	Quantità	U.M.
Letame	34.000	t/anno
Liquame	58.500	t/anno
Sfalci	3.750	t/anno
Radicchio	2.350	t/anno
Culture energetiche	4.450	t/anno
Totale	103.050	t/anno
	283	t/giorno
	19	camion/g (Liquame 35 t/camion, altro 15 t/camion, 240 gg)

TABELLA 3 Dimensioni dell'impianto

Voci di costo	Costo (€)	
Progettazione e pratiche autorizzative	38.000	2% costo impianto
Impianto produzione biogas (1)	1.900.000	
Impiantistica idraulica ed elettrica	161.500	8,5% costo impianto
Opere civili	95.000	5% costo impianto
Varie e imprevisti	95.000	5% costo impianto
Costo impianto upgrading (2)	1.550.000	(2.150 €/m ³ /h)
Totale	3.839.500	

TABELLA 4 Costi di investimento per l'impianto bacino Treviso 1 (con contributo delle colture energetiche dedicate)

stoccaggio di circa 34.714 m³. Stante il grande volume in questione, anche ipotizzando perdite per evaporazione, una alternativa potrebbe essere quella di formulare dei contratti con gli allevatori che riforniscono i reflui zootecnici per stoccare parte della componente liquida prodotta presso i propri siti. Tale alternativa si ritiene esperibile in considerazione del fatto che gli stessi allevatori potrebbero avere la analoga necessità di stoccare per un periodo di tempo significativo i liquami prodotti prima di poterli utilizzare per la fertirrigazione.

Upgrading del biogas

Considerata la potenzialità di circa 947 Sm³/h di biogas di ciascun impianto, è

ipotizzabile, al netto degli autoconsumi di biogas, una sezione in grado di produrre circa 400 Sm³/h.

Il biogas in uscita dagli impianti di digestione anaerobica può avere contenuti molto diversi di idrogeno solforato (H₂S) ed altri contaminanti (polveri, silossani, ammoniaca), in funzione delle matrici organiche e della tecnologia di digestione anaerobica impiegate.

Nel caso in esame il biogas in uscita dall'impianto in questione non dovrebbe contenere silossani in quanto questi si generano prevalentemente dalla digestione anaerobica della frazione organica del rifiuto solido urbano.

Il biometano, dopo raffreddamento, eventuale essiccamento ed odorizzazione, può essere immesso nella rete locale del gas naturale. La soluzione

che ha assorbito la CO₂ esce dal fondo dell'assorbitore e, dopo flash per recuperare eventuali frazioni di CH₄ disciolte per solubilità, alimenta una colonna di rigenerazione dove la CO₂ è liberata per stripping con vapore prodotto dalla stessa soluzione con una sorgente esterna di calore.

Tanto la sezione di produzione di biogas quanto quella di upgrading comportano il consumo di energia termica ed elettrica.

Per il consumo di calore, si può ipotizzare un dato che, in regime termofilo, porta a un consumo di biogas pari a circa il 25% del totale prodotto ovvero 2.037.500 Sm³/anno.

Il consumo elettrico per il funzionamento dei digestori, delle pompe e dei separatori in ciascuno dei due impianti, si ipotizza pari a circa 4,9 kWh/t di biomassa in ingresso. Ciò porta ad un consumo complessivo pari a circa 505 MWh/anno.

Per l'upgrading si ipotizzano:

- consumo energia elettrica: 0,22 kWh/Nm³ biogas
o (8.150.000 - 2.037.500)/1,056 x 0,22 = 1.273.438 kWh/anno
- consumo energia termica: -0,04 kWh/Nm³ biogas
o consumata: 0,31 kWh/Nm³ biogas
o recuperabile: 0,35 kWh/Nm³ biogas (acqua a 60 °C, per preriscaldamento biomassa in arrivo prima dell'ingresso digestori primari)

Bilancio economico

OPEX

La potenzialità dell'impianto come produzione di biogas corrisponde a circa 947 Sm³/h che, considerati gli autoconsumi per riscaldamento dei reattori, scende ad un valore netto

Voci di costo esercizio	€/anno
Acquisto triticale (17 €/t)	75.650
Spese trasporto biomassa (6 €/km viaggio) ⁽¹⁾	350.000
Operativi	240.000
Costi generali	30.000
Consumi energia elettrica biogas	65.000
Consumi energia elettrica upgrading	165.000
Costi manutenzione	59.000
Totale Costi esercizio	1.014.650

TABELLA 5 Costi operativi dell'impianto bacino Treviso 1 (con contributo delle colture energetiche dedicate)

Revenue	Q.tà	UM
Valore mercato bilanciamento GME	28,52	€/MWh
Valore mercato bilanciamento GME	0,28	€/Sm ³
Incentivo	0,28	€/Sm ³
Incremento 10% fino a 500 Sm ³ /h	0,31	€/Sm ³
Revenue specifica	0,588	€/Sm ³
Totale revenue annua immissione rete	1.976.783	€/anno

TABELLA 6 Revenue dell'impianto bacino Treviso 1 (con contributo delle colture energetiche dedicate)

Conto economico	€/anno
Costi annuali	1.014.650
Totale revenue annuale	1.976.783
Margine operativo annuo	962.133 □

TABELLA 7 Flusso di cassa del bacino Treviso 1 (con contributo delle colture energetiche dedicate)

di circa 710 Sm³/h. Considerando un tenore di metano nel biogas di circa il 55%, si ottiene una produzione netta di biometano pari a circa 390

Sm³/h, quindi inferiore alla soglia dei 500 Sm³/h per la quale il decreto biometano prevede un incremento sull'incentivo pari al 10%.

Revenue

In funzione della percentuale di interesse applicata, il tempo di ritorno attualizzato dell'investimento varia tra gli 4 e i 5 anni, come evidenziato nel diagramma di Figura 3. Occorre sottolineare come, anche dopo la cessazione dell'incentivo al termine dei 20 anni di esercizio, il prezzo di vendita minimo del gas per mantenere un bilancio annuale non negativo dovrà almeno essere pari al valore odierno 0,302 €/Sm³.

Nell'ipotesi di immissione in rete e sottoscrizione di contratto bilaterale con le stazioni di rifornimento di metano per autotrazione, la revenue teorica si innalzerebbe sensibilmente. Anche solo nell'ipotesi di riconoscimento di Certificati di Immissione al Consumo ogni 5 Gcal (CIC5) e nell'ipotesi di valorizzazione di ciascun CIC5 a 500 €, la revenue annuale si innalzerebbe di oltre 400.000 €, riducendo ulteriormente i tempi di ritorno dell'investimento. È però plausibile che solo una quota del biometano prodotto possa essere contrattualizzato per la fornitura dei distributori di carburante. In tale caso, l'incremento ipotizzato si ridurrebbe proporzionalmente.

Conclusioni

Lo studio qui illustrato ha chiaramente dimostrato la rilevanza dell'opportunità rappresentata per l'Italia della produzione di biometano; basti pensare che il volume potenziale è equiparabile alla produttività dei giacimenti nazionali, e quindi capace di raddoppiare la nostra autoproduzione. Ovviamente si ridurrebbe parallelamente il costo delle importazioni.

Più interessante ancora è che la pro-

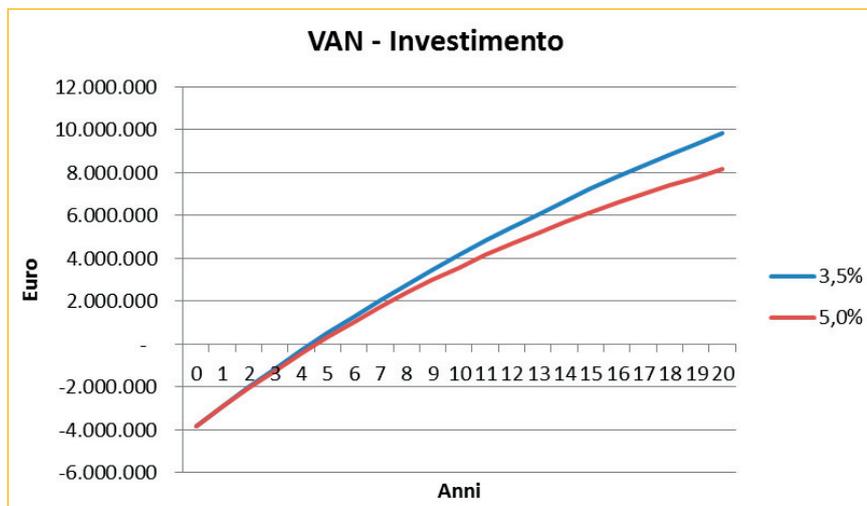


FIGURA 3 Valore economico dell'investimento

duzione di biometano da biogas è intrinsecamente collegata alle varie realtà agricole territoriali e quindi valorizza il contesto socio economico locale, rafforzando non solo l'identità e la personalità delle produzioni di qualità ma anche la cura del contesto geo-agro-forestale, in una parola la sicurezza del territorio di fronte agli sconvolgimenti del cambiamento climatico. La caratteristica del biometano di essere per definizione a "km zero", ne favorisce la destinazione trasportistica, non solo per le normali autovetture, ma anche per le macchine movimento terra. Si chiude con questi impieghi il ciclo di qualità ambientale totale; la produzione di biometano è infatti ad impronta ecologica nulla, e va a sostituire gasoli e benzine che al contrario sono tra i principali inquinanti atmosferici. Ultimo, ma non tra-

scurabile, il rafforzamento patrimoniale delle aziende agricole, che hanno la possibilità di guardare con maggiore tranquillità al futuro e quindi operare scelte efficienti mirate ad una sempre maggiore qualità dei prodotti e della loro commercializzazione.

Ma se tutti questi sono i vantaggi, cosa si aspetta per farne una filiera tecnologica trainante per il Paese? Semplice, prevale, come troppo spesso nel nostro Paese, la difesa delle rendite storiche, l'incapacità di innovare, la paura del cambiamento. L'arma si chiama burocrazia, attenta ai formalismi, indifferente al rispetto sostanziale delle decisioni politiche.

In questo caso mancano delle norme tecniche, fondamentali, come le caratteristiche del biometano da immettere nelle reti e l'ammontare dell'incentivo per quello utilizzato nei trasporti. Nor-

me previste dal decreto legislativo di promozione delle fonti rinnovabili, n. 28 del marzo 2011, provvedimento di 42 mesi fa, 3 anni e mezzo fa! Adesso si dice che queste norme è inutile farle, perché ne stanno per uscire di nuove a livello europeo!

La risposta della burocrazia, allineata, come deve essere, agli obiettivi strategici decisi a livello politico, invece di essere l'adozione di norme urgenti anche se provvisorie, pronti a sostituirle, è invece quella di fermare tutto, indifferenti all'impossibilità degli investitori di costruire business plan attendibili da presentare alle banche.

Tutto questo come se non si conoscessero le caratteristiche del metano che già viaggia nelle nostre reti o non si fosse in grado di fissare il valore di sostituzione di gasolio e benzina, già abituale nel caso di etanolo e biodiesel. In questa incertezza, le aziende agricole e gli altri investitori interessati si demotivano e si orientano verso altri tipi di investimento, mentre il perdurare della crisi economica riduce sempre più la propensione a fare impresa.

Gian Felice Clemente
Ecoinnova

Francesco Faraon
Coldiretti Treviso

Diego Gavagnin
Energia Media

Daniele Pace, Eveline Ricca, Sofia Valenti
Altran Italia

Vigilio Piccolotto
Consigliere comunale Paese (Treviso)

note

[1] La digestione anaerobica dei rifiuti organici ed altre biomasse: la situazione e le prospettive in Italia, Sergio Piccinini, Centro Ricerche Produzioni Animali – CRPA S.p.A., Reggio Emilia Membro del Comitato Tecnico del CIC, pag 15.