



ASSOLOMBARDA

La filiera del biometano: strumenti, meccanismi di funzionamento e opportunità

RICERCA

N°01/2020

A cura dell'Area

Industria, Energia e Innovazione

A cura del Gruppo di Lavoro Biometano di Assolombarda

Vittoria Catalano (Assolombarda), Valeria Magnolfi (Assolombarda), Alessandro Alberto Bonvini (Snam), Paolo Bugatti (Cannon), Guido Ceccherelli (Effegi Consulting), Simona D'Angelosante (Snam), Annalisa Del Pia (Maire Tecnimont), Gaetano Iaquaniello (NextChem), Andrea Lanuzza (Gruppo CAP), Paolo Masserdotti (A2A Ambiente), Fabio Medici (Eni), Lorenzo Mottura (Edison), Renato Ornaghi (Energy Saving), Ettore Piantoni (Comat Servizi Energetici), Paolo Rocchi (Eni), Maura Sacco (A2A), Viviana Tonietti (A2A).

Il paragrafo 5.2 è stato elaborato grazie al contributo di:

SAPIO Produzione Idrogeno Ossigeno Srl, SOL Spa, Linde Gas Italia Srl e AIR LIQUIDE ITALIA Spa.

I casi di studio rappresentati nel paragrafo 4.5 sono stati gentilmente forniti da:

ACEA Pinerolese Industriale Spa, Gruppo CAP.

La presente ricerca è stata finalizzata grazie al contributo del Gruppo di Lavoro Biometano di Assolombarda.

Questo Gruppo di Lavoro è stato promosso dal Gruppo Tecnico Energia di Assolombarda, che presiede in quanto Vice Presidente di Assolombarda con delega all'Energia, Centro Studi, Sviluppo delle Filiere e Cluster, con l'obiettivo di esplorare il potenziale di sviluppo del biometano, insieme alle sue ricadute economiche e sociali. Il Gruppo tecnico Energia in questi mesi ha prestato grande attenzione ai temi della transizione energetica e di come questa dovrà realizzarsi. Tra i temi di approfondimento legati a questo particolare contesto è stato individuato il biometano.

Al gruppo di lavoro hanno preso parte diversi operatori, posizionati eterogeneamente lungo la filiera ma accomunati dall'intento di approfondire la tematica del gas rinnovabile e delle potenziali opportunità ad esso correlate. Riferendosi al territorio in cui operano, i membri del gruppo di lavoro hanno dunque analizzato le condizioni al contorno, dai vincoli tecnologici a quelli normativi, e le prospettive future, del percorso di decarbonizzazione delineato dalla policy europea.

Il documento offre così un punto di vista concreto e sfaccettato. Il successo di questa collaborazione riflette a mio avviso il potenziale risultato della sinergia tra le aziende pronte a inserirsi vantaggiosamente nella green economy, orientandosi alla sostenibilità e all'innovazione dei loro business usuali. La transizione energetica, infatti, rappresenta un'opportunità economica senza precedenti per gli attori della filiera che ne sapranno cogliere le potenzialità. Un settore energetico coeso, che condivide una direzione di sviluppo e si adopera per conseguire i target ambientali, può superare i competitor europei e interloquire positivamente con i policy maker, dimostrando il suo impatto sulla società.

Secondo le riflessioni elaborate congiuntamente, l'analisi si conclude infatti con alcune indicazioni rivolte ai decisori politici, che ci auguriamo possano essere prese in considerazione, in quanto espressione di stakeholder del settore, consapevoli delle dinamiche di mercato e degli aspetti tecnologici.

Fabrizio Di Amato
Vicepresidente Energia, Centro Studi,
Sviluppo delle Filiere e Cluster

INDICE

| | | |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | INTRODUZIONE | 5 |
| 2 | SCENARIO DI RIFERIMENTO | 7 |
| 2.1 | Scenario europeo | 7 |
| 2.2 | Principali driver di diffusione..... | 9 |
| 2.3 | Aspetti ambientali – riduzione emissione gas climalteranti nel settore dei trasporti | 10 |
| 3 | ASPETTI NORMATIVI E PROCEDURALI..... | 13 |
| 3.1 | Decreto interministeriale 2 marzo 2018 | 14 |
| 3.2 | Procedure di allacciamento alla rete di trasporto..... | 17 |
| 3.3 | Ostacoli normativi e interpretazione Procedure GSE al Decreto 2 marzo 2018 | 19 |
| 3.4 | Accettabilità sociale degli impianti biometano da FORSU | 21 |
| 4 | FONDAMENTI TECNOLOGICI E APPLICAZIONI..... | 22 |
| 4.1 | Tecnologie di Upgrading..... | 22 |
| 4.1.1 | Assorbimento | 22 |
| 4.1.2 | Separazione a membrana..... | 25 |
| 4.1.3 | Separazione criogenica..... | 25 |
| 4.2 | Liquefazione | 26 |
| 4.3 | Logistica del biometano..... | 26 |
| 4.4 | Costi di investimento e gestione per impianti di upgrading | 27 |
| 4.4.1 | Stima dei costi di investimento e di quelli gestionali | 27 |
| 4.5 | Casi di studio..... | 28 |
| 4.5.1 | Biometano da fanghi di depurazione: l’esperienza del Gruppo CAP | 28 |
| 4.5.2 | Biometano da FORSU: il caso di Acea..... | 29 |
| 5 | OPPORTUNITÀ DI SVILUPPO DELLA FILIERA | 30 |
| 5.1 | Sviluppo e potenzialità del biometano in Italia | 30 |
| 5.2 | Potenziale sul sistema industriale | 33 |
| 5.2.1 | Tecnologie di upgrading | 34 |
| 5.2.2 | Destinazione d’uso dell’anidride carbonica..... | 34 |
| 5.2.3 | Modelli di business | 34 |
| 5.2.4 | Mercato odierno..... | 35 |
| 6 | CONCLUSIONI | 36 |
| 6.1 | Considerazioni emerse dal Gruppo di Lavoro Biometano di Assolombarda..... | 36 |
| 7 | APPENDICE - LISTA DI NORME INERENTI AL BIOGAS/BIOMETANO | 38 |
| 8 | RIFERIMENTI | 39 |

1 Introduzione

Il biogas è una miscela prevalentemente composta da anidride carbonica e metano, prodotta da un processo di degradazione in assenza di ossigeno (digestione anaerobica) di sostanze organiche a opera di alcune tipologie di batteri. Attraverso un processo di *upgrading*, il biogas può essere trasformato in biometano: un combustibile del tutto assimilabile al gas naturale e pertanto già disponibile per l'immissione nelle attuali infrastrutture gas e perfettamente utilizzabile per autotrazione, per la power generation (sistemi di cogenerazione) e per tutti gli usi finali industriali e civili.

Diversi sono i vantaggi riconducibili al biometano.

In primo luogo, rappresenta una fonte energetica rinnovabile e sostenibile, perché prodotto da biomasse pressoché inesauribili, che nel loro ciclo di vita incorporano il carbonio presente nell'atmosfera. Il suo consumo evita così di liberare il carbonio sequestrato nei giacimenti di combustibili fossili, minimizzando le emissioni di gas climalteranti.

Può essere considerato come una "fonte diversificata", producibile da una pluralità di substrati di partenza, provenienti dal settore agricolo e agroindustriale, nonché dal ciclo dei rifiuti urbani ed industriali.

Nel settore agricolo, il biometano può essere prodotto a partire da sottoprodotti, effluenti zootecnici e colture vegetali ottenute da terreni marginali o non idonei alla produzione di colture alimentari ovvero mediante colture di integrazione in rotazione a colture alimentari. Riducendo i costi di smaltimento degli scarti organici e limitando al massimo il ricorso alle monoculture per la produzione di energia, contribuisce allo sviluppo di un comparto agricolo competitivo e rispettoso dell'ambiente. Attraverso tecniche di efficientamento del suolo (1), nel rispetto della biodiversità e della funzione di stoccaggio del carbonio svolta da foreste e terreni coltivati, il biometano agricolo può inoltre ridurre in modo significativo le emissioni del settore che rappresentano oltre il 14% delle emissioni complessive di gas climalteranti (in Italia il 7%).

La produzione di biometano a partire dalla frazione organica del rifiuto solido urbano (FORSU), proveniente dalla raccolta differenziata e dagli scarti dell'industria agroalimentare, è invece un classico esempio di economia circolare del *biowaste*. Si tratta di un processo che trasforma i rifiuti in prodotti ad alto valore aggiunto (compost e biometano), incrementando la sostenibilità dell'intero ciclo.

Per ultimo, la produzione di biometano da fanghi di depurazione, trasforma un processo industriale che, nel suo schema convenzionale, è ormai poco sostenibile e energivoro, in un ciclo virtuoso, riutilizzando ciò che già si produce e valorizzandolo nell'ottica della bioraffineria.

Il biometano è in grado di assicurare fin da subito una forte sinergia con le infrastrutture del gas esistenti, in quanto già idoneo all'immissione in rete. Rappresenta così un elemento cruciale nell'individuazione di soluzioni di decarbonizzazione di medio-lungo periodo.

Una delle peculiarità del biometano come fonte rinnovabile risiede nel suo utilizzo, che può avvenire in modo:

- flessibile, perché impiegabile come combustibile in tutti gli usi energetici (trasporti, industria, generazione elettrica, *heating&cooling* e *cooking*) e come materia prima per produrre biomateriali e biochemicals;
- programmabile, essendo del tutto assimilabile al gas naturale e quindi compatibile con le infrastrutture di trasporto e gli stoccaggi esistenti, utilizzabile nelle diverse e mutevoli condizioni territoriali e temporali della domanda di energia in ogni settore d'uso. In futuro, potrà partecipare al mercato di scambi transfrontalieri.

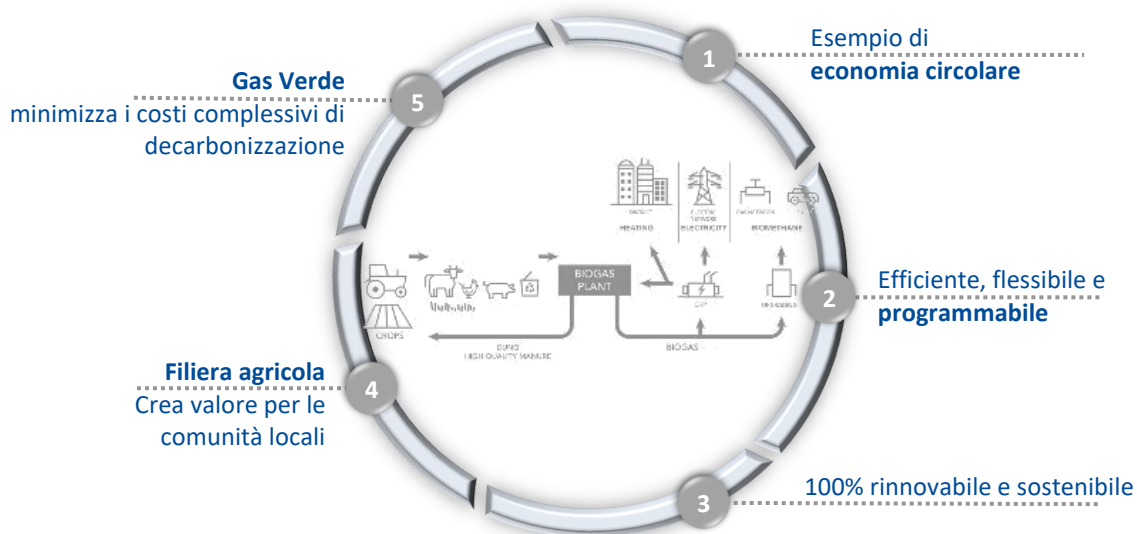


Figura 1 Elementi a favore del biometano da filiera agricola

Relativamente al risparmio economico che può derivare dall'utilizzo del biometano, lo studio condotto dal consorzio Gas for Climate (2), che riunisce sette Operatori di Sistema europei di primo piano nel trasporto di gas naturale¹, ha illustrato il piano per raggiungere il target di decarbonizzazione osservando l'importanza della combinazione fra gas rinnovabile ed elettricità da rinnovabili ai fini di contenere i costi della transizione energetica. Il trasporto e l'utilizzo di gas rinnovabile tramite le attuali infrastrutture del gas troverebbe applicazione negli usi finali, in particolare nel settore dell'*heating* e *cooling* e dei trasporti su strada/marittimi (come GNC o GNL), e contribuirebbe alla produzione di energia elettrica affiancando le tradizionali fonti rinnovabili (eolico e solare). Lo studio rileva come, entro il 2050, sarebbe possibile aumentare la produzione di gas rinnovabile in Europa a più di 120 miliardi di metri cubi annui stimando che si possano generare benefici sociali quantificabili superiori a 1 euro/Sm³, raggiungendo quindi un risparmio annuo intorno ai 140 miliardi di euro rispetto a un sistema energetico futuro a emissioni zero che non tenga conto del contributo del gas (totale elettrificazione).

Tali caratteristiche rendono il biometano un elemento chiave nella transizione energetica verso un'economia a zero emissioni e può contribuire a ridurre i costi per il sistema energetico in quanto in grado di sfruttare infrastrutture (gas) esistenti, senza aggravio per la collettività (a differenza delle rinnovabili non programmabili quali vento e sole).

¹ (Snam, Enagás, Fluxys, Gasunie, GRTgaz, Open Grid Europe e TIGF) oltre a due associazioni di categoria attive nel settore del gas rinnovabile (Consorzio Italiano Biogas e European Biogas Association).

2 Scenario di riferimento

2.1 Scenario europeo

In linea con una crescente spinta globale verso un futuro di green energy, l'Unione Europea punta alla transizione verso un modello economico a basso contenuto di carbonio atto a garantire elevati standard di sostenibilità ambientale e sicurezza energetica.

In questo contesto di cambiamento, il biometano offre una soluzione ottimale dal punto di vista ambientale, come perfetto esempio di economia circolare.

Con la progressiva affermazione delle tecnologie per la produzione di biogas, a partire dal 2011 si registra un aumento consistente della quantità di biometano prodotto in Europa. In questo periodo, lo sviluppo della normativa di riferimento e i sistemi incentivanti, hanno infatti incrementato la domanda di mercato e stimolato il progresso tecnologico.

In particolare, il numero di impianti al 2017 è arrivato a circa 540 unità, in 15 paesi europei.

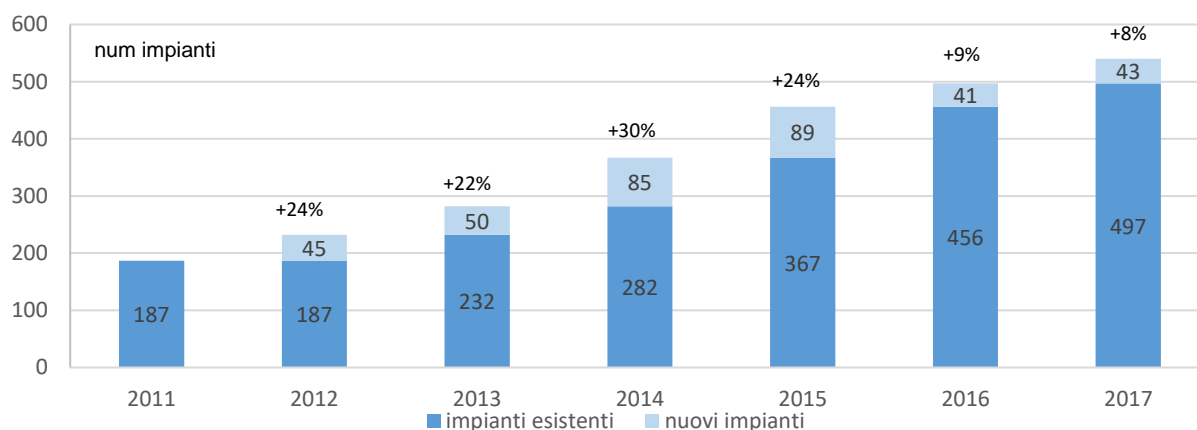


Figura 2 Evoluzione del numero di impianti di biometano in Europa - Elaborazione dati Assolombarda da EBA Statistical Report 2018

Nel 2017 il numero degli impianti di biometano in Francia è aumentato di 18 unità, per un totale di 44 impianti (3). Questo paese si propone un obiettivo ambizioso (1000 impianti che immettono biometano in rete entro il 2020), aggiudicandosi il primato nella crescita. La Germania, invece, non ha registrato alcuna crescita nel 2017, ma rimane di gran lunga il leader per numero di impianti installati (195), seguita dal Regno Unito con 92 impianti. Nel 2018 anche in Belgio, Italia, Estonia e Irlanda sono stati avviati i primi impianti di produzione.

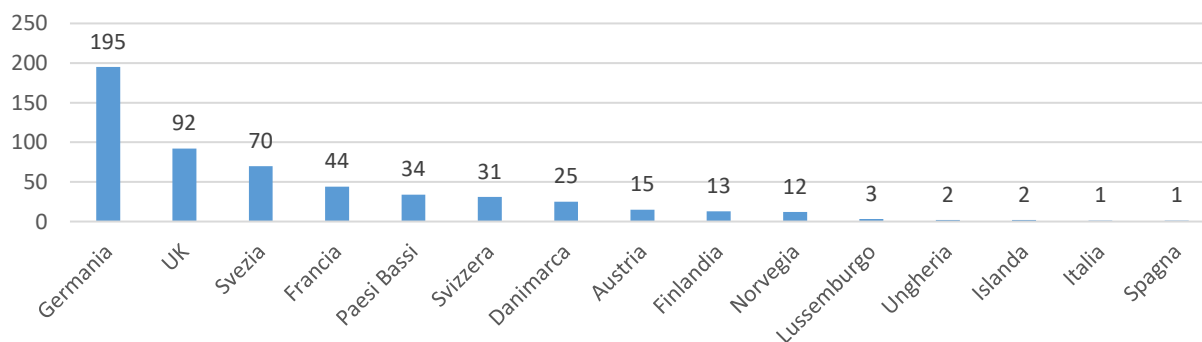


Figura 3 Distribuzione degli impianti di biometano in Europa @2017 - Elaborazione dati Assolombarda da EBA Statistical Report 2018

Analogamente, la produzione di biometano è stata caratterizzata da una crescita particolarmente intensa negli ultimi anni: la produzione è passata da 752 GWh nel 2011 a 19.352 GWh nel 2017, circa 1,9 miliardi di metri cubi, a fronte di un consumo di gas in Europa pari a circa 490 miliardi di metri cubi (3).

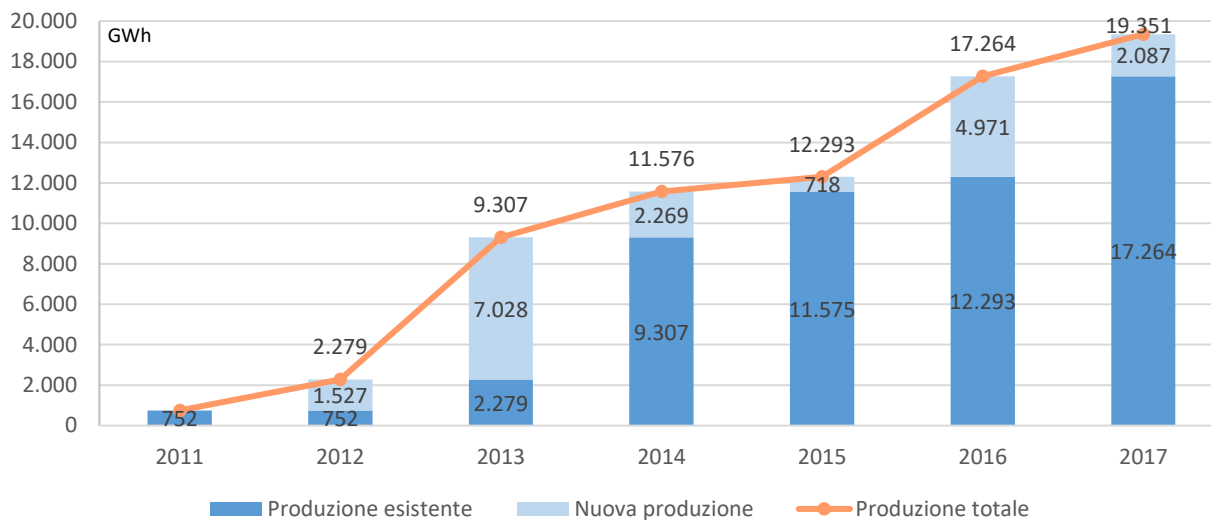


Figura 4 Evoluzione della produzione di biometano in Europa - Elaborazione dati Assolombarda da EBA Statistical Report 2018

Lo sviluppo della produzione di biometano in Europa è trainato dalla Germania, seguita da Regno Unito.

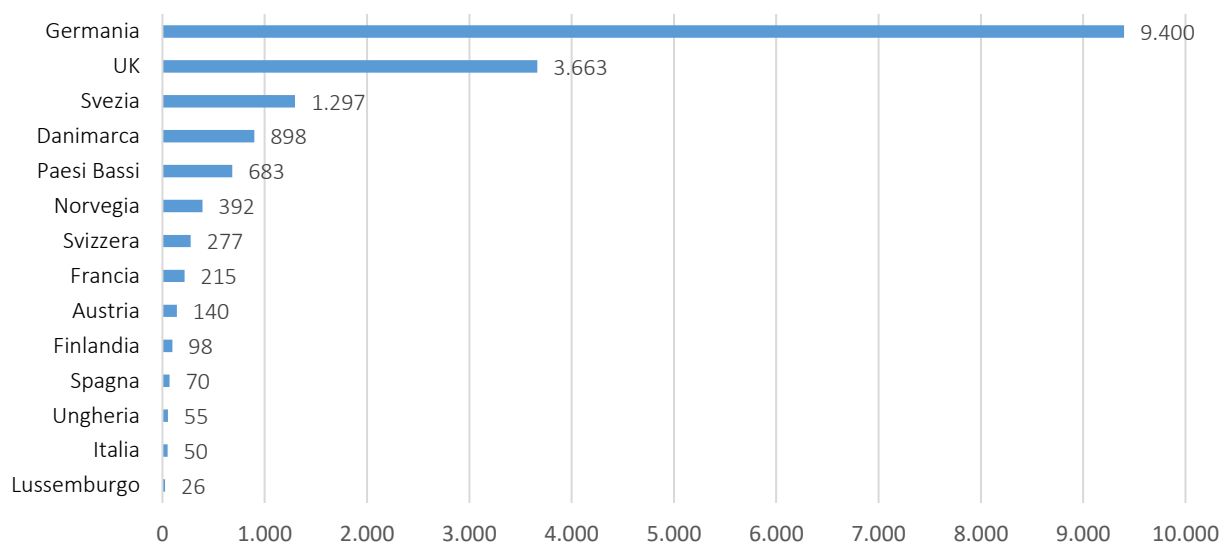


Figura 5 Produzione di biometano in Europa [GWh] @2016 - Elaborazione dati Assolombarda da EBA Statistical Report 2017

Le materie prime utilizzate per la produzione di biometano variano notevolmente da paese a paese. La Germania, ad esempio, ha una netta maggioranza di impianti a biometano proveniente da colture energetiche dedicate. Il caso tedesco rappresenta un'eccezione in Europa, in quanto la maggior parte dei paesi dell'UE utilizza residui agricoli (come Danimarca, Francia e Regno Unito), rifiuti (come Finlandia e Spagna), fanghi di depurazione (come Svizzera e Svezia) o una combinazione di essi.

Tra le possibili forme di utilizzo del biometano, l'uso nel settore trasporti è stato incoraggiato con politiche di incentivazione mirate, che hanno portato a risultati significativi in numerosi paesi del continente europeo (3) (4):

- In Germania sono 120 le stazioni di rifornimento di bio-GNC (100% biometano) e 170 quelle di miscele di biometano.
- In Finlandia, nel 2016, oltre un quarto della produzione di biometano è stata destinata ai trasporti.
- La Norvegia ha definito come obiettivo quello di raggiungere 1TWh di produzione di biometano entro il 2020, da destinare in gran parte al settore dei trasporti (bio-GNC o bio-GNL).
- In Svezia sono state installate 175 stazioni di rifornimento di bio-GNC e 6 stazioni di bio-GNL. Inoltre, nel 2017 l'88% del biometano prodotto è stato destinato al settore dei trasporti.
- I Paesi Bassi hanno una rete di oltre 150 stazioni di rifornimento di GNC. Inoltre, le aziende energetiche stanno iniziando ad offrire biometano alle famiglie. A tal fine, Gasunie, uno dei maggiori operatori del trasporto gas, sta lavorando all'implementazione di una piattaforma in cui i consumatori possono acquistare certificati che attestano la produzione di biometano per rendere verde l'uso del gas in casa.
- In Svizzera il biometano è utilizzato prevalentemente per la mobilità e nel 2015 oltre il 24% del combustibile gassoso era rappresentato dal biometano.

2.2 Principali driver di diffusione

Lo sviluppo della filiera del biometano in Europa è dovuto soprattutto alle normative, sia comunitarie che nazionali, e alle politiche di incentivazione, definite su base nazionale, che hanno favorito crescita e sicurezza degli investimenti a lungo termine.

Un rapporto pubblicato nell'agosto 2018 dall'EBA nell'ambito del progetto Biogas Action (3) suggerisce che il 70% della produzione di biogas nel 2016 è stata sviluppata grazie al principale regime di incentivazione previsto nel paese in questione. Lo studio individua un arco di tempo di tre anni necessario per poter percepire gli effetti di un sistema incentivante da quando esso viene applicato a quando si registra l'incremento nella produzione.

I due principali regimi incentivanti previsti a livello europeo sono la *Feed-in Tariff* e la *Feed-in Premium*. La prima forma di incentivazione, la più diffusa, prevede che ai produttori di energia da fonti rinnovabili vengano corrisposti prezzi fissi, superiori a quelli di mercato, per ciascuna unità di energia elettrica prodotta ed immessa nella rete per un determinato numero di anni. Tale meccanismo consente ai produttori di energia rinnovabile di pianificare investimenti su un orizzonte di lungo periodo. Il meccanismo della *Feed-in premium* prevede invece che ai produttori sia riconosciuto un premio fisso oltre al prezzo di mercato dell'energia.

Possono essere previsti ulteriori meccanismi a supporto delle fonti rinnovabili. È possibile ad esempio che a livello nazionale siano definiti obiettivi in termini di percentuale di penetrazione di determinate fonti energetiche. Nel caso del biometano questo corrisponde all'introduzione dell'obbligo, per i fornitori di benzina e gasolio, di immissione in consumo di biocarburanti, tali da consentire lo sviluppo l'intera la filiera e la riduzione delle emissioni in atmosfera del settore dell'autotrazione. Inoltre, le politiche di incentivazione possono prevedere l'introduzione di un sistema di Garanzie d'Origine (GO) atte a comprovare al consumatore finale l'origine rinnovabile del gas utilizzato. Vengono istituiti registri nazionali delle GO dove è possibile registrate le quantità di biometano iniettate, scambiate e vendute.

Questi sistemi di incentivazione possono essere accompagnati infine da politiche di esenzione fiscale o di priorità di dispacciamento per compensare l'elevata competitività delle altre fonti energetiche.

Gli incentivi a supporto della produzione del biogas e del biometano vengono definiti sia a livello europeo che nazionale, con una conseguente varietà di misure e una corrispondente gamma di risultati all'interno dei paesi dell'Unione Europea. Risulta fondamentale tuttavia, l'armonizzazione della regolazione e degli standard a livello europeo al fine di creare un mercato unico *cross-border* con un'unica piattaforma di scambio.

Oltre agli aspetti normativi e alle politiche di incentivazione, ad impattare in modo considerevole sullo sviluppo del mercato del biometano è l'accettazione di nuove tecnologie da parte dell'opinione pubblica e delle comunità locali. L'esperienza, soprattutto italiana, mostra infatti come i principali ostacoli alla diffusione degli impianti di biometano siano di carattere sociale. Nei territori interessati da un nuovo progetto spesso si formano movimenti di opposizione che coinvolgono comitati, associazioni ambientaliste, partiti politici e amministrazione pubblica. Risulta indispensabile che i soggetti pubblici e privati impegnati nella realizzazione di un impianto adottino da subito un modello di dialogo e coinvolgimento del territorio fondato sull'ascolto delle istanze e su una comunicazione trasparente.

La responsabilizzazione dei cittadini e delle imprese contro i cambiamenti climatici e loro impegno nella promozione di un'economia low carbon, stimolando la domanda di biometano, può infatti rivestire un ruolo di fondamentale importanza nel trainare questo processo di cambiamento.

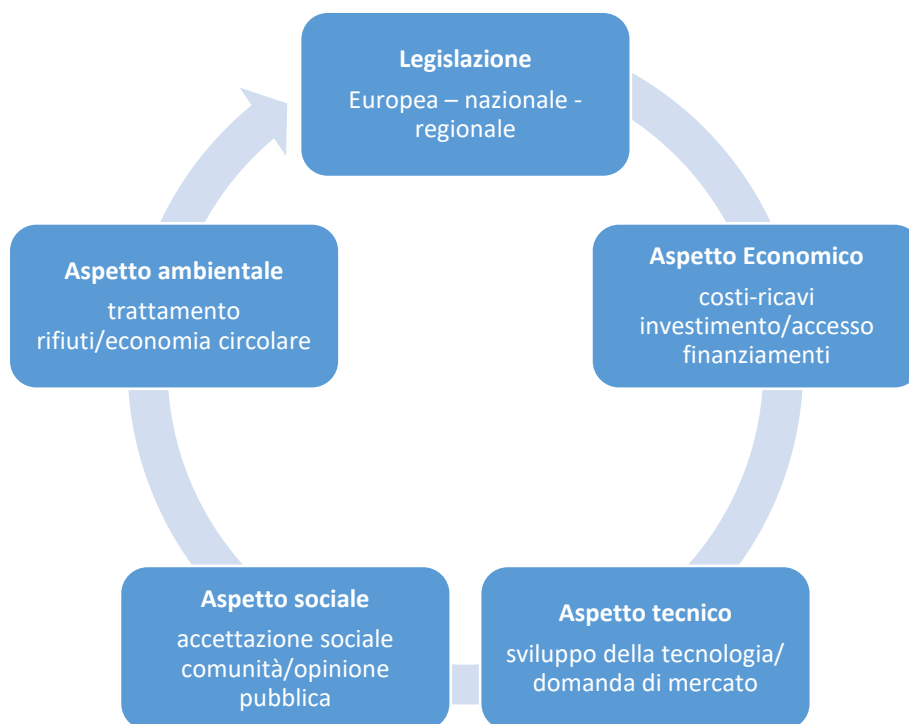


Figura 6 Fattori che influenzano la diffusione del biometano in Europa

2.3 Aspetti ambientali – riduzione emissione gas climalteranti nel settore dei trasporti

In un mondo in cui i gas climalteranti e l'inquinamento delle aree urbane stanno diventando una seria minaccia sociale, il gas naturale di origine rinnovabile può assolvere un ruolo rilevante nella riduzione delle emissioni in atmosfera, assicurando un'ordinata transizione verso un sistema energetico decarbonizzato.

La combustione del biometano produce emissioni di gas serra simili a quelle del gas naturale. Tuttavia, il processo di crescita della materia prima - la biomassa - assorbe una quantità identica di anidride carbonica dall'atmosfera. Ciò significa che la combustione del biometano può essere considerata a zero emissioni e che le uniche emissioni imputabili al biometano sono da individuarsi nella fase di coltivazione, lavorazione e trasporto della biomassa utilizzata. Tenendo conto di ciò, il risparmio complessivo di gas a effetto serra nel ciclo di vita del biometano rispetto ai veicoli a benzina è, a oggi, in genere compreso tra l'80 e l'85% (5). Per i prossimi anni è verosimile aspettarsi un'ulteriore riduzione delle emissioni nel ciclo di vita del biometano in considerazione dell'utilizzo di fonti rinnovabili anche nella fase di coltivazione, lavorazione e trasporto della materia prima. A tendere, le emissioni complessive potrebbero diventare anche negative qualora fossero attivate iniziative di *carbon capture and sequestration* (CCS). In particolare, per il settore agricolo, livelli negativi di emissione di anidride carbonica potranno essere raggiunti anche aumentando i livelli di stoccaggio di carbonio del suolo tramite l'utilizzo di nuove tecniche di coltivazione più efficienti (6). Di sicuro beneficio per l'ambiente anche la produzione di biometano da FORSU².

Un aspetto critico riguarda la potenziale perdita di metano in atmosfera, riconducibile alla fase di produzione e in parte a quella di trasporto dello stesso e che porta con sé emissioni di gas a effetto serra indesiderate. Tali effetti di dispersione sono stati ampiamente documentati e al fine di decarbonizzare il sistema energetico italiano è fondamentale che le perdite di metano siano ridotte al minimo.

Per quanto riguarda più in particolare il settore della mobilità, secondo Federmetano (7) un'auto a Gas Naturale Compresso (GNC) è in grado di abbattere fino al 96% le polveri sottili e al 70% l'ossido di azoto rispetto a un tradizionale motore Euro 6 diesel e di emettere il 30% in meno di anidride carbonica di un'auto a benzina. Il gas naturale permette dunque di ridurre drasticamente il particolato e il NOx e grazie al suo alto contenuto di idrogeno rappresenta l'idrocarburo più pulito oggi disponibile dal punto di vista delle emissioni di gas serra. Come già detto, grazie all'utilizzo del biometano, la riduzione di anidride carbonica può aumentare fino all'85%, considerando un'analisi delle emissioni secondo l'approccio *Well to Wheel*.

Lo stesso si può dire anche per il GNL che oggi rappresenta l'unica alternativa valida al diesel per il trasporto pesante oltre che essere un'opportunità da cogliere per il settore marittimo e quello ferroviario (sulle reti non elettrificate). Nel trasporto pesante, il GNL di origine non rinnovabile può già assicurare riduzioni significative delle emissioni anche rispetto ai motori diesel Euro 6 più avanzati e, chiaramente, utilizzando biometano assicura riduzione di emissioni di gas serra compatibili con la transizione energetica in atto. Secondo il Freight Leaders Council (8) (un'associazione che riunisce aziende leader della filiera della logistica, dai produttori ai caricatori, dagli operatori ai trasportatori) il GNL riduce le emissioni di anidride carbonica del 15% rispetto ai carburanti tradizionali, del 55% gli ossidi di azoto e arriva a "zero emissioni" per il particolato e gli ossidi di zolfo. Inoltre, come già menzionato il GNL può essere utilizzato sia il trasporto pesante su ferro e per il trasporto marittimo su navi, rendendolo quindi estremamente competitivo con le motorizzazioni tradizionali.

Di seguito vengono riportati in tabella, in maniera sintetica, i principali vantaggi anche ambientali, derivanti dall'uso della mobilità su gomma a gas, con particolare riferimento all'utilizzo di gas rinnovabile (biometano), sia per quanto riguarda il trasporto leggero che il trasporto pesante.

² In media, per ogni kg di CH₄, vengono prodotti circa 700 g di CO₂. Non sempre è possibile recuperare e gestire questo gas, che più frequentemente viene rilasciato in atmosfera. Il gas prodotto rilasciato in atmosfera comporterebbe emissioni CO₂-equivalenti totali pari a circa 30,7 kg (700 g di CO₂ e 1 kg di CH₄, con un impatto climatico 30 volte superiore a quello della CO₂). Se, invece, il biogas prodotto durante la decomposizione dei rifiuti venisse bruciato direttamente o convertito in biometano e successivamente bruciato, le emissioni CO₂-equivalenti finali sarebbero ridotte e pari a circa 3,45 kg. Ciò è dovuto al processo di combustione, basato sulla seguente formula stechiometrica: CH₄ + 2O₂ → CO₂ + 2H₂O. L'equazione precedente mostra come ogni mole di CH₄ (16 kg) si trasforma in una mole di CO₂ (44 kg). Ovvero, per ogni kg di CH₄ si ottengono 2,75 kg di CO₂. Sommando i 2,75 kg ai 700 g di CO₂ sottratti al biogas nel processo di upgrade in biometano, si ottengono 3,45 kg di CO₂-equivalenti.

- GNC- bioCNG
 - Drastica riduzione emissioni inquinanti (-97%PM, 75% NO_x)
 - Risparmi per i consumatori finali: 700€/year
 - Rduzione emissioni gas climalteranti (fino a -85% da utilizzo bioCNG)



- GNL- bioGNL
 - Riduzione emissioni, miglioramento qualità aria e acqua
 - Elevato sostegno alla decarbonizzazione del settore dei trasporti fin da subito

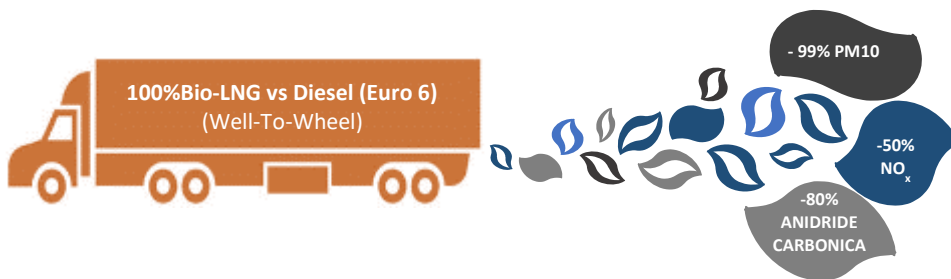


Figura 7 Vantaggi ambientali derivanti dall'uso della mobilità a gas rinnovabile

In Figura 8, viene invece mostrata la percentuale di anidride carbonica equivalente prodotta in Unione Europea per settore. La mobilità è responsabile per quasi un quarto delle emissioni di GHG complessive.

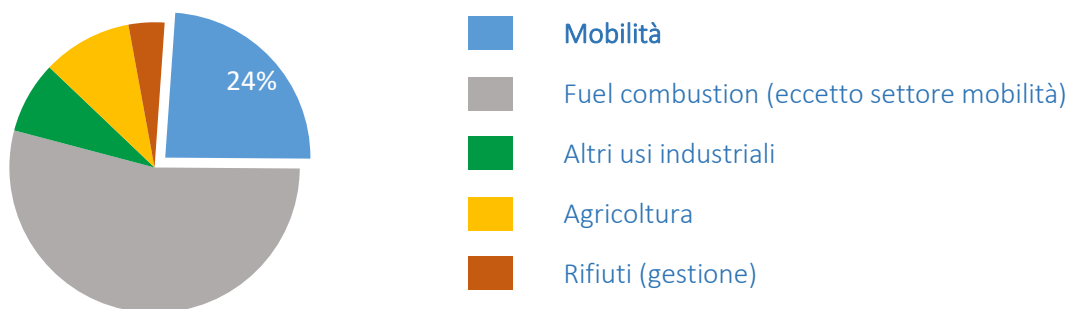


Figura 8 Emissione di gas climalteranti per settore – EU 28, 2016 (fonte: EEA, Snam, ADAC, Thinkstep, EMPA, IVECO)

Nonostante i diversi vantaggi che la mobilità a gas naturale porta con sé, il gas non è ancora molto utilizzato come combustibile per il trasporto. In Italia, secondo i dati ACI (9), nel 2017 i veicoli a metano circolanti hanno superato il milione, circa il 2% del parco auto complessivo. La rete di distribuzione negli ultimi 15 anni è triplicata con un trend di crescita pari al 5% annuo. Oggi per il metano si contano oltre 1200 stazioni di rifornimento su tutto il territorio nazionale, di cui 46 in autostrada. I veicoli a GNL per il trasporto pesante negli ultimi tre anni sono aumentati del 900%, passando dai circa 100 del 2015 a oltre il migliaio del 2018. Le stazioni di rifornimento a GNL sono salite a 20 in ulteriore crescita nei prossimi anni.

3 Aspetti normativi e procedurali

Nel corso degli anni sono state definite diverse modalità di incentivazione del biometano, per assicurarne lo sviluppo. Specifiche misure volte ad incentivarne l'immissione nella rete del gas naturale sono state previste per la prima volta con la [Direttiva 2009/28/CE](#) e recepite nella normativa nazionale con l'articolo 21 del [D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28](#).

In attuazione di tale Decreto, il Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della tutela del mare e con il Ministro delle Politiche agricole e forestali ha adottato specifiche modalità per l'incentivazione del biometano nel 2013 ([Decreto interministeriale 5 dicembre 2013](#)).

Per promuovere ulteriormente l'utilizzo del biometano - privilegiando in particolare quello prodotto da matrici avanzate - è stato emanato il [Decreto interministeriale 2 marzo 2018](#) (Decreto) incentivandone l'immissione nella rete del gas naturale ad uso trasporto (anche tramite la riconversione di impianti di biogas esistenti) e per la produzione di biocarburanti. Inoltre, il suddetto decreto apre alla possibilità dell'uso del biometano per usi diversi dalla mobilità, attraverso lo strumento delle Garanzie d'origine.

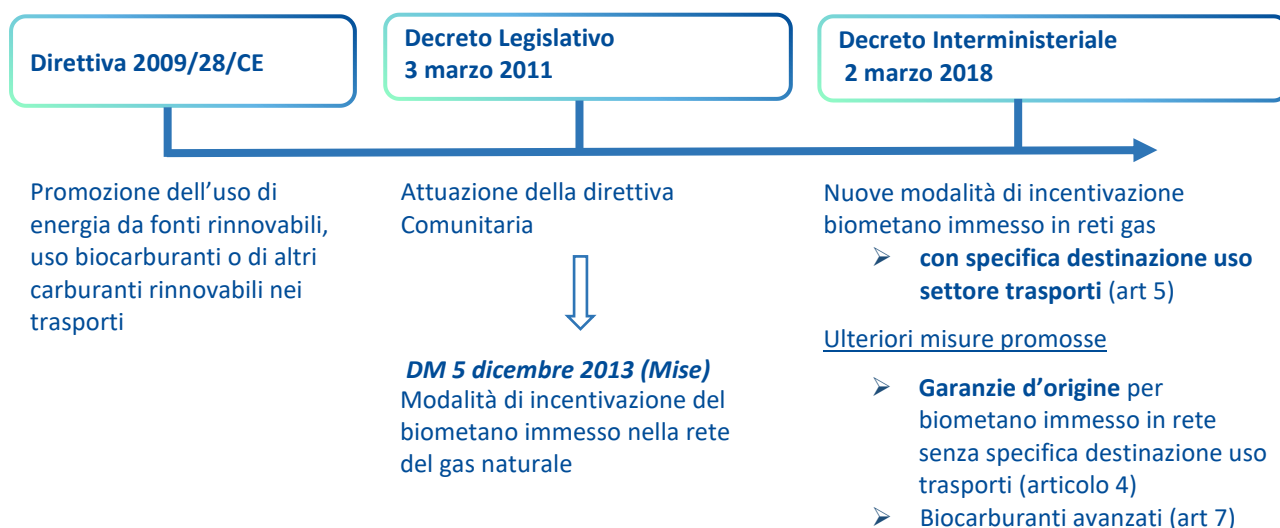


Figura 9 Normativa inerente al biometano

Un quadro normativo favorevole allo sviluppo del biometano è essenziale per il raggiungimento degli obiettivi sulle rinnovabili fissati per settore dei trasporti presuppone. In Italia il [Decreto interministeriale 2 marzo 2018](#) rappresenta lo strumento principale per il conseguimento di tali obiettivi.

3.1 Decreto interministeriale 2 marzo 2018

Il Decreto prevede incentivi sia ai produttori di biometano da impiegare nel settore dei trasporti, sia allo sviluppo di nuovi impianti di distribuzione e liquefazione di biometano per i trasporti tramite il rilascio di certificati di immissione in consumo (cosiddetti CIC) di biocarburanti. Gli incentivi si applicano ai nuovi impianti di produzione di biometano nonché agli impianti esistenti per la produzione e utilizzazione di biogas riconvertiti (anche parzialmente) alla produzione di biometano successivamente alla data di entrata in vigore del Decreto³ ed entro il 31 dicembre 2022, nel limite massimo di producibilità di 1,1 miliardi di Sm³ all'anno⁴. Sono inoltre incentivati i biocarburanti avanzati diversi dal biometano.

In relazione al biometano, le forme di incentivazione previste nel Decreto possono essere riassunte in 3 punti.

3.2 Incentivi per biometano immesso in rete con destinazione specifica nei trasporti

Al produttore di biometano immesso nella rete del gas naturale e utilizzato per i trasporti nel territorio italiano vengono rilasciati un numero di Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (CIC) di cui al [Decreto del MiSE 10 ottobre 2014](#), quantificati secondo quanto stabilito dal medesimo.

Tali CIC sono utilizzabili esclusivamente dai soggetti obbligati ai fini del rispetto dell'obbligo di cui all'articolo 2-quater, comma 2 del Decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 2 convertito, con modificazioni, dalla legge 11 marzo 2006, n. 81 e successive modificazioni, ossia dai soggetti che immettono carburanti al consumo obbligati a immettere una quota di biocarburanti.

3.2.1.1 Incentivazione del biometano avanzato immesso in rete e destinato ai trasporti

Su richiesta dei produttori di biometano avanzato, in alternativa a quanto previsto al punto precedente, il GSE ritira il biometano avanzato che viene immesso nelle reti con l'obbligo di connessione di terzi⁵, riconoscendo un prezzo di ritiro pari a quello medio ponderato registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) ridotto del 5%. Al produttore viene altresì riconosciuto dal GSE il valore dei corrispondenti CIC attribuendo a ciascun certificato un valore pari a 375,00 euro. Tali oneri di ritiro sono poi fatturati dal GSE ai soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, sottoposti all'obbligo di immissione in consumo di idrocarburi di cui al Decreto del MiSE 10 ottobre 2014.

I produttori di biometano avanzato possono richiedere al GSE di essere esclusi dal meccanismo di ritiro per la quota di biometano che risulta immesso in rete e misurato in maniera dedicata e separata e possono provvedere autonomamente alla vendita, ai fini della successiva immissione in consumo nel settore dei trasporti. In tal caso hanno diritto al solo valore dei corrispondenti CIC, valorizzati dal GSE a 375,00 euro.

Il biometano avanzato, ai sensi e per gli effetti del Decreto del MiSE 10 ottobre 2014, in materia di criteri e modalità di attuazione dell'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, è un biocarburante avanzato.

I produttori che immettono in consumo il biometano come carburante in uno o più nuovi impianti di distribuzione di gas naturale sia in forma GNC che GNL, pertinente all'impianto di produzione di biometano, hanno diritto, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di distribuzione, al rilascio da parte del GSE di un numero di CIC maggiorato del 20%, fino al raggiungimento massimo del 70% del valore del costo di realizzazione dello stesso impianto di distribuzione di gas naturale per il settore dei trasporti e comunque entro un valore massimo della maggiorazione di 600.000 euro ad impianto.

³ Giorno successivo alla pubblicazione in Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana, avvenuta il 19 marzo 2018.

⁴ Con decreto del direttore generale della Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche (DGSAIE) tale valore potrà essere modificato per tener conto della maggiore disponibilità di biometano sul mercato ed in presenza di incrementi dei consumi di gas naturale nel settore dei trasporti (cfr. Decreto, art. 1, comma 1.10).

⁵ Nella quantità massima annua prevista dall'articolo 3, comma 3, del decreto del MiSE 10 ottobre 2014 e s.m.i.

I produttori che producono biometano nella forma liquida con un nuovo impianto di liquefazione di biometano, pertinente all'impianto di produzione di biometano, hanno diritto, a partire dalla data di entrata in esercizio dell'impianto di liquefazione, al rilascio da parte del GSE di un numero di CIC maggiorato del 20%, fino al raggiungimento massimo del 70% del valore del costo di realizzazione dello stesso impianto di liquefazione del biometano e comunque entro un valore massimo della maggiorazione di 1.200.000 euro.

3.2.1.2 Garanzia di origine del biometano immesso in rete senza destinazione specifica di uso

Al fine di consentire lo sviluppo di un mercato attivo di scambi di quote di emissione in grado di far emergere il legame di valore tra biometano ed emissioni evitate di carbonio utilizzabili nei vari settori produttivi e nella produzione di elettricità, è stato istituito presso il GSE il "Registro nazionale delle Garanzie di Origine (GdO) del biometano". L'emissione della GdO è ammessa solo per il biometano prodotto a partire dai sottoprodotti di cui alla tabella 1.A del [Decreto interministeriale 23 giugno 2016](#), che non acceda alle altre disposizioni del Decreto e a quelle del [Decreto interministeriale 5 dicembre 2013](#). La GdO attesta l'origine rinnovabile del gas prelevato dalla rete e può essere utilizzata dai gestori di impianti che ai sensi della [Direttiva 2003/87/CE](#) sono obbligati alla restituzione di quote di emissione corrispondenti a quelle rilasciate dall'impianto stesso.

Tabella 1 Sintesi incentivi

| | | |
|----------|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Impianto | Biometano | <p>KEY POINTS</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incentivi per un massimo di 1,1 bcm/anno di biometano complessivamente prodotto • Vendita a mercato • GSE → Produttore: CIC (1 CIC ogni 10 Gcal biometano) <p>Maggiorazioni CIC</p> <ul style="list-style-type: none"> • → utilizzo materie prime di cui al Decreto Mise 10 ottobre 2014, All. 3 parte A e B • in codigestione con altre materie di origine biologica in percentuale ≤ 30 % in peso |
| | Biometano Avanzato | <ul style="list-style-type: none"> • Vendita a mercato o Ritiro a GSE (@ 95% prezzo M-gas, ca. 20 €/MWh) • GSE → Produttore: CIC (1 CIC ogni 5 Gcal biometano) +375€/CIC (ca. 64€/MWh) x10 anni <p>Maggiorazioni CIC</p> <ul style="list-style-type: none"> • + 20% CIC nel caso investimenti in impianti di distribuzione o di liquefazione pertinenti (limite 70% costi fino a 600K€ per imp. distribuzione o 1200K€ per imp. liquefazione) |

Tabella 2 Sintesi del diritto a ricevere i CIC per l'immissione in consumo di biometano

| Sezione A Determinazione del numero dei CIC spettanti al produttore di biometano | | | | Sezione B Determinazione della maggiorazione prevista da art 6, commi 11 e 12 | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tipologia impianto | L'impianto di produzione del biometano è alimentato: | Gcal/CIC | I certificati vengono rilasciati su una quota % del quantitativo di biometano immesso in consumo nei trasporti | Determinazione | Durata |
| nuovo | Esclusivamente da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 | 5 | 100% | 20% del numero CIC spettanti non comprensivi di maggiorazioni | Fino al raggiungimento del 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di distribuzione di gas naturale e comunque al massimo entro un valore di 600 mila euro e fino al raggiungimento del 70% del valore del costo di realizzazione dell'impianto di liquefazione e comunque al massimo entro un valore di 1.2 milioni di euro |
| | Da biomasse di cui all'art. 5 comma 5 in codigestione con altre materie di origine | 10 | 70% | | |
| | Da altre biomasse ovvero da biomasse di cui all'art. 5 comma 5 in codigestione con altre materie di origine biologica, queste ultime in percentuale superiore al 30% in peso | 10 | 30% | | |
| riconvertito | Esclusivamente da biomasse di cui all'art. 5, comma 5 | 5 | 100% | | |
| | Da biomasse di cui all'art. 5 comma 5 in codigestione con altre materie di origine | 5 10 | 70% 30% | | |
| | Da altre biomasse ovvero da biomasse di cui all'art. 5 comma 5 in codigestione con altre materie di origine biologica, queste ultime in percentuale superiore al 30% in peso | 10 | 100% | | |

1 e 2: il periodo di riconoscimento di questa maggiorazione non potrà superare la data di scadenza dell'incentivazione

3.3 Procedure di allacciamento alla rete di trasporto

Le modalità e le procedure per le richieste di allacciamento di impianti di biometano alle reti di trasporto sono definite Codice di Rete dei singoli operatori infrastrutturali approvati dalla competente autorità di regolazione (ARERA).

Di seguito vengono rappresentati schematicamente tempi e attività associati a una richiesta di allacciamento alla rete gas dell'impresa di trasporto maggiore in Italia, Snam Rete Gas.

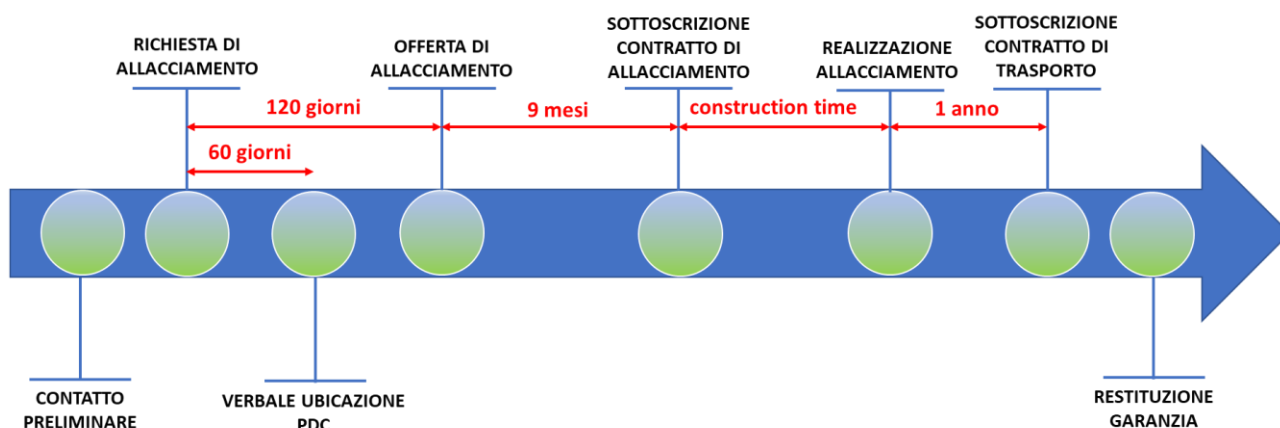


Figura 10 Iter di richiesta allacciamento





Il contatto preliminare è il primo passaggio, non vincolato, con il quale il produttore di biometano può richiedere a Snam informazioni circa la distanza dell'impianto dalla rete di trasporto e la smaltibilità del biometano che potrà essere prodotto.

Successivamente, a seguito della formalizzazione di una richiesta di allacciamento da parte del richiedente⁶, Snam si attiva per definire l'ubicazione del punto di consegna alla rete di trasporto presso cui verrà immesso il biometano e per determinare l'eventuale contributo a carico del soggetto, al netto di una franchigia e di uno sconto applicati in conformità con previsioni dalla regolazione vigente. Tempi e (se previsti) costi di realizzazione dell'allacciamento sono forniti da Snam entro 120 giorni dalla richiesta. Il richiedente ha tempo fino a 9 mesi dall'invio della richiesta per sottoscrivere il contratto di allacciamento. In questa fase il richiedente è tenuto a fornire informazioni su portata, pressione, planimetria impianto e qualità del gas.

All'accettazione della richiesta, il produttore di biometano, oltre a presentare il contratto di allacciamento firmato, deve anche prestare una garanzia bancaria o un deposito cauzionale a copertura dell'impegno sottoscritto per la realizzazione dell'opera nonché l'eventuale contributo, se richiesto da Snam. A partire dalla data di sottoscrizione del contratto, Snam avvia l'iter di realizzazione dell'allacciamento, ivi comprese le attività connesse all'ottenimento dei permessi pubblici e privati. La durata delle attività associate al rilascio dei permessi non è a priori quantificabile e può superare, in alcuni casi, anche i 18-20 mesi mentre la fase di costruzione è di norma non superiore ai 6 mesi.

⁶ A copertura dei costi in capo a Snam per l'avvio anticipato di tali attività, è previsto il versamento di una cauzione che viene restituita al momento dell'accettazione della richiesta di allacciamento.

Tabella 3 Schema delle procedure di allacciamento alla rete di trasporto

| | | |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. |  | CONTRATTO PRELIMINARE (NON VINCOLANTE) |
| | Cosa fornire | portate – pressioni |
| | Cosa fornisce Snam | distanza rete – smaltibilità |
| | Costo | gratuito |
| | Tempi di risposta | circa 2 giorni lavorativi |
| 2. |  | RICHIESTA DI ALLACCIAMENTO |
| | Cosa fornire | portate – pressioni – planimetria – qualità del gas |
| | Cosa fornisce Snam | tempi e costi di realizzazione dell'allacciamento |
| | Costo | 2.000€ (restituito all'accettazione) |
| | Tempi di risposta | entro 120 giorni |
| 3. |  | ACCETTAZIONE OFFERTA |
| | Quanto tempo ho | il preventivo vale per 9 mesi |
| | Cosa devo presentare | contratto firmato – garanzia bancaria/deposito – eventuale contributo |
| | Cosa fa Snam | avvia l'iter di realizzazione dell'allacciamento e procede alla restituzione della cauzione di 2.000€ presentata in fase di richiesta |
| 4. |  | DICHIARAZIONE DISPONIBILITÀ PUNTO DI CONSEGNA |
| | Cosa succede | realizzato l'allacciamento, il punto di consegna è disponibile per l'immissione in rete |
| | Cosa devo fare | entro un anno devo trovare uno shipper che effettui il conferimento di capacità per poter immettere in rete il biometano |
| | Cosa fa Snam | a valle del conferimento restituisce la garanzia bancaria |

Per agevolare l'avvio delle attività di allacciamento, Snam ha predisposto una proposta di aggiornamento del proprio codice di rete che dà facoltà al produttore di biometano di richiedere l'avvio, prima dell'eventuale accettazione dell'offerta di allacciamento, delle attività per l'elaborazione del progetto dell'allacciamento e l'ottenimento di permessi, autorizzazioni e servitù⁷.

Al termine dei lavori di allacciamento, quando l'infrastruttura è realizzata e il punto di consegna è disponibile per l'immissione del biometano in rete, Snam ne dà informazione al produttore che ha tempo un anno per individuare un soggetto che, sottoscrivendo un contratto di trasporto con Snam (conferimento della capacità di trasporto), è titolato a immettere il biometano nella rete Snam presso il punto di consegna. Tale soggetto può essere anche il produttore di biometano stesso. A valle del conferimento di capacità, Snam restituisce la garanzia bancaria.

(1) ⁷ La proposta è attualmente sub iudice presso l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

3.4 Ostacoli normativi e interpretazione Procedure GSE al Decreto 2 marzo 2018

Il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 sta stimolando lo sviluppo del biometano. Tuttavia, ad oggi, la maggioranza delle richieste di allacciamento proviene da impianti di biometano da FORSU mentre le offerte accettate relative a riconversione di attuali impianti di biogas provengono solo nel 25% dei casi da matrice agricola.

Per assicurare il raggiungimento dei volumi di biometano incentivato dal Decreto da destinarsi al settore dei trasporti (1,1 miliardi Sm³/anno) entro il 2022 ma anche per garantire che il potenziale di biometano in Italia nel medio/lungo periodo (8-10 miliardi Sm³/anno) sia effettivamente disponibile, appare opportuno valutare alcune modifiche al Decreto che rendano le misure adottate ancor più efficaci ai fini della realizzazione di nuovi impianti di biometano e della conversione di impianti di biogas esistenti da coltura agricola. I principali fenomeni a cui si può ricondurre tale situazione sono i seguenti:

- flussi di cassa significativamente negativi nei primi di anni di avvio della produzione di biometano (sia per nuovi impianti e ancor più marcato in caso di riconversioni per mancato gettito incentivi biogas) ed elevato *pay-back time* con ritorno dell'investimento prossimo al termine temporale degli incentivi economici previsti per il biometano avanzato;
- disallineamento temporale di incentivazione biometano verso biogas: la maggior parte degli impianti di biogas gas esistenti sono incentivati fino almeno alla fine del 2027 mentre il termine del periodo di incentivazione previsto per lo sviluppo del biometano si attesta da Decreto al 31 dicembre 2022. Peraltro, il Decreto pur lasciando la possibilità di mantenere un regime di coesistenza tra produzione energia elettrica (da biogas) e produzione di biometano, prevede che il periodo residuo degli incentivi alla produzione di energia elettrica da biogas non sia inferiore a tre anni dalla data di entrata in esercizio dell'assetto riconvertito e su una quota di produzione non superiore al 70% della produzione media annua. Appare quindi verosimile che ci possa essere una scarsa propensione alla conversione soprattutto nel caso in cui si manifestasse la possibilità di una proroga degli incentivi elettrici.
- complessità realizzativa di impianti/allacciamenti che si traduce anche nella necessità di approvvigionarsi di matrici diverse, incertezza su permessi, finanziabilità/bancabilità dei progetti.

La mancata riconversione di biogas esistenti, comporta, inoltre, un aggravio sulle bollette elettriche (stimato a oltre un miliardo di euro di incentivi annui) nonché la generazione di energia rinnovabile in modo poco efficiente dal punto di vista energetico (con rendimenti complessivi degli impianti di biogas pari a circa il 39% rispetto a potenzialità superiori all'80% nel caso di impianti di cogenerazione ad alta efficienza alimentati a biometano). Infine, misure non adeguate alla conversione potrebbero comportare il rischio che dopo il 2027 (termine per la maggior parte degli incentivi biogas) gli impianti biogas vengano dismessi, spreco degli investimenti già realizzati nei digestori anaerobici.

Alla luce di quanto sopra si riportano di seguito i passaggi chiave del Decreto con le possibili iniziative che potrebbero essere adottate al fine di stimolare ulteriormente la filiera del biometano.

1. accesso agli incentivi (art. 6. comma 7)

La durata dell'iter per l'ottenimento dei permessi ai fini dell'allacciamento degli impianti di biometano alle reti gas può richiedere anche oltre 24 mesi, ne consegue che la data di entrata in esercizio degli impianti non è prevedibile ex-ante e che di fatto la finestra temporale ancora disponibile accedere agli incentivi sia molto limitata con rischio di non accedere agli incentivi per gli impianti che presenteranno una richiesta di allacciamento oltre il 2020.

Una possibile soluzione potrebbe essere quella di prevedere che in analogia all'ultima versione del provvedimento per le rinnovabili elettriche (Decreto FER 1) gli incentivi si applicano per tutti gli impianti per i quali entro il 31 dicembre 2022 «i relativi lavori di realizzazione risultino, dalla comunicazione di inizio lavori trasmessa all'amministrazione competente» (cfr.: Decreto FER1 art. 3, comma 4) e definire un termine massimo, decorrente dalla predetta data di comunicazione, entro il quale l'impianto sia realizzato ed entrato in esercizio (e.g.: 36 mesi) per l'ottenimento degli incentivi.

2. durata incentivi (art. 6. comma 7)

Il Decreto prevede l'accesso agli incentivi biometano avanzato «per gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022 per un periodo massimo di 10 anni.

L'allungamento del periodo incentivazione (o una revisione del livello degli incentivi) potrebbe assicurare almeno che ci sia neutralità di scelta tra biogas e biometano per il produttore dal punto di vista finanziario (bancabilità dei progetti), e un *pay-back time* meno sfidante e quindi conseguentemente un minore livello di rischio d'investimento.

3. limite massimo di producibilità ammessa agli incentivi (art. 6. comma 8)

Il Decreto demanda alla Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche (DGSAIE) del Ministero dello Sviluppo Economico la possibilità di rivedere il livello di incentivi. Tale previsione pone incertezza su applicazione degli incentivi in caso di raggiungimento del limite (massimo) di 1,1 miliardi Sm³/anno. Al contrario, una formulazione che assicuri l'accesso agli incentivi tramite un meccanismo automatico e certo nei tempi assicurerebbe maggior certezza da parte dei potenziali produttori a investire.

Ulteriore elemento a sostegno della filiera è senza dubbio assicurato dalle [procedure applicative al Decreto](#), pubblicate lo scorso giugno 2018 dal GSE (Gestore dei Servizi energetici). Le procedure operative rappresentano lo strumento principale per l'effettivo avvio del settore del biometano; tuttavia, l'attuale documento non sembra fornire elementi di certezza in relazione alla riconversione parziale degli impianti a biogas esistenti (coesistenza), lasciando aperta l'interpretazione circa le modalità di incentivazione in presenza di più tipologie di biomasse avviate alla digestione anaerobica (codigestione).

Il Decreto prevede all'articolo 8, comma 4, che “eventuali modifiche apportate agli impianti esistenti non modificano le condizioni e il livello di incentivo alla produzione di energia elettrica preesistente alle modifiche di impianto realizzate”. Stando a quanto previsto, ai titolari di impianti a biogas esistenti, che riconvertono parzialmente i propri impianti alla produzione di biometano, dovrebbe essere garantita la possibilità di proseguire nella produzione di energia elettrica incentivata, avviando a digestione anaerobica le tipologie di biomasse già autorizzate, in codigestione con le biomasse destinate alla produzione di biometano. In assetto riconvertito, l'impianto darebbe quindi luogo ad una produzione di biogas di cui una quota continuerebbe ad essere destinata alla produzione elettrica incentivata (produzione che comunque verrebbe ridotta di almeno il 30% rispetto alla produzione annua incentivata prima della riconversione) e un'altra quota destinata alla produzione di biometano. Ai fini della determinazione degli incentivi, le due quote di biogas (quota elettrica e quota per biometano), seppur di complessa verifica, possono essere raggiunte facendo riferimento alla resa in biogas delle singole matrici avviate al digestore (applicazione del bilancio di massa), destinando le matrici più sostenibili al biometano avanzato rispetto al biogas per la generazione elettrica.⁸

⁸ Il bilancio di massa permette al produttore di continuare ad utilizzare le tipologie di matrici precedentemente autorizzate per la produzione elettrica, variandone i quantitativi per quanto riguarda la quota di biogas destinata alla cogenerazione e garantirebbe al contempo che la quota ulteriore di biogas destinata al biometano venga prodotta dalle specifiche matrici ammesse dal decreto biometano con particolare riferimento alle matrici del biometano avanzato.

3.5 Accettabilità sociale degli impianti biometano da FORSU

In generale i cittadini europei - e tra loro anche quelli italiani - sono favorevoli allo sviluppo delle fonti di energia alternativa, soprattutto per i benefici attesi in termini di impatto ambientale. Le energie rinnovabili vengono infatti percepite come rispettose dell'ambiente e fondamentali per contrastare la più grave minaccia ambientale del pianeta: il riscaldamento globale.

L'ambiente e la sua difesa sono la principale motivazione che spinge i cittadini talvolta a sostenere, talvolta a opporsi alle fonti rinnovabili. Tra queste, gli impianti di digestione anaerobica da FORSU e la relativa produzione di biometano, sono tra i più colpiti dalle problematiche di accettabilità sociale.

Infatti, la valorizzazione della frazione organica innesca il parallelismo psicologico con l'incenerimento degli RSU, oggetto di forte opposizione per il timore dei possibili impatti ambientali delle emissioni al camino. Si crede così che il biometano alimenti una combustione, percepita negativamente come sinonimo di inquinamento dell'aria.

La mancanza di informazione e coinvolgimento, sia della popolazione interessata che degli enti territoriali, dà luogo alla percezione di progetti calati dall'alto, esclusione dal processo decisionale e quindi a diffidenza, che si traduce in opposizione sociale. Su questo terreno può quindi verificarsi la strumentalizzazione politica delle iniziative impiantistiche a fini elettorali (in particolare nelle elezioni amministrative locali).

In genere, i gestori degli impianti di trattamento/smaltimento rifiuti versano un'indennità di disagio ambientale sotto forma di contributi economici ai comuni sede degli impianti o ai comuni confinanti cui è causato un disagio ambientale in seguito alla presenza dell'impianto di smaltimento stesso. L'indennità corrisponde a una quota (espressa in euro per tonnellata di rifiuto smaltito), di entità variabile rispetto alla tipologia di rifiuto e di impianto di smaltimento, in funzione della quantità di rifiuto conferita nell'impianto stesso. In alcuni casi può essere "una tantum" da versarsi al momento della realizzazione dell'impianto.

L'indennità di disagio ambientale ha la finalità di garantire la copertura delle spese per le opere di mitigazione delle situazioni di disagio connesse al servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, come ad esempio l'incremento del traffico veicolare e l'usura delle opere stradali nei pressi dell'impianto. Inoltre, l'art. 238 del d.lgs. n. 152 del 2006 prevede che la tariffa di indennità copra anche i costi accessori relativi alla gestione dei rifiuti urbani, tra i quali è ragionevole far rientrare il costo delle opere di mitigazione sopra citate. Un beneficio economico per il Comune e per i residenti che spesso, tuttavia, risulta essere oggetto di strumentalizzazioni da parte di chi sostiene la nocività di questi impianti e interpreta l'erogazione di questo contributo come risarcimento per probabili danni alla salute dei cittadini ovvero come un baratto sulla salute. Quest'ultima interpretazione sarebbe del tutto scorretta e fuorviante nonché atta ad alimentare le problematiche di accettabilità sociale.

I conflitti che si creano attorno agli impianti di digestione anaerobica hanno come prima conseguenza la dilatazione dei tempi necessari per la realizzazione delle opere. In questo contesto giocano un ruolo importante le amministrazioni locali, che devono contribuire al raggiungimento dei target nazionali di sviluppo delle fonti rinnovabili, preservando la popolazione residente dalla disinformazione circa gli impatti sulla salute, sul patrimonio naturalistico e paesaggistico. In ogni caso, l'opposizione dei cittadini alla costruzione degli impianti influenza fortemente l'operato degli amministratori cui compete il rilascio delle autorizzazioni.

Una delle possibili strategie per prevenire e/o affrontare questi conflitti è l'investimento in termini di conoscenza: i cittadini desiderano essere informati, sia in fase progettuale (es. localizzazione degli impianti) che in fase di esercizio dell'impianto stesso (es. trasparenza nei controlli).

4 Fondamenti tecnologici e applicazioni

Questo capitolo vuole fornire una panoramica sulle tecnologie di *upgrading* più consolidate basate sulla rimozione dell'anidride carbonica presente nel biogas, di tutti i componenti indesiderati e delle impurità, così da ottenere un biometano con specifiche conformi a quelle previste per l'immissione in rete del gas naturale.

Il seguente approfondimento può aiutare le aziende che vogliono orientarsi nel mercato del biometano come *newcomer*, nella valutazione delle diverse tecnologie

4.1 Tecnologie di Upgrading

Il biogas è composto dal 50 - 60% di metano e, a seconda della sua provenienza, dal 30 - 50% di anidride carbonica. In quantità variabili da pochi punti percentuali a tracce, il biogas contiene vapore acqueo (generalmente saturo), composti solforati (specie acido solfidrico), silossani, azoto e ossigeno.

La rimozione dell'anidride carbonica e degli altri componenti indesiderati viene effettuata attraverso due principali tipologie di *upgrading*:

- tecnologie di assorbimento, funzionali all'eliminazione da una miscela gassosa di uno o più componenti ottenuta mediante l'impiego di opportuni liquidi o solidi (assorbimento fisico, chimico e Pressure Swing Adsorption, Pressure Swing Adsorption);
- tecnologie di separazione, basate sulla diversa permeabilità ai gas di barriere selettive (separazione a membrana) o sulle diverse temperature di condensazione dei gas (separazione criogenica).

Non esiste una tecnologia incontrovertibilmente migliore rispetto alle altre ma è sempre opportuno adattare la miglior tecnologia disponibile alle condizioni di ciascuna specifica applicazione. La scelta ottimale dal punto di vista tecnico-economico sarà sempre condizionata da qualità e quantità del biogas grezzo disponibile, così come dal funzionamento specifico dell'impianto di digestione anaerobica, dalla tipologia e disponibilità dei substrati in esso utilizzati e infine dalla qualità desiderata e dalla destinazione d'uso del biometano prodotto.

4.1.1 Assorbimento

Nell'assorbimento fisico il gas viene trattato in fase liquida con acqua pressurizzata o solventi organici (*scrubbing*), o sfruttando la selettività di un solido adsorbente nel processo Pressure Swing Adsorption; in tutti e tre i casi i sistemi sono in grado di trattenere i componenti presenti nel gas e di "far passare" il metano.

In quello chimico invece, pur partendo sempre da una fase di assorbimento fisico con un liquido di lavaggio, comporta pure una reazione chimica tra quest'ultimo e i componenti presenti nel gas.

4.1.1.1 Scrubbing ad acqua pressurizzata (PWS - Pressurized Water Scrubbing)

Questo tipo di assorbimento fisico si basa sul fatto che in acqua la solubilità del metano è decisamente inferiore a quella dell'anidride carbonica (fino a 26 volte a 25 °C). Inoltre, l'acqua pressurizzata permette di rimuovere dal gas anche l'acido solfidrico, che a causa della sua natura polare, è più solubile dell'anidride carbonica. È sempre consigliabile un pretrattamento per rimuovere l'acido solfidrico, altamente corrosivo in fase acquosa, fonte di cattivi odori e di problemi operativi.

L'impianto può essere a singolo passaggio, senza rigenerazione dell'acqua, o ad assorbimento rigenerativo. La seconda tipologia, più moderna ed efficace, prevede il riutilizzo dell'acqua in modo continuo e una piccola reintegrazione di acqua fresca di volta in volta così da mantenere la quantità necessaria al processo.

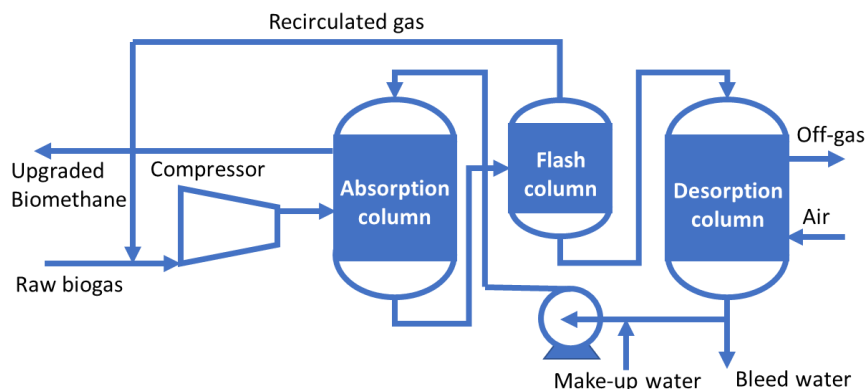


Figura 11 Schema di Scrubbing ad acqua con rigenerazione – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

Negli impianti PWS di nuova generazione si ottiene un biometano di elevata purezza (> 98% in metano) raggiungendo un recupero tra 98 e 99%. Tuttavia, il sistema richiede grandi portate d'acqua di lavaggio (che comportano lo smaltimento di quantità consistenti di acqua di scarico acidificata), le dimensioni delle apparecchiature necessarie sono considerevoli e alti i costi d'installazione, ammortizzabili via via che le capacità produttive aumentano. Altrettanto elevate risultano le spese energetiche per un adeguato controllo delle temperature, da cui dipende la solubilità dell'anidride carbonica. Infine, essendo il flusso di biometano prodotto saturo d'acqua, il processo necessita di una fase finale consistente nell'essiccazione del gas.

4.1.1.2 Scrubbing con solventi

Questo processo di assorbimento fisico, prevede l'utilizzo di solventi organici⁹ al posto dell'acqua. È del tutto simile al PWS. Tuttavia, la solubilità dell'anidride carbonica, fino a 5 volte più elevata nei solventi, riduce le portate di liquido da riciclare. Le prestazioni in termini di qualità e recupero di metano sono consimili al PWS. Le dimensioni impiantistiche più ridotte, fanno sì che il Capex risulti inferiore, mentre l'Opex è superiore poiché i solventi sono più costosi dell'acqua, così come il loro smaltimento finale.

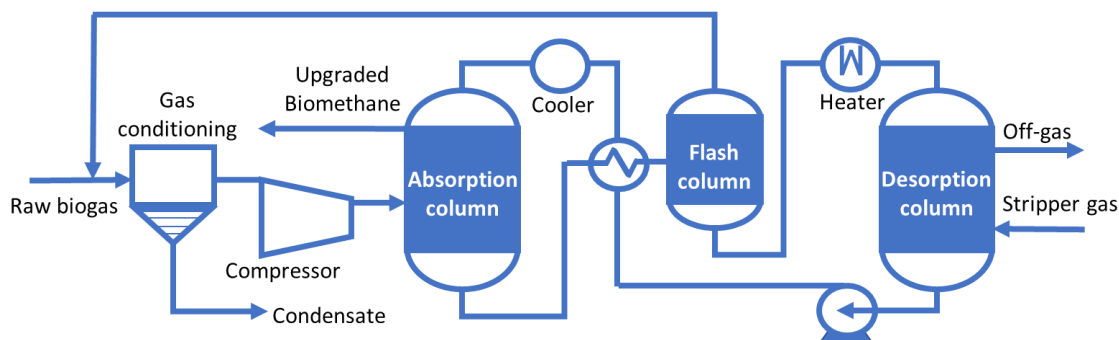


Figura 12 Schema di processo di scrubbing con solventi organici – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

4.1.1.3 Scrubbing con ammine (assorbimento chimico)

Lo scrubbing chimico dopo l'assorbimento fisico in un liquido di lavaggio (nello specifico ammine) è seguito da una reazione chimica tra questo liquido e i componenti presenti nel gas trattato. Questa reazione chimica ha il vantaggio di essere fortemente selettiva e la quantità di metano assorbito nel liquido è bassissima; ne risultano una purezza (99%) e un recupero elevatissimi (>99,9%). L'alta affinità dell'anidride carbonica con le soluzioni amminiche¹⁰ fa sì che questi solventi siano quelli più utilizzati anche perché, negli scrubber amminici la pressione di esercizio necessaria è più bassa a quella degli scrubber ad acqua o a solvente organico.

Il processo deve essere operato applicando le dovute cautele: le ammine sono infatti prodotti chimici potenzialmente molto pericolosi. Il maggiore svantaggio rispetto alle altre soluzioni sta tuttavia nella

⁹ Metanolo, eteri del polietilenglicole (PEG) o N-metil-pirolidone (NMP)

¹⁰ Mono (MEA), di-etanolo ammina (DEA) e metildietanoloammina (MDEA)

necessità di rigenerare la soluzione satura fino a circa 160 °C, richiedendo una quantità di energia piuttosto elevata. Inoltre, a causa dell'evaporazione del liquido di lavaggio, una certa parte di soluzione amminica deve essere continuamente reinserita nel circuito, con costi operativi non indifferenti.

4.1.1.4 PSA - Pressure Swing Adsorption

Questa tecnologia prevede l'utilizzo di un adsorbente solido che presenti almeno uno dei requisiti seguenti:

- alta selettività rispetto all'anidride carbonica, con la quale crea legami più forti rispetto a quelli che crea col metano a causa delle diverse forze di interazione con la sua superficie (adsorbente termodinamico);
- pori "regolabili" in maniera tale che l'anidride carbonica, che ha un diametro cinetico più piccolo del metano, penetri e venga trattenuta, mentre le molecole di metano non vi si possano diffondere (adsorbente cinetico).

I materiali più utilizzati sono dei setacci molecolari a base di carbonio o di zeoliti, dei titanio-silicati o anche dei carboni attivi. In genere, poiché anche l'acqua e l'acido solfidrico presenti nel biogas vengono assorbiti su questi materiali solidi, è raccomandabile un trattamento di disidratazione e di desolfurazione a monte della PSA così da non comprometterne l'efficienza di assorbimento dell'anidride carbonica.

Uno schema semplificato del processo è composto da quattro fasi: pressurizzazione, adsorbimento, depressurizzazione, rigenerazione. Di conseguenza l'unità di upgrading PSA comprende 4 colonne, una sempre attiva alternativamente per l'adsorbimento, le altre attive nelle differenti fasi della rigenerazione.

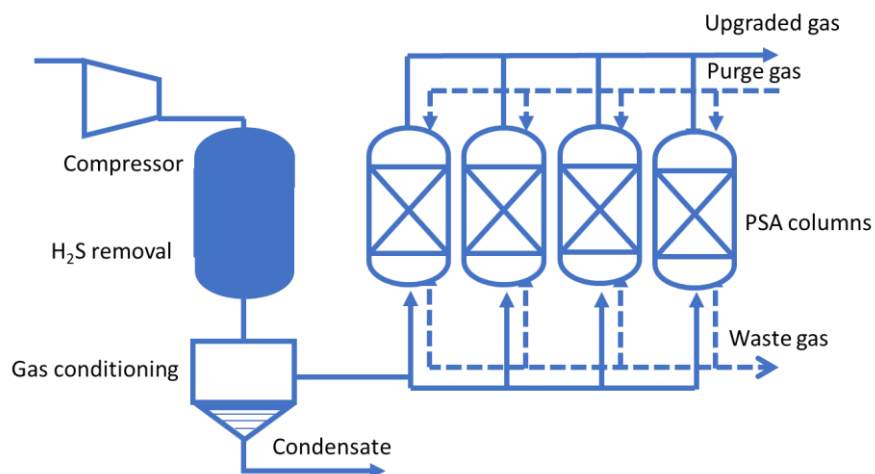


Figura 13 Schema di processo PSA – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

Il sistema PSA consente di produrre un biometano con un contenuto medio di metano tra 97 e 98%. Richiede apparecchiature compatte e con dimensioni in pianta abbastanza limitate, idonee anche all'installazione presso impianti di piccole dimensioni. I costi d'investimento sono piuttosto contenuti.

Tuttavia, i processi PSA sono caratterizzati da una dispersione di metano maggiore rispetto agli altri sistemi di assorbimento fisico e in molti casi la resa non è superiore al 95%. Per ottenere performance migliori è opportuno utilizzare diverse combinazioni di colonne (ad esempio il flusso di gas nella fase di spurgo può essere riciclato assieme al biogas grezzo) oppure iniettare una quantità di gas liquefatto, usualmente propano. Queste azioni correttive comportano costi aggiuntivi e, nel caso dell'iniezione di propano, anche un comprensibile impatto negativo in termini di emissioni di gas serra, considerata l'origine fossile di questo gas.

Negli ultimi due anni è stata anche sviluppata una tecnologia VPSA (Vacuum Pressure Swing Adsorption) che al contrario delle PSA tradizionale opera a pressione ambiente nella fase di adsorbimento e utilizza vuoto spinto in quella di rigenerazione. Presenta vantaggi non indifferenti come semplicità impiantistica, costi d'investimento e operativi inferiori oltre a rendimenti sempre piuttosto elevati anche in caso di significative fluttuazioni dei parametri a monte (ad esempio nelle concentrazioni di acido solfidrico o silossani). Ad oggi, il reale svantaggio è che si tratta di un processo che in Italia non è ancora stato provato sul campo in maniera continuativa e consolidata, se non su piccola scala.

4.1.2 Separazione a membrana

Questa tecnologia si basa sulla permeabilità selettiva di alcuni materiali nei confronti di gas diversi sotto l'azione di una differenza di pressione, di concentrazione e/o di temperatura. Le membrane per il biogas upgrading sono totalmente permeabili all'anidride carbonica e in misura considerevole ad acido solfidrico, ossigeno e azoto. Il metano passa solo in misura ridottissima, lavorano ad una pressione tra 6 e 20 bar.

Per ottenere concentrazioni superiori al 97% bisogna combinare in modo ottimale la tipologia di membrane e il loro design attraverso un approccio multistadio a moduli paralleli, così da garantire una sufficiente superficie di contatto e di passaggio. Tipicamente le membrane sono costituite da materiali polimerici altamente selettivi per la separazione del metano e dell'anidride carbonica che presentano una certa robustezza. Gli impianti risultano piuttosto compatti e flessibili per piccole-medie produzioni, non particolarmente complessi e con una perdita di metano quasi nulla.

Tra gli svantaggi della separazione a membrane, la necessità di diversi pretrattamenti: la desolforazione, cioè la rimozione dell'acido solfidrico che altrimenti danneggerebbe le membrane, la rimozione dell'acqua (di solito tramite raffreddamento e condensazione) e delle eventuali polveri per proteggere compressore e membrane. Inoltre, il consumo energetico dovuto alla compressione e l'esigenza di sostituire periodicamente le membrane (ogni 3 - 5 anni in base al tipo di membrana e quantità di moduli installati), hanno un certo impatto sui costi operativi. Di seguito lo schema di un sistema di separazione a membrana (*gas permeation*).

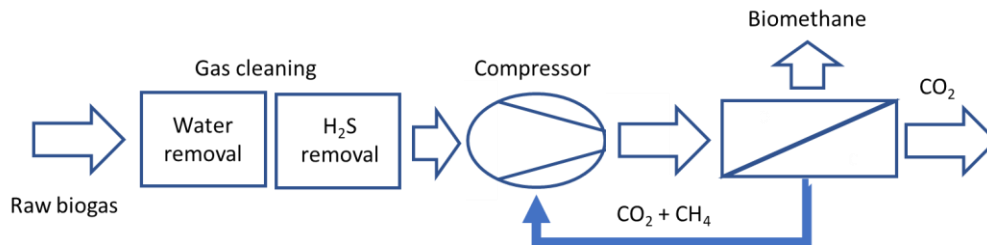


Figura 14 Schema di flusso del processo di upgrading tramite membrane – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

4.1.3 Separazione criogenica

Questa tipologia di upgrading è ancora in fase di sperimentazione sul campo, seppur piuttosto avanzata. Si basa sul principio che, data una certa pressione, ad ogni gas corrisponde una temperatura di condensazione differente: il punto di ebollizione del metano (-161,5 °C) è più basso di quello dell'anidride carbonica (-78,2 °C). Si lavora sempre a pressioni più elevate di quella atmosferica perché in questo caso si è molto vicini al punto di solidificazione dell'anidride carbonica e si potrebbero verificare delle occlusioni nelle tubazioni.

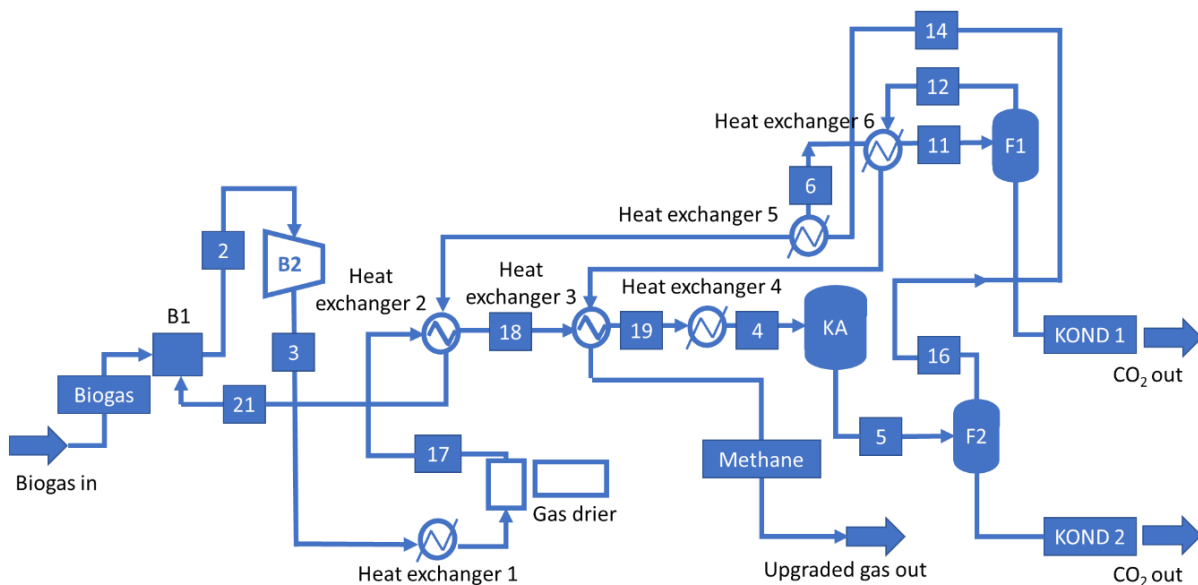


Figura 15 Schema di processo separazione criogenica – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

4.2 Liquefazione

La liquefazione su piccola scala è attualmente praticata secondo due principali tipologie di processi.

La prima si avvale di una tecnologia statica basata su azoto liquido, dove il biometano deve subire una PSA a valle dell'upgrading per abbassare il contenuto di anidride carbonica sotto le 50 ppm per evitare problemi di incrostazione del liquefattore. Si tratta di un ciclo aperto, che sfrutta il delta tra il punto di ebollizione dell'azoto liquido e quello del metano grazie ad uno scambiatore. Questa tecnologia impiega azoto a perdere e i produttori di azoto la valutano interessante per impianti vicini al MW elettrico. L'analisi Capex-Opex conferma ciò, visto che sui costi operativi impatta l'azoto liquido, da produrre e trasportare in situ.

La seconda è un ciclo meccanico chiuso con un fluido intermedio che attraverso un processo di espansione e compressione va a raffreddare e liquefare il metano. Così il biometano prodotto viene stoccato in serbatoi criogenici e consegnato.

4.3 Logistica del biometano

Il biometano può essere movimentato e stoccato fondamentalmente in due modi:

- allo stato di gas compresso, normalmente a seconda delle distanze tra i 5 e i 60 barg per il trasporto in condotta e stoccato in grandi serbatoi a 200 barg, oppure in carri bombolai;
- come gas liquefatto, cioè allo stesso modo del GNL con un processo di liquefazione che avviene a pressione atmosferica ad una temperatura inferiore al punto di condensazione del metano (-162 °C).

Lo schema di

Figura 16 riporta in maniera semplificata a blocchi le due tipologie di filiera.

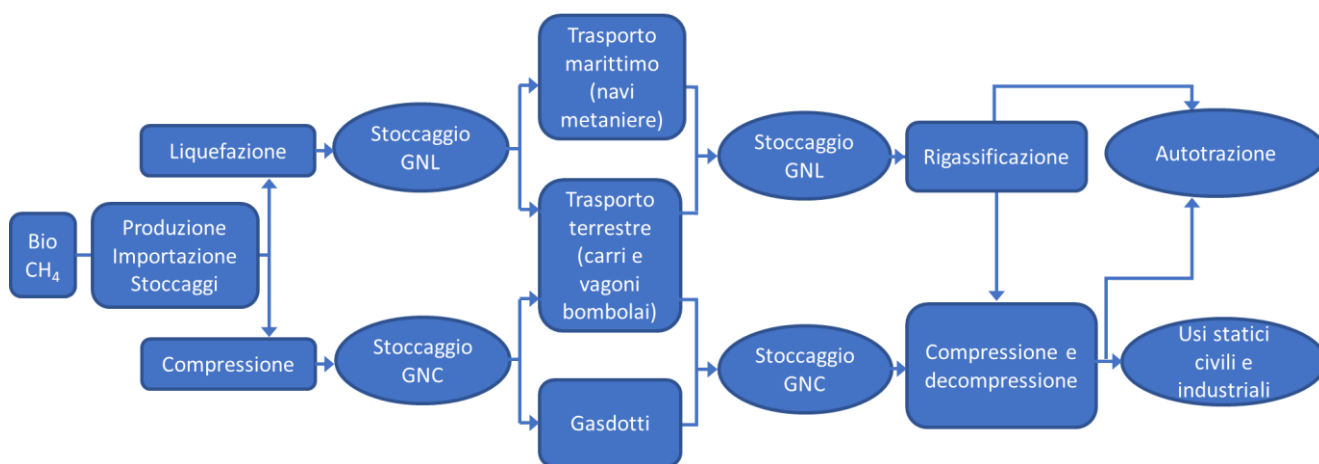


Figura 16 Filiera gas compresso / liquido – FONTE: "Biometano dal Biogas" - Edizioni Ambiente 2018

4.4 Costi di investimento e gestione per impianti di upgrading

A seconda dei differenti processi tecnologici utilizzati, i costi medi per l'acquisto delle apparecchiature (montaggi, tubazioni e opere civili esclusi) e la gestione di un impianto di upgrading di piccola-media taglia possono variare notevolmente.

Tabella 4 Costi medi di acquisto e gestione per impianti di upgrading di piccola-media taglia

| Taglia impianto [m ³ /h] | 100 | 250 | 500 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|------------|
| CAPEX [€ cent/m ³ /anno] | 0,76 – 1,04 | 0,47 – 0,55 | 0,35 -0,41 |
| OPEX [€cent /m ³] | 10,8 - 15,8 | 7,7 - 12,0 | 6,5 - 11,2 |

Di solito i sistemi che presentano i più alti costi d'investimento sono quelli i cui costi operativi sono i minori, per cui rapportandosi al medio-lungo periodo non risultano grandi differenze nel costo complessivo tra un processo e l'altro. In Italia i suddetti prezzi possono tendono a diminuire di un 5-10% col diffondersi delle tecnologie di upgrading, con l'aumento dei competitors presenti sul mercato e del numero di installazioni.

4.4.1 Stima dei costi di investimento e di quelli gestionali

Per rendere più esaustivo il paragrafo 0, sono stati analizzati dati relativi a 2 taglie impiantistiche di capacità, atte a rappresentare l'intervallo medio-piccolo delle potenziali applicazioni: 1 milione e 10 milioni Nm³ di biometano all'anno.

L'investimento iniziale si riferisce al solo trattamento di upgrading del biogas a biometano, con un contenuto dello stesso superiore al 98% ad una pressione non superiore a 25 bar. La stima è basata su dati relativi a specifici progetti e quanto pubblicato in letteratura. La sua incertezza ($\pm 40\%$) è legata alla scelta del pretrattamento di desolforazione, alla specificità dell'impianto e al suo inserimento nel contesto industriale.

La matrice di input (fanghi di depurazione, FORSU, reflui zootecnici o scarti agricoli) ha un ruolo importante in questa valutazione (pensiamo al contenuto di metano nel biogas), anche se differenze sostanziali sono da mettere in relazione più alla fase di digestione anaerobica che alla rimozione dell'anidride carbonica. Al momento non abbiamo dati a sufficienza per discriminare i costi di investimento in base all'alimentazione.

Per un impianto della capacità di 1 milione Nm³/anno, la stima dei costi globali dell'investimento (Capex) è di circa 1-1,5 milioni €/m³ di gas prodotto. Aumentando la capacità a 10 milioni Nm³/anno il Capex scende a circa 0,5 - 0,75 milioni €/m³ di gas prodotto. Il costo di investimento della sezione di trattamento anaerobica può raddoppiare o triplicare nel caso dei fanghi, mentre raggiunge un valore anche quadruplo per la FORSU.

I costi operativi per una capacità di 1 milione Nm³/anno sono stimati tra i 120.000 e i 150.000 € e per una capacità di 10 milioni Nm³/anno nel range tra 800.000 e un milione di euro. Sono comprensivi dei costi della manutenzione ordinaria, straordinaria, reagenti e quelli dell'energia elettrica, riferiti ad un funzionamento di non inferiore alle 8000 ore all'anno. Qualora si volesse convertire questi costi dalle capacità produttive, alle capacità smaltite (matrice di input) sarà opportuno ricordare che una produzione annua di 1 milione di Nm³ richiede 4500 ton/anno di fanghi, in solidi sospesi, mentre serviranno 10,000 ton/anno di FORSU.

Il ROI dipende dall'utilizzo finale del biometano, in rete o liquefatto per uso autotrazione, dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dal biogas (che in questo caso rappresenta un mancato ricavo) nonché dal sistema di incentivazione al quale si fa riferimento. La produzione di energia elettrica può essere stimata in 1.5 ÷ 2.5 GWh per anno per milione di Nm³ di biogas, con un aumento di efficienza per capacità più elevate.

4.5 Casi di studio

4.5.1 Biometano da fanghi di depurazione: l'esperienza del Gruppo CAP

Gruppo CAP, società a capitale interamente pubblico partecipata dagli Enti Locali, è la principale azienda di gestione del servizio idrico nel territorio della Città Metropolitana di Milano e di alcuni Comuni nelle province di Monza e Brianza, Pavia, Varese, Como. In un bacino di oltre 2 milioni di abitanti, gestisce il servizio idrico integrato, pianifica e realizza gli investimenti e le opere di manutenzione ordinaria e straordinaria.

Presso il depuratore di Bresso-Niguarda, Gruppo CAP ha realizzato il primo distributore di metano da reflui fognari, cioè i cosiddetti "fanghi", prodotti di scarto del processo di depurazione delle acque nere. Fa parte dell'unità di digestione anaerobica in funzione dal 1990, relativa ad un impianto di depurazione civile da 220.000 A.E. che serve i comuni di Cormano, Bresso, Paderno Dugnano, Cusano Milanino e Cinisello Balsamo

Il processo di upgrade comprende pretrattamenti (desolfatore biochimico, filtri a carboni attivi e membrane) sperimentati in collaborazione con l'Istituto di inquinamento Atmosferico del CNR. L'indice di purezza del metano all'uscita del processo è vicino al 99% e una volta compresso è pronto per essere immesso in rete per uso autotrazione o direttamente nelle vetture.

L'impianto di Bresso-Niguarda produce 340.000 kg di biometano l'anno, il carburante necessario a far viaggiare 416 veicoli per 20.000 km l'uno, ovvero l'intero parco auto aziendale del Gruppo CAP.

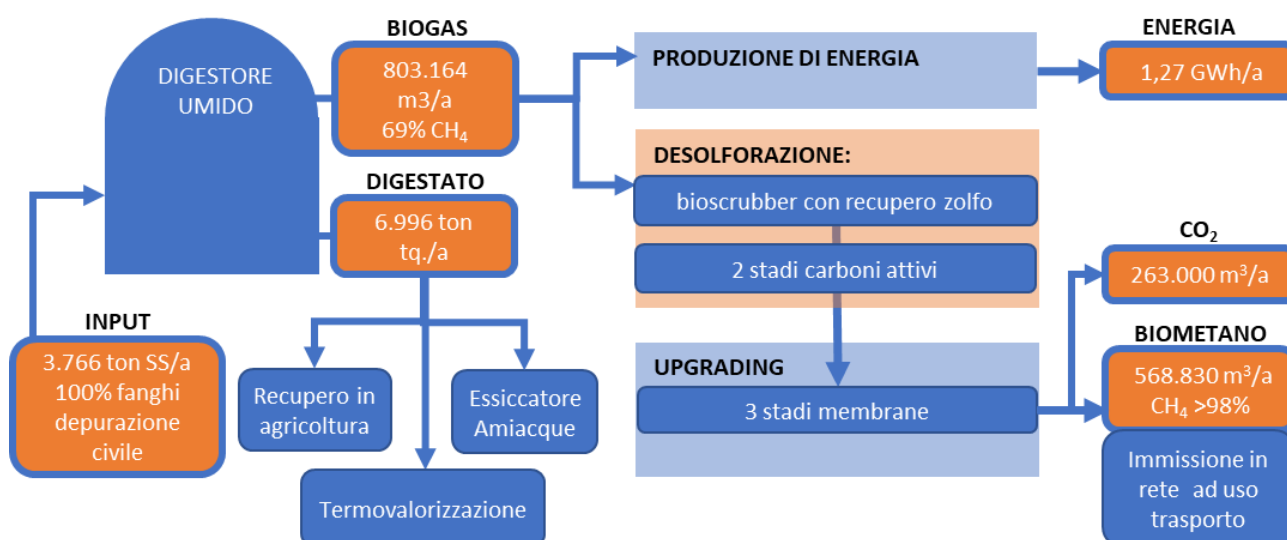


Figura 17 Schema dell'impianto di Bresso-Niguarda del Gruppo Cap

ITER AUTORIZZATIVO

Data richiesta autorizzazione: 24/03/2017.

Durata fase di sperimentazione: 1 anno.

Durata fase di progettazione: 3 mesi progettazione definitiva + 30 giorni progettazione esecutiva.

Data entrata in esercizio impianto: 8 aprile 2019.

Ore annue di esercizio: 8490.

Qualifica GSE: in corso.

CIC ottenuti: n.d.

Investimento iniziale: 1.100.000€ (comprensivo di progettazione esecutiva e 3 anni full service).

Costi gestionali: stima 75.000€/anno da offerta tecnica fornitore (manutenzione ordinaria, straordinaria, reagenti, energia elettrica).

4.5.2 Biometano da FORSU: il caso di Acea

ACEA Pinerolese Industriale (ACEA) è una multi-utility che si occupa della gestione dell'acqua, dell'energia e dell'igiene ambientale. Serve circa 1 milione di utenti per il trattamento della FORSU da raccolta differenziata cittadina, per la produzione di biogas, attualmente destinato alla produzione di energia termica ed elettrica.

L'impianto di produzione di biometano di Pinerolo (Torino sud) è brownfield e si avvale del biogas prodotto a partire da FORSU. Un impianto di trattamento acque a servizio di 100.000 A.E. è in fase di completamento.

Attualmente è operativo un impianto pilota da 50 Sm³/h di biometano usato per alimentare alcuni veicoli del Polo a scopo dimostrativo; entro l'anno, parte della produzione di biogas verrà convertita a produzione di biometano da immettere in rete, per un flusso stimato, a regime nel 2020, di 500 Sm³/h (4.500.000 Sm³/a).

La soluzione prevista per la anidride carbonica nel breve termine è il rilascio in atmosfera. È al vaglio l'utilizzo per rendere gasata l'acqua destinata al consumo umano. Sono in corso progetti di ricerca per valutare l'uso della anidride carbonica per metanazione (reazione di Sabatier), produzione di bioplastiche attraverso batteri ingegnerizzati. La produzione stimata di biometano è di 4.500.000 Sm³/a, idealmente ad uso trasporto.

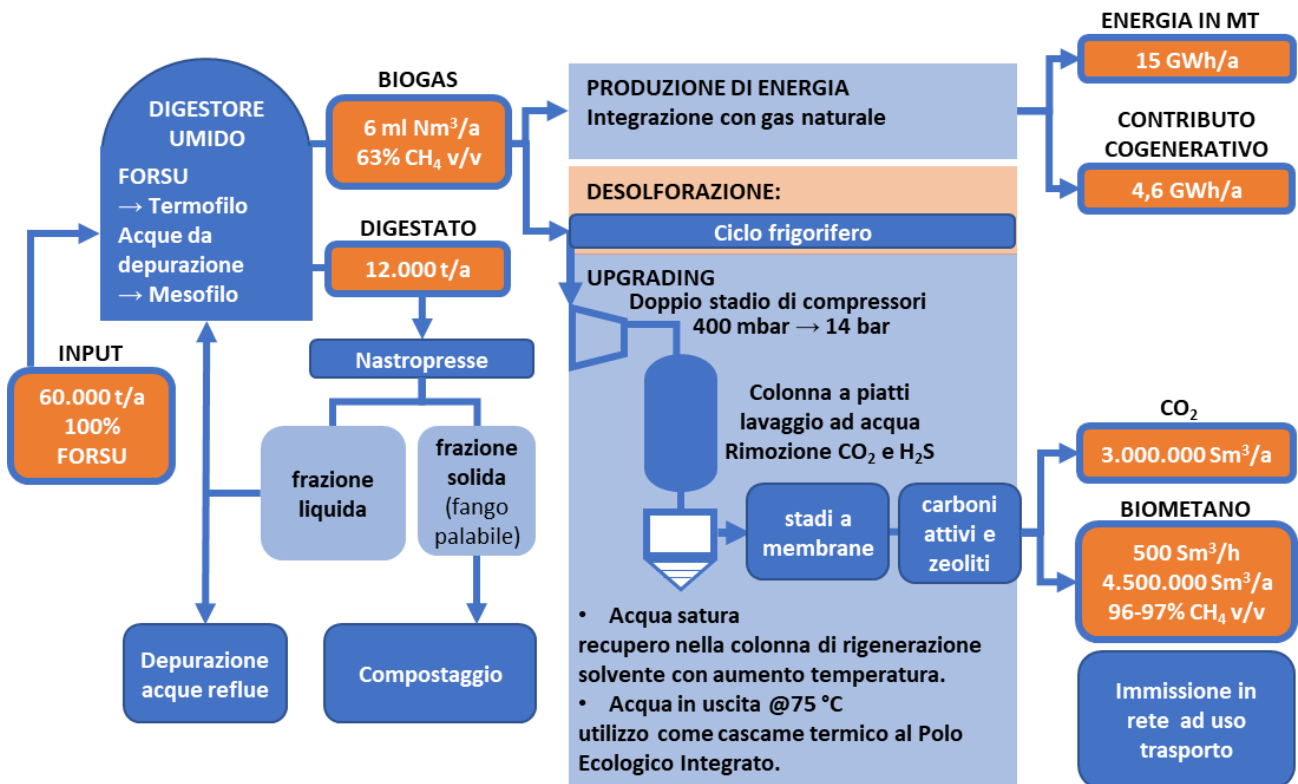


Figura 18 Schema dell'impianto di Acea Pinerolese

ITER AUTORIZZATIVO

Data richiesta autorizzazione: a gennaio/febbraio 2019 è stata presentata la richiesta di autorizzazione a Città Metropolitana di Torino e GSE. La modifica AIA si è conclusa a maggio 2019, l'iter GSE è in corso.

Durata fase di sperimentazione: 5 anni circa (il pilota è stato esercito dal 2014, ed è attualmente in esercizio).

Durata fase di progettazione: da ottobre 2018 a luglio 2019.

Data entrata in esercizio impianto: marzo 2020.

Ore annue di esercizio: si prevedono 8000 h/a di esercizio.

Qualifica GSE: in corso l'iter per l'autorizzazione.

CIC ottenuti: si è fatta richiesta per ottenere CIC per la produzione di biometano avanzato.

Costi gestionali: 0,5M€/anno, stimato.

5 Opportunità di sviluppo della filiera

5.1 Sviluppo e potenzialità del biometano in Italia

Il biometano rappresenta un elemento fondamentale nella strategia del nostro Paese per la lotta al cambiamento climatico in grado di determinare una transizione energetica verso un'economia a basso contenuto di carbonio fondata sulla sostenibilità e sulla circolarità nell'utilizzo delle risorse.

Già oggi, in Italia sono operativi quasi 2000 impianti di biogas, dei quali l'80% in ambito agricolo, con una potenza elettrica installata di circa 1400 MW. Tale capacità produttiva equivale a una produzione di biometano, qualora tali impianti fossero integralmente riconvertiti, superiore a 2,5 miliardi di metri cubi l'anno (su una domanda complessiva di gas che nel 2018 si è attestata a oltre 72 miliardi di metri cubi).

Secondo stime CIB (10), l'Italia sarebbe nelle condizioni di raggiungere una produzione di 10 miliardi di metri cubi di biometano al 2030, interamente prodotto da digestione anaerobica, di cui almeno 8 da matrici agricole, pari a circa il 15% dell'attuale fabbisogno annuo di gas naturale e ai due terzi della potenzialità di stoccaggio della rete nazionale.

A partire dai risultati dello studio *Gas for Climate* (2) è in corso un analogo studio in Italia che si focalizza sul potenziale di produzione e di stima dei benefici sociali del biometano (immesso in rete). La stima più recente prevede che i benefici sociali di un sistema energetico in cui sia presente in Italia la quota di gas rinnovabile possano essere pari a circa 80 cent€/Sm³ con un risparmio annuo intorno a 9-10 miliardi di euro (circa 900 M€/anno), al netto di sussidi/incentivi da parte del regolatore.

Andrebbe tra l'altro debitamente considerato il potenziale contributo del biometano alla crescita economica del Paese: il suo essere una risorsa ottenibile da una pluralità di processi produttivi e da diversi settori rende possibile lo sviluppo di una filiera produttiva con ricadute positive sul sistema economico sotto il profilo dell'innovazione tecnologica nei settori manifatturiero, agricolo e dei servizi pubblici urbani. La filiera del biogas – biometano è quindi foriera di importanti ricadute in termini industriali in settori in cui la manifattura italiana già esprime una presenza significativa nei mercati internazionali.

L'esperienza fin qui maturata mostra chiaramente che lo sviluppo delle bioenergie ha già avuto ricadute economiche e occupazionali di gran lunga più rilevanti rispetto a quanto mostrato da altre fonti rinnovabili. La filiera del biogas-biometano risulta essere uno dei settori a maggiore intensità occupazionale ed ha già favorito la creazione di oltre 6400 posti di lavoro permanenti¹¹.

La situazione attuale è molto lontana dal potenziale teorico e le aspettative di sviluppo restano confinate ad un suo uso nel settore della mobilità. Il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 prevede infatti incentivi allo sviluppo del biometano da destinarsi al trasporto. Gli stessi volumi di biometano sono stati recentemente confermati per il 2030 dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), inviato lo scorso gennaio 2019 alla Commissione Europea dal Governo.

Al momento della stesura del presente documento¹², sono 9 gli impianti di biometano già allacciati alla rete di trasporto dal 2016 ad oggi. Inoltre, sono già accettate altre 30 offerte di allacciamento sulla rete nazionale di

¹¹ SEN 2017, pag. 274.

¹²Fine giugno 2019.

trasporto gas, a cui si aggiungono tre impianti allacciati/in fase di allacciamento sulle reti di distribuzione. Sulla base delle richieste di allacciamento attualmente accettate e degli impianti già allacciati entro i prossimi anni saranno immessi in rete (capacità massima) poco più di 400 mln Sm³/anno di biometano (ca. un terzo del potenziale incentivabile) di cui quasi 300 mln dal ciclo rifiuti e solo la restante parte da filiera agricola e agroindustria (circa 90 mln Sm³/anno) e fanghi di depurazione (ca. 10 mln). Per quanto riguarda il settore agricolo, solo poco più del 43% dei volumi provverrà da impianti preesistenti (impianti biogas riconvertiti), il restante 57% da nuovi impianti di biometano. Volumi dunque ancora lontani del tetto previsto dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 della capacità massima incentivata. Considerando che per realizzazione di un allacciamento, tra progettazione, rilascio autorizzazione e costruzione, possono passare anche 18-24 mesi e che la scadenza degli incentivi si colloca in un arco temporale relativamente prossimo (2022), non è ancora certo che si raggiunga il target di 1,1 miliardi Sm³/anno.

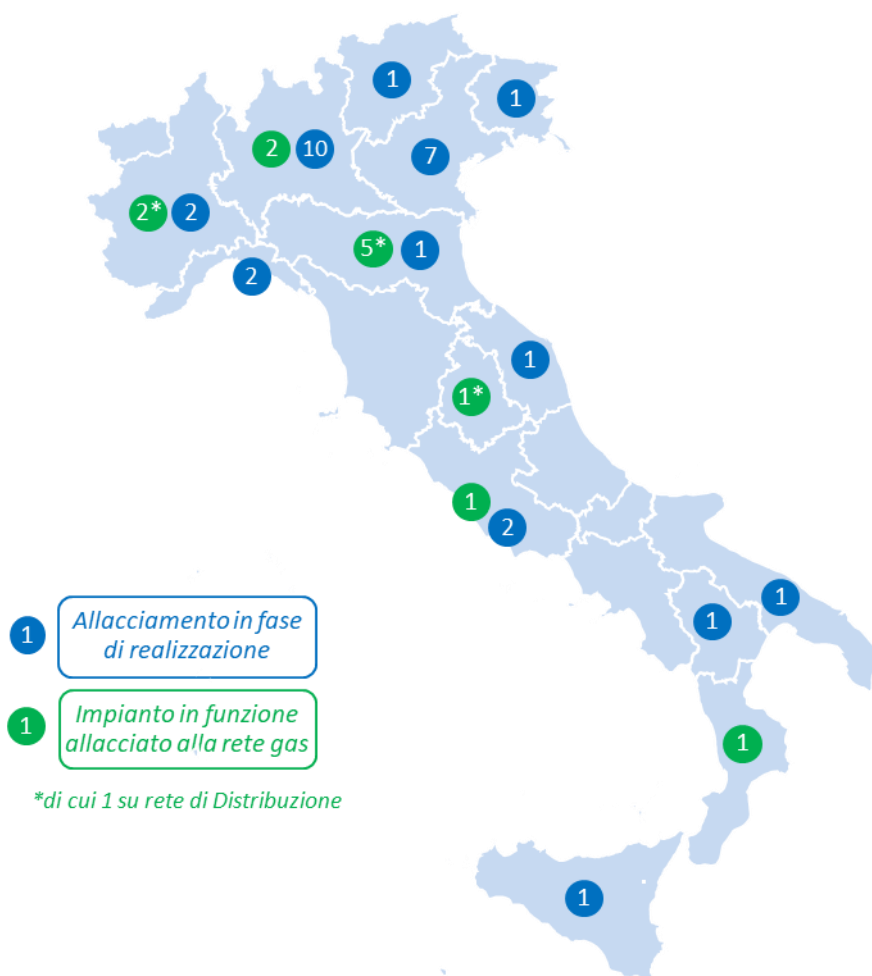


Figura 19 Analisi offerte allacciamento accettate (allacciamento in fase di realizzazione) e degli impianti in funzione (aggiornato al 30 giugno 2019)

Dallo stato dell'arte qui evidenziato (richieste di allacciamento accettate e impianti già allacciati) si evince che il principale contributo alla filiera del biometano proviene dunque dagli impianti da FORSU mentre il settore agricolo, che è quello con la maggiore potenzialità teorica, sembrerebbe stentare a decollare (Figura

20). Considerazioni più puntuali sui possibili fenomeni che ostacolano lo sviluppo del biometano e in particolare quello da settore agricolo sono rappresentati nel paragrafo 0.

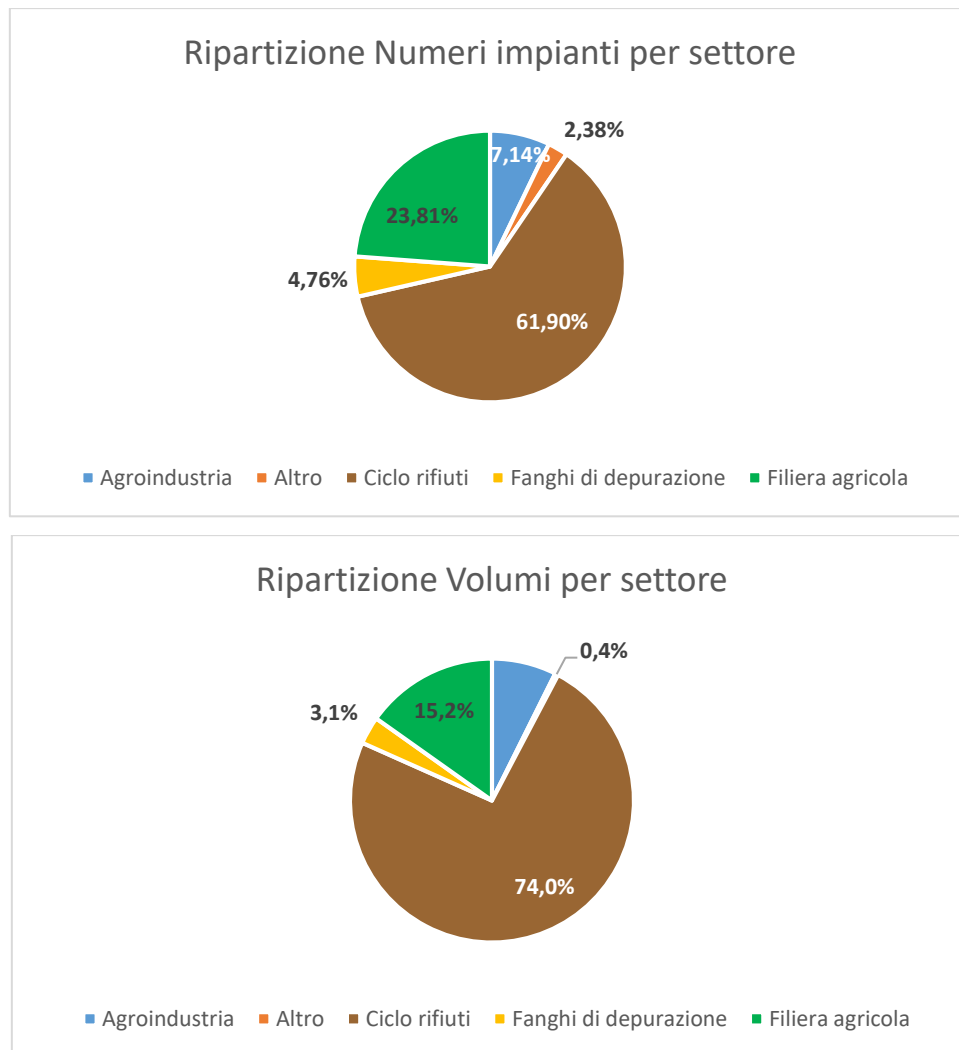


Figura 20 Ripartizione in percentuale del numero degli impianti e volumi di biometano per settore, aggiornato al 30 giugno 2019

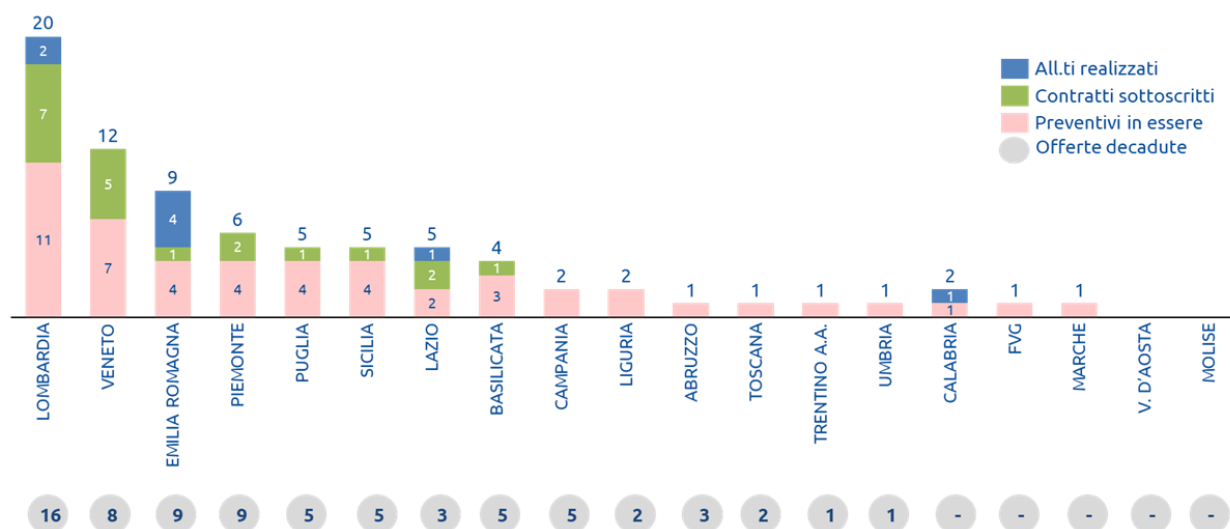


Figura 21 Rappresentazione stato dell'arte al 31 marzo 2019 per Regione delle offerte presentate e contratti di allacciamento con Snam Rete Gas sottoscritti.

Infine, come si evince dal grafico di 21 Rappresentazione stato dell'arte al 31 marzo 2019 per Regione delle offerte presentate e contratti di allacciamento con Snam Rete Gas sottoscritti, a oggi il maggior numero di richieste di allacciamento alla rete di trasporto sono concentrate nell'area della Pianura padana e nel Sud Italia mentre alcune aree del centro Italia sono ancora poco attive.

5.2 Potenziale sul sistema industriale

Con la firma del Decreto interministeriale 2 marzo 2018 si sono aperte nuove possibilità per le aziende che offrono sistemi applicabili nelle fasi che vanno dai pretrattamenti di purificazione e compressione del biogas fino alla distribuzione del biometano. Il cuore della filiera è rappresentato dai fornitori dell'unità di upgrading vera e propria, sia essa basata su tecnologie a membrane, sull'Adsorbimento a Pressione Variabile (PSA), su lavaggio ad acqua, lavaggio chimico o criogenica. Ausiliarie all'unità di upgrading sono le soluzioni per la gestione ed il recupero dell'anidride carbonica, per la misura fiscale ai fini dell'incentivazione, per la garanzia della qualità del biometano e per la liquefazione. Importante anche il ruolo delle aziende che si offrono sul mercato per ritirare, distribuire, vendere o immettere in rete il biometano. Infine, completano il quadro i professionisti che offrono servizi di consulenza, progettazione, installazione, manutenzione e certificazione.

Il potenziale della filiera del gas rinnovabile è di difficile stima, data l'influenza di molteplici variabili di tipo normativo, economico e sociale. Per questo motivo, ad oggi, le analisi quantitative riferite al nostro paese non sono numerose.

Al netto dell'incertezza su una stima di medio termine, si può ragionevolmente asserire che la diffusione delle tecnologie riconducibili al biometano, seguirà un trend positivo e sembra doveroso approfondire gli elementi caratteristici di un mercato in costante espansione.

Attraverso le interviste a 4 aziende del settore dei gas tecnici, questo capitolo riporta la visione industriale sulle prospettive di business nell'ambito del biometano.

5.2.1 Tecnologie di upgrading

La tecnologia più appropriata per il processo di upgrading viene selezionata in base alla composizione della matrice di origine del biogas e alla destinazione finale del biometano¹³, in modo da ottimizzare la performance tecno-economica.

Tra le tecnologie di upgrading, la più diffusa è senz'altro quella a membrane. Queste ultime sono infatti un prodotto flessibile e modulabile, che si presta bene a portate e taglie di impianto variabili. Hanno un buon rapporto Capex – Opex, includendo nell'Opex i costi di esercizio.

Il PSA è utilizzato quando è necessario ottenere un grado di purezza elevato, a vantaggio della fase successiva se il prodotto viene avviato a liquefazione piuttosto che essere immesso in rete. Sebbene caratterizzato da consumi specifici inferiori rispetto alle membrane, il PSA ha un Capex elevato e non è modulabile. Inoltre, il processo basato su una fase di rigenerazione, richiede un sistema di valvole che incrementa il grado di complessità dell'impianto e quindi della manutenzione.

La tecnologia criogenica è attualmente meno diffusa mentre i lavaggi amminici occupano uno spazio molto limitato nel mercato delle tecnologie per l'*upgrading* del biogas.

Le tecnologie di upgrading sono mutate da altri settori industriali: le membrane o il PSA sono sistemi di purificazione applicabili a molti gas tecnici per la rimozione di diversi tipi di molecole (ad esempio per la purificazione dell'idrogeno da metano). Sono quindi tecnologie molto mature e collaudate, che possono evolversi partendo da una buona base, consolidata dall'esperienza di altri paesi. Stanti le attuali condizioni di design, si prospetta un aumento dell'efficienza di queste tecnologie del 5-10%.

5.2.1.1 Liquefazione

Destinare il biometano alla liquefazione richiede di gestire un investimento e un livello di complessità maggiori rispetto all'immissione in rete.

In Italia, la liquefazione del metano non si è ancora diffusa: un'esperienza dimostrativa di purificazione e microliquefazione è stata condotta nell'ambito del progetto europeo "[STORE&GO](#)" a Troia.

5.2.2 Destinazione d'uso dell'anidride carbonica

Quello della anidride carbonica è un mercato esistente, fornito da impianti industriali di grossa taglia. Circa il 70% di questo mercato è alimentare (carbonazione di bibite, surgelazione, etc.).

In Europa, l'anidride carbonica residua dalla produzione di biometano può essere destinata ai settori industriali che tipicamente richiedono anidride carbonica pura, come il *food&beverage*. Nel settore *food&beverage* gli standard di qualità richiesti sono molto elevati. Nel caso specifico di un gas sintetizzato a partire da matrici di input di varia composizione, che può riscontrare problematiche di tracciabilità, di garanzia della purezza e identificazione di eventuali componenti organici o inorganici devono essere effettuate analisi aggiuntive a garantirne l'idoneità. Anche se all'impiego dell'anidride carbonica separata dal metano in questo settore risulta di ostacolo la saturazione del mercato, questo possibile impiego può essere valutato con interesse dai player.

I volumi potenzialmente ingenti di anidride carbonica da upgrading del biogas, potrebbero bensì essere destinati alla metanazione, ovvero alla produzione di metano da idrogeno rinnovabile. Ci sono alcuni pilota in Italia e all'estero ma il raggiungimento di una scala commerciale è ancora lontano. Il principale ostacolo all'impiego dell'anidride carbonica per la metanazione è il costo di produzione dell'idrogeno.

5.2.3 Modelli di business

I *technology provider* offrono sistemi di upgrading e liquefazione, seguendo l'intera filiera dal biogas al biometano (compresso o liquido) dal punto di vista dell'ingegnerizzazione, dell'installazione e della

¹³ Immissione in rete allo stato gassoso, secondo i codici rete Snam, o liquefazione e trasporto attraverso cisterne criogeniche.

manutenzione. Si rivolgono a un bacino di clienti composto da produttori di biogas sia di origine agricola che da FORSU. Il modello di business applicato, oltre alla fornitura degli impianti di upgrading, può prevedere la partecipazione della società cliente e il ritiro del biometano prodotto ovvero una partnership in qualità di EpC contractor dove, la distribuzione e la vendita sono correlate al business corrente dei produttori di gas tecnici. Questo tipo di collaborazioni andrebbero incoraggiate perché favorirebbero lo sviluppo di questa filiera supportando le aziende agricole che riscontrerebbero alcune difficoltà per la bancabilità dei progetti.

5.2.4 Mercato odierno

Germania e Francia hanno avviato da anni la produzione biometano, seguiti Gran Bretagna e Paesi Nordici. La Spagna e i paesi dell'est hanno un certo potenziale, ma la dimensione del mercato è comunque legata alle forme di incentivazione.

Ad oggi in Italia sono pochissimi gli impianti costruiti e sono poche le società referenziate per la costruzione di una linea industriale complessa come quella dell'upgrading del biogas. Gli operatori del settore dovranno quindi accreditarsi come affidabili, dando evidenza dei vantaggi offerti dai loro sistemi.

Le società intervistate dichiarano di aver investito per implementare processi organizzativi dedicati al biometano, vedendo in questo senso un notevole potenziale di business. Il mercato, dove il TSO gas gioca un ruolo di protagonista, offre opportunità di sviluppo industriale lungo tutta la filiera, che è lunga e partecipata da molti attori: dall'azienda agricola, ai fornitori di tecnologie, ai soggetti che propongono servizi e soluzioni logistiche. Si tratta di aziende che detenevano un certo *know how* e hanno scelto di investire nel biometano quando hanno visto buoni margini operativi, in seguito all'emanazione del Decreto interministeriale 2 marzo 2018. Infatti, i certificati di immissione in consumo (CIC), hanno reso proficui gli investimenti nella produzione di biometano avanzato da *feedstock* eligibili. Nei vari punti della *supply chain* i soggetti economici si sono rivelati pronti a cogliere le opportunità di mercato, che è divenuto così molto competitivo.

Il biometano liquido si inserisce nella filiera del GNL, il cui sviluppo in Italia soffre dell'assenza di premium price. Per quanto riguarda il trasporto pesante, la diffusione del GNL è stata spinta dalla DAFI, che ha avviato un trend positivo. Lo sviluppo è limitato dalla carenza di infrastrutture costiere: il primo deposito italiano di GNL sulla costa adriatica, sarà operativo a Ravenna dal 2021.

5.2.4.1 Prospettive

Se inizialmente il maggiore contributo alla produzione di biometano sta venendo dalla FORSU, in prospettiva gli scarti agricoli diverranno sempre più importanti e l'apporto di tutte le matrici organiche crescerà molto.

Il sistema dei CIC rappresenta un fattore di crescita, senza il quale verrebbe a mancare la sostenibilità economica di progetti capital intensive e caratterizzati da problemi di bancabilità, che non riescono a competere con i bassi costi di produzione del metano fossile.

L'elevato valore aggiunto e la cospicua capacità occupazionale della filiera del biometano, vanno ad aggiungersi ai benefit ambientali e agli effetti positivi sull'indipendenza energetica ovvero sul decremento delle importazioni di carburanti fossili. Per questi motivi, il supporto previsto dal Decreto biometano, è da considerarsi un investimento sulla sostenibilità del sistema paese, con un alto potenziale di ritorno.

È importante ispirarsi alle *best practice* a livello normativo: ad esempio la California da 10 anni offre una traccia per lo sviluppo del biometano da biogas.

6 Conclusioni

Partendo dal presupposto che il biometano risulta un caso eccellente della tanto acclamata economia circolare, non si può che pensare al biometano come a qualcosa di estremamente positivo perché permette riutilizzare degli scarti per produrre energia.

In un periodo di forte attenzione nei confronti dell'ambiente per tutti gli effetti evidenti sui cambiamenti climatici a cui si sta cercando di reagire attraverso la pianificazione di strategie per ridurre le emissioni climalteranti, il biometano può svolgere un ruolo importante. Siamo proiettati verso il 2050, non troppo lontano, con l'obiettivo di raggiungere la decarbonizzazione della produzione di energia. In questo periodo di transizione energetica, ormai in corso, il gas accompagnerà le fonti rinnovabili verso un cambiamento profondo e graduale con un utilizzo di combustibili a contenuto di carbonio sempre minore.

Il biometano risulta strategico ai fini della decarbonizzazione e dell'economia circolare: massimizzando il recupero energetico da residui organici di matrice agricola, fanghi di depurazione e FORSU, il processo di *upgrading* del biogas restituisce un biocombustibile flessibile e programmabile, atto ad incrementare lo *share* rinnovabile e l'indipendenza del sistema energetico nazionale. Veicolato nella rete gas tradizionale e utilizzato nei trasporti, il biometano può contribuire in misura notevole al raggiungimento dei target europei al 2030, con un risparmio complessivo di gas a effetto serra rispetto al ciclo vita del metano fossile tra l'80 e l'85%. In parallelo, rappresenta un'opportunità per modernizzare e rendere più sostenibile il settore agricolo, responsabile del 14% delle emissioni climalteranti globali.

Inserendosi nell'ambito delle tecnologie per la produzione del biogas, gli impianti di biometano hanno visto un'ampia diffusione a livello europeo a partire dal 2011, fino a raggiungere nel 2017 le 540 unità in 15 stati membri, tra i quali la Germania è leader nella produzione. Dall'analisi puntuale delle casistiche internazionali, risulta che lo sviluppo della normativa di riferimento e l'avvio di sistemi incentivanti sono fondamentali per la diffusione di questa tecnologia.

L'Italia, secondo paese per numero di impianti a biogas in Europa, ha un potenziale stimato di produzione di biometano di circa 8-10 miliardi di Sm³/anno. Nel 2018 il paese si è così dotato di una normativa atta a promuoverne l'impiego: il Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 - Promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti. Gli incentivi stanziati dal decreto hanno richiamato l'interesse degli investitori sulle tecnologie di *upgrading*, aprendo, a livello nazionale, nuovi scenari per lo sviluppo di una filiera industriale tecnologicamente avanzata, sostenibile, innovativa e ad alto valore aggiunto.

Inevitabilmente, nel corso del dibattito che ha portato alla stesura di questo documento sono emerse osservazioni successivamente approfondite e tradotte in istanze sicuramente da tenere in considerazione per garantire lo sviluppo di questa filiera così virtuosa.

Il nostro paese si trova dunque di fronte a una grande opportunità, che deve essere capace di cogliere, rimuovendo le barriere normative e gli ostacoli sociali, a beneficio della comunità e dell'ambiente.

6.1 Considerazioni emerse dal Gruppo di Lavoro Biometano di Assolombarda

Si ripercorrono di seguito le istanze emerse durante la stesura del documento.

In primo luogo, non si può non sottolineare che la mancata conversione di impianti a biogas esistenti a impianti per la produzione di biometano comporta un aggravio sulle bollette elettriche stimato in oltre un miliardo di euro di incentivi annui nonché una generazione di energia rinnovabile poco efficiente a causa del mancato utilizzo del calore risultante dalla cogenerazione (i rendimenti complessivi degli impianti a biogas si attestano intorno al 39%). In assenza di misure adeguate a stimolare la conversione, inoltre, resta alto il rischio di dismissione di numerosi impianti a biogas ovvero di vanificazione degli investimenti già realizzati nei digestori anaerobici, dopo il 2027, termine per la maggior parte degli incentivi.

Partendo poi dall'obiettivo di massimizzare lo sfruttamento del potenziale energetico, la normativa deve incoraggiare una valorizzazione del biogas il più possibile efficiente, attraverso la trasformazione in biometano da utilizzare in impianti di cogenerazione ad alto rendimento centralizzati con potenzialità superiori all'80%. In generale, la normativa di prossima emanazione (decreto FER II), deve premiare le tecnologie di produzione di gas rinnovabile più efficienti, come la gassificazione della biomassa legnosa.

Passando al regime di incentivazione, si segnala che, nonostante il livello di incentivazione previsto dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018 sia sufficiente a coprire le spese di produzione di biometano, il supporto al biogas è tale da rendere competitiva la sua produzione rispetto a quella del biometano. Sarebbe dunque opportuno modificare il quadro di riferimento normativo al fine di assicurare la neutralità della scelta di investimento a favore del biogas o del biometano.

Il mantenimento del sistema dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) oltre il 2022 è cruciale per garantire la sostenibilità economica degli investimenti nel biometano. Si tratta infatti di progetti capital intensive e caratterizzati da problemi di bancabilità, che non riescono a competere con i bassi costi di produzione del metano fossile. L'elevato valore aggiunto e la cospicua capacità occupazionale della filiera del biometano, vanno ad aggiungersi ai benefit ambientali e agli effetti positivi sull'indipendenza energetica ovvero sul decremento delle importazioni di carburanti fossili. Per questi motivi, il supporto previsto dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018, è da considerarsi un investimento sulla sostenibilità del sistema paese, con un alto potenziale di ritorno. Deve dunque essere previsto un prolungamento del periodo di incentivazione per dare al settore nascente una prospettiva almeno di medio periodo.

Ad oggi il mercato dei CIC è limitato a una nicchia mentre quello delle Garanzie di Origine (GO) è inesistente. In entrambi i casi è auspicabile un deciso sviluppo nonché un'apertura verso i mercati europei per garantire la dinamicità e la concorrenzialità delle offerte.

Altro aspetto, le lungaggini autorizzative. I processi autorizzativi di allacciamento alla rete gas devono essere semplificati e velocizzati. Infatti, le tempistiche attuali non sono compatibili con la fine del periodo incentivante prevista dal Decreto interministeriale del 2 marzo 2018: il 2022 dovrebbe essere il termine per la presentazione della richiesta di allacciamento e l'avvio delle pratiche, altrimenti il decreto potrebbe ridefinire la scadenza emulando il decreto legislativo n. 387/2003. In ogni caso, i tempi di autorizzazione devono essere certi, per permettere agli investitori di definire un business plan.

È necessario un chiarimento riguardo alla modalità di incentivazione per impianti a biogas riconvertiti. Inoltre, sarebbe opportuno esentare da vincoli autorizzativi l'upgrading implementato su impianti a biogas preesistenti, in virtù della riduzione dell'impatto ambientale rispetto alla situazione in essere.

Resta, infine, il problema dell'accettabilità sociale. Se tutte le problematiche sopra esposte possono essere affrontate con un adeguato intervento normativo, le resistenze delle comunità locali dettate dalla diffusione di informazioni non veritiere e distorte costituiscono l'ostacolo più difficile da affrontare. Persino il contributo di compensazione ambientale erogato al Comune che ospita l'impianto è oggetto di strumentalizzazioni finalizzate a ravvivare le opposizioni interpretando la compensazione economica come una indennità per gli effetti che l'esercizio di questo impianto dovrebbe creare alla salute dei cittadini. Per questo motivo, si invoca un approccio congiunto e coordinato degli stakeholder (aziende, istituzioni a livello locale, regionale e nazionali, università, enti di ricerca, enti di certificazione e di controllo, associazioni) nel sostenere la compatibilità della realizzazione e dell'esercizio degli impianti di produzione di biometano con gli standard ambientali. Il supporto multilaterale al biometano deve essere teso a veicolare informazioni corrette e a dimostrare trasparenza nei confronti dei cittadini.

7 Appendice - Lista di norme inerenti al biogas/biometano

UNI/TR 11677:2017 Biometano per uso diretto in autotrazione

UNI/TR 11537:2016 Immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale

UNI EN 16723-1:2016 Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 1: Specifiche per il biometano da immettere nelle reti di gas naturale

UNI/TR 11722:2018 Linee guida per la predisposizione dell'analisi di rischio per produttori di biometano da biomassa

UNI CEN/TR 17238:2018 Proposta di valori limite per i contaminanti del biometano individuati sulla base di valutazione degli impatti sulla salute umana

UNI EN 16723-2:2017 Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche del carburante per autotrazione

UNI/TS 11567:2014 Linee guida per la qualificazione degli operatori economici (organizzazioni) della filiera di produzione del biometano ai fini della tracciabilità e del bilancio di massa

UNI EN 16726:2018 Infrastrutture del gas – Qualità del gas – Gruppo H

UNI 9571-2:2017 Infrastrutture del gas - Stazioni di controllo della pressione e di misura del gas connesse con le reti di trasporto - Parte 2: Sorveglianza dei sistemi di misura

UNI EN 12732:2014 Infrastrutture del gas - Saldatura delle tubazioni di acciaio - Requisiti funzionali

UNI 10458:2011 Impianti per la produzione e l'impiego di gas biologico (biogas) - Classificazione, requisiti essenziali, regole per l'offerta, l'ordinazione, la costruzione e il collaudo

UNI EN ISO 11734:2004 Qualità dell'acqua - Valutazione della biodegradabilità anaerobica ultima di composti organici in fanghi digeriti - Metodo per misurazione della produzione di biogas

EC 1-2011 UNI 10458:2011 Impianti per la produzione e l'impiego di gas biologico (biogas) - Classificazione, requisiti essenziali, regole per l'offerta, l'ordinazione, la costruzione e il collaudo

UNI EN 16942:2016 Combustibili - Identificazione della compatibilità dei veicoli - Espressione grafica per l'informazione agli utenti

UNI CEI EN 16325:2016 Garanzie d'origine dell'energia - Garanzie d'origine dell'elettricità

8 Riferimenti

1. **Consorzio Italiano Biogas.** *Biogasdoneright and soil carbon sequestration.*
2. **Gas for Climate.** *The optimal role for gas.* 2019.
3. **European Biogas Association.** *EBA Statistical Report.* 2018.
4. **Green Gas Initiative.** *Biomethane Naturally Green Gas.* 2017.
5. **ThinkStep on behalf of NGVA Europe.** *Greenhouse Gas Intensity of Natural Gas.* 2017.
6. **Consorzio Italiano Biogas.** *Considerazioni sul potenziale del “biogas fatto bene” italiano ottenuto dalla digestione anaerobica di matrici agricole.* 2017.
7. *La mobilità sostenibile non è solo elettrica. L’avanzata dei veicoli a gas.* **AGI.** 2018.
8. *Il GNL in Italia, per un trasporto sostenibile.* **Freight leaders council.** 2019, Vol. 28.
9. *Annuale Statistico 2017.* **ACI.**
10. **Bozzetto, et al.** *Lo sviluppo del biometano: un’opzione sostenibile per l’economia e per l’ambiente.* 2017.
11. **European Commission.** *Quarterly report on European Gas Market.* 2017.

Elenco ricerche pubblicate:

- “ITS vocational courses in Italy. Evidence from the Focus on Youth projec” N° 01/2019
- “Infortuni sulle strade in occasione di lavoro: un fenomeno da conoscere per prevenire” N° 02/2019
- “Esperienze di collaborazione didattica tra università e imprese” N° 03/2019
- “Made in China 2025: quadro generale e implicazioni per la Lombardia” N° 04/2019
- “Unique Value Proposition” N° 05/2019
- “Sistema di Imprese per la rigenerazione urbana” N° 06/2019
- “L’alto valore dell’“energia” nell’economia italiana e lombarda” N° 07/2019
- “Top500+ Le eccellenze di Monza e Brianza” N° 08/2019
- “Top200+ Le eccellenze di Lodi” N° 09/2019

www.assolombarda.it
www.genioimpresa.it

