



UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea in Ingegneria Energetica

DAL BIOGAS AL BIOMETANO: ASPETTI NORMATIVI E
INCENTIVAZIONE

Relatore: Prof. Arturo Lorenzoni

Tutor aziendali: Ing. Carlo Drago

Ing. Fiorenzo Rossi

Laureando: Daniele Amico 1157373

ANNO ACCADEMICO 2018 - 2019

Sommario

INTRODUZIONE	5
IL BIOMETANO.....	7
1.1 BIOMASSA COME RISORSA	8
1.2 VANTAGGI E LIMITI DELLA BIOMASSA	9
1.3 DAL BIOGAS AL BIOMETANO.....	11
IL PROCESSO DI PRODUZIONE DEL BIOGAS	13
2.1 SUBSTRATI PER LA DIGESTIONE ANAEROBICA.....	13
2.2 CO-DIGESTIONE.....	14
2.3 EFFICIENTAMENTO DEL CONTENUTO ENERGETICO DELLA BIOMASSA	14
2.4 LA DIGESTIONE ANAEROBICA	16
2.5 I PARAMETRI DI CONTROLLO DEL PROCESSO.....	18
2.6 TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE PER LA DIGESTIONE ANAEROBICA	20
TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO.....	23
3.1 DAL BIOGAS AL BIOMETANO.....	23
3.2 TECNOLOGIE DI DESOLFORAZIONE	24
3.3 TECNOLOGIE DI UPGRADING.....	26
3.4 ANALISI COMPARATIVA TRA IMPIANTI DI UPGRADING	31
L'IMPIANTO DI RIFERIMENTO	33
NORMATIVE PER LA PRODUZIONE DI BIOMETANO	37
5.1 INQUADRAMENTO GENERALE	37
5.2 IL SISTEMA D'OBBLIGO DI IMMISSIONE IN CONSUMO	41
5.3 INCENTIVAZIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI BIOMETANO	42
5.4 INCENTIVAZIONE DEGLI IMPIANTI RICONVERTITI.....	43
5.5 CONFRONTO CON L'INCENTIVAZIONE PRECEDENTE AL DECRETO BIOMETANO.....	43
5.6 ENERGIA INCENTIVABILE.....	47
5.7 DETERMINAZIONE DELLE MAGGIORAZIONI PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTI PERTINENTI.....	60
5.8 DETERMINAZIONE DEL NUMERO DI CIC SPETTANTI	62
5.9 VALORIZZAZIONE DEI CIC	65
5.10 CORRISPETTIVI DOVUTI AL PRODUTTORE PER IL RITIRO FISICO	66
5.11 QUALIFICA DEGLI IMPIANTI	67
5.12 CONTRATTI GSE-PRODUTTORE	69

SVILUPPI FUTURI	71
6.1 BIOMETANO COME SISTEMA DI STOCCAGGIO ENERGETICO.....	71
6.2 SISTEMI DI STOCCAGGIO DEL BIOMETANO	72
6.3 LA TEMATICA DELL'END OF WASTE.....	76
CONCLUSIONI	79
BIBLIOGRAFIA.....	81
SITOGRAFIA.....	83

Introduzione

Allo stato attuale la domanda energetica mondiale è in crescita e i combustibili fossili sono ancora la principale fonte di energia utilizzata sebbene essi contribuiscano in larga misura alle emissioni climalteranti in atmosfera.

L'attenzione verso questa problematica sta crescendo, portando a una serie di interventi mirati a ridurre le emissioni di elementi inquinanti nell'atmosfera.

Le strade percorribili sono essenzialmente due: una maggior efficienza energetica e la produzione di energia da fonti rinnovabili.

La prima soluzione è quella di un uso più razionale ed efficiente dell'energia garantendo cioè gli stessi output con un minor input. Il numero di tecnologie utilizzabili per ridurre i consumi è molto vasto e per la maggior parte sono interventi pienamente conosciuti e sviluppati. Costituisce un aspetto sempre più riconosciuto nelle politiche internazionali perché porta vantaggi dal punto di vista economico ed ambientale.

La seconda soluzione, invece, prende in considerazione l'utilizzo delle fonti a basso impatto ambientale come l'energia solare, eolica, idroelettrica, geotermica, da biomasse come alternativa ai combustibili fossili.

Negli ultimi anni queste tecnologie hanno raggiunto un'elevata maturità e sono in continua crescita perché, oltre ad avere un impatto ambientale praticamente nullo, sono disponibili su scala globale in quantità illimitata.

Presentano però alcune criticità tra cui la più importante è il carattere imprevedibile che provoca una produzione intermittente e di conseguenza la necessità di utilizzare soluzioni per l'accumulo di energia, che diano la possibilità di stoccarla quando in eccesso e prelevarla quando in difetto, quest'ultime però non ancora sviluppate perfettamente in larga scala. L'unica tra queste ad essere ampiamente programmabile è la produzione di biometano dal biogas per mezzo del processo denominato "upgrading".

Lo scopo di questa tesi è inquadrare il contesto normativo italiano per quanto riguarda la produzione di biometano e studiarne il sistema di incentivazione, in particolare per l'impianto di riferimento.

La tesi è articolata in sei capitoli: nei primi tre si fornisce un inquadramento generale sul processo di produzione di biogas e di biometano, successivamente viene analizzato il contesto normativo (in particolar modo il nuovo sistema incentivante) ed infine si analizzano brevemente alcune tecnologie oggetto di studio, che possano portare ad un'evoluzione di questo biocombustibile.

L'elaborato è stato svolto con la collaborazione di ProgeVi SRL.

Capitolo 1

Il biometano

La crescita del fabbisogno energetico globale, stimata intorno al +30% tra il 2010 e il 2035 (International Energy Agency, 2012), continuerà per molti anni ad essere soddisfatta in massima parte attraverso il ricorso a fonti fossili. Le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia prevedono che al 2035 le fonti fossili avranno ancora un contributo del 75% al fabbisogno globale, contro un attuale 81%.

Se andiamo ad analizzare in particolare la domanda di energia primaria in Italia il consumo nel 2016 è stato di 154,7 Mtep e come si può notare dal grafico seguente viene confermato il trend mondiale infatti circa l'80% del fabbisogno viene coperto dalle fonti fossili.

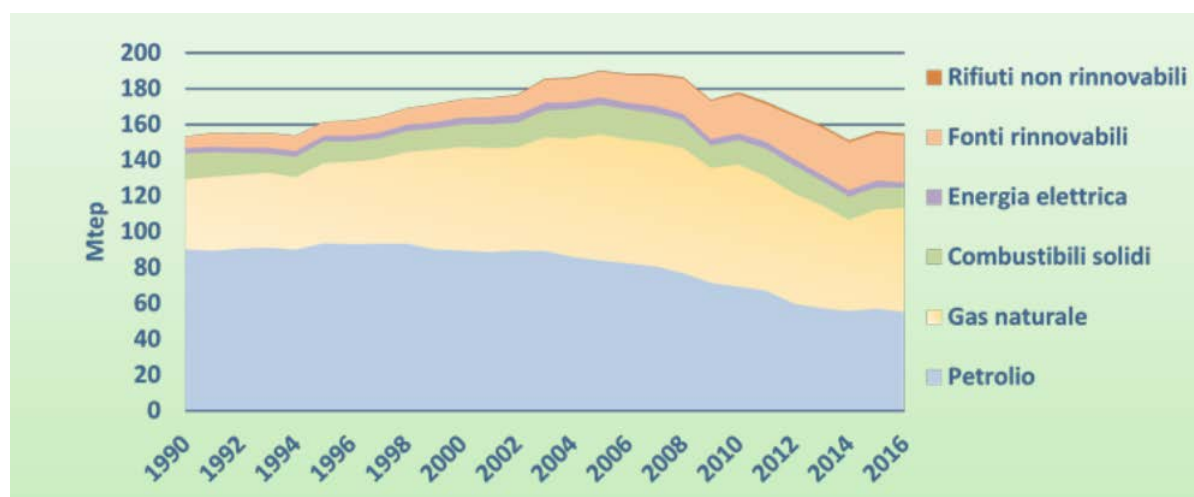


Figura 1.1 – Domanda di energia primaria per fonte (ENEA)

Per convertire l'energia chimica presente all'interno delle fonti fossili è necessaria la combustione, ma i prodotti di questa reazione sono sostanze che hanno effetti negativi sull'equilibrio ambientale.

L'esempio più lampante è l'anidride carbonica, che di per sé non è un inquinante. Questo è un gas inerte naturalmente presente in atmosfera in concentrazioni limitate, ma contribuisce all'aumento dell'effetto serra indotto provocando un innalzamento della temperatura terrestre. Studi condotti hanno evidenziato che di questo passo nei prossimi 35-40 anni la temperatura globale possa aumentare di circa 2°C provocando catastrofici cambiamenti climatici.

Inquinanti veri e propri invece sono: l'anidride solforosa che può ossidarsi ad anidride solforica ed entrambi i composti a contatto con l'acqua presente in atmosfera formano sostanze acide causando così le cosiddette piogge acide, l'ossido e il diossido di azoto che oltre ad essere tossiche provocano disturbi all'apparato respiratorio anche in basse concentrazioni.

Un altro problema riguardante i Paesi europei è la scarsa presenza di giacimenti di combustibile fossile. Ciò provoca una bassa autonomia energetica, infatti, esclusi i paesi in cui si utilizzano in larga scala le energie rinnovabili come Danimarca, Svezia o Norvegia o in cui si utilizza l'energia nucleare come la Francia, le altre nazioni hanno una forte importazione di energia e l'Italia in questo senso si colloca tra i peggiori tra i cosiddetti “Stati maggiori” e la quarta peggiore considerando tutti gli Stati membri.

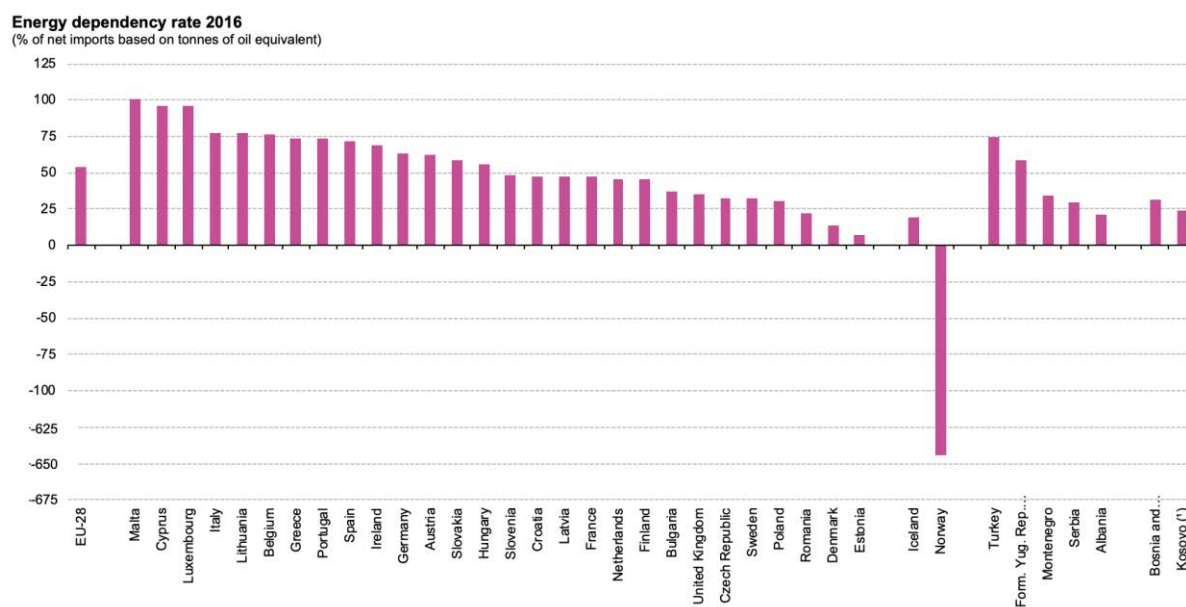


Figura 1.2 – Dipendenza energetica dei paesi europei (eurostat)

1.1 Biomassa come risorsa

Con il termine biomassa si intende tutto l'insieme delle materie provenienti da sostanze organiche, a patto che queste non siano denominate “fossili” né siano sostanze idrocarburiche liberate dal processo di degradazione della biomassa stessa.

Le biomasse sono la più antica fonte energetica sfruttata dall'uomo e, ad oggi, costituiscono una delle risorse rinnovabili maggiormente diffuse. La biomassa si può trovare allo stato solido, allo stato liquido ed anche allo stato gassoso e può essere utilizzata per la generazione di energia elettrica, energia termica e per la produzione di biocarburanti per autotrazione. La biomassa per la produzione energetica può essere ricavata dallo sfruttamento di fonti presenti in natura, come le foreste gestite in maniera sostenibile, ma anche da coltivazioni dedicate e da residui organici di vario tipo.

La rinnovabilità della biomassa può sussistere solo se il ritmo di sfruttamento della stessa non supera la capacità di rigenerazione della fonte.

Vengono definiti biocombustibili tutti i combustibili, siano essi allo stato solido, liquido o gassoso, ottenuti direttamente o a seguito di processi di trasformazione della biomassa. Inoltre, l'energia ricavata dai processi di conversione della biomassa viene definita bioenergia.

Una classificazione globale della risorsa risulta complicata a causa della moltitudine di composizioni, tipologie ed utilizzi che la caratterizzano. Una prima ma fondamentale distinzione va ricercata nel contenuto di umidità della biomassa stessa:

- Oltre al 70% viene classificata come “umida”;
- Sotto al 50% viene classificata come “secca” (tipicamente legna e piante erbacee).

Generalmente, è possibile affermare che la biomassa umida si presta maggiormente alla conversione biochimica previo trattamento di umidificazione. Viceversa, per lo sfruttamento della biomassa secca è più conveniente effettuare un pretrattamento di essiccazione per ridurne il tenore d’acqua e renderla, così, più idonea alla combustione o a processi di gassificazione.

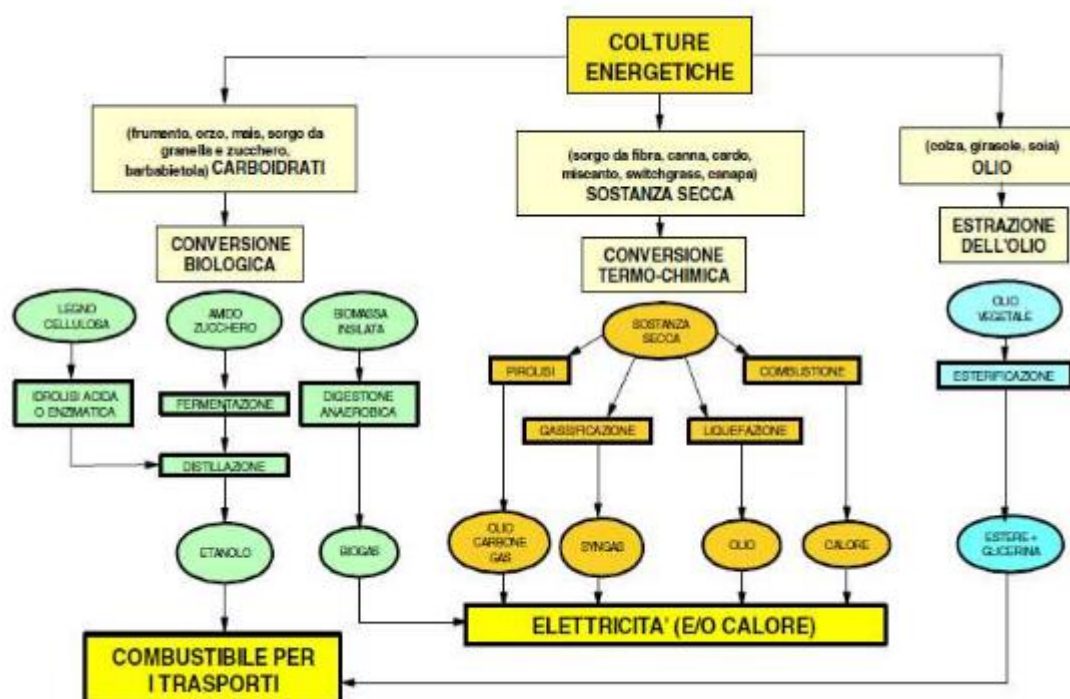


Figura 1.3 – Processi e tecnologie per la produzione di energia da biomasse (Lazzarin M., Minchio F., Noro M., “Utilizzo delle biomasse nel riscaldamento civile ed industriale: aspetti energetici, tecnologici ed ambientali”, Università di Padova)

Lo sfruttamento della biomassa in una caldaia è storicamente la tecnologia che domina il mercato, finalizzata alla produzione di energia elettrica e/o termica.

1.2 Vantaggi e limiti della biomassa

Uno degli strumenti indicati come favorevoli alla riduzione dell’effetto serra antropico è l’utilizzo della biomassa a scopo energetico. Infatti, il bilancio della CO₂ relativo a tale filiera è considerato neutro, dal momento che nel suo sfruttamento viene liberato solo il diossido di carbonio che era stato incorporato durante il ciclo di vita della biomassa. Un altro vantaggio è portato dal fatto che il suo sfruttamento contribuisce a ridurre la dipendenza energetica dai

paesi esteri. Inoltre, le biomasse sono più uniformemente distribuite a livello globale rispetto ai combustibili fossili, sono facilmente accessibili e, spesso, di facile immagazzinamento.

Tuttavia, andrebbe anche tenuto conto delle emissioni di CO₂ equivalenti dovute alle varie attività di produzione, trasporto ed utilizzo della biomassa. Uno dei maggiori inconvenienti della combustione di biomasse solide è l'elevata quantità di emissioni di CO, NO_x, e polveri tipici della combustione di sostanze solide.

Le biomasse, inoltre, spesso sono ricche di umidità e poco concentrate sul territorio, pertanto si possono avere problemi legati al loro trasporto su lunghe distanze. La filiera corta risulta essere il metodo migliore per sfruttarle, poiché comporta una riduzione dei costi di trasporto e delle conseguenti emissioni inquinanti. Per contro, questa soluzione limita la potenza massima degli impianti, visto che le dimensioni del bacino di approvvigionamento crescono con la taglia. Questo tipo di filiera si adatta bene ad aziende agricole e zootecniche che possono, quindi, valorizzare anche i prodotti di scarto delle loro attività.

Infine, va anche considerato che i rendimenti di produzione di energia elettrica e termica da biomassa sono inferiori rispetto a quelli ottenibili con i combustibili fossili.

Non va trascurato, però, il fatto che lo sfruttamento di biomasse aiuta a mantenere puliti i terreni e, in certi casi, il suo fine ciclo costituisce potenziale fertilizzante. Inoltre, lo sviluppo dell'uso delle biomasse può portare ad una riqualificazione delle aree rurali, soprattutto per quel che riguarda lo sfruttamento dei terreni incolti. Le tecniche agronomiche possono trarre giovamento dalla filiera, migliorando la produttività e creando un'integrazione tra il comparto agricolo e quello industriale.

L'interesse verso le biomasse deriva anche dal loro potere mitigante riguardo le emissioni di gas ad effetto serra (Green House Gas – GHG). Infatti, le piante assorbono CO₂ tramite la fotosintesi durante l'intero arco di vita e, quindi, contribuiscono al bilancio finale della CO₂ emessa dallo sfruttamento della biomassa.

La valutazione dell'impatto ambientale derivante dallo sfruttamento della biomassa può essere effettuata considerandone l'intero ciclo di vita, pertanto risultano fondamentali i metodi di coltivazione, di stoccaggio, di trasporto e di conversione energetica ai fini di un corretto bilancio. In uno scenario di utilizzo della migliore tecnologia disponibile, si può pensare di integrare la filiera della biomassa con sistemi di cattura della CO₂, ottenendo cicli di vita con bilanci di anidride carbonica emessa anche negativi.

Uno studio effettuato da IEA riporta i valori medi di CO₂ rilasciati nei processi di generazione di energia elettrica e termica, distinti in base ai diversi combustibili utilizzati. È evidente che lo sfruttamento della biomassa è il sistema con il minor impatto ambientale dal punto di vista delle emissioni climalteranti.

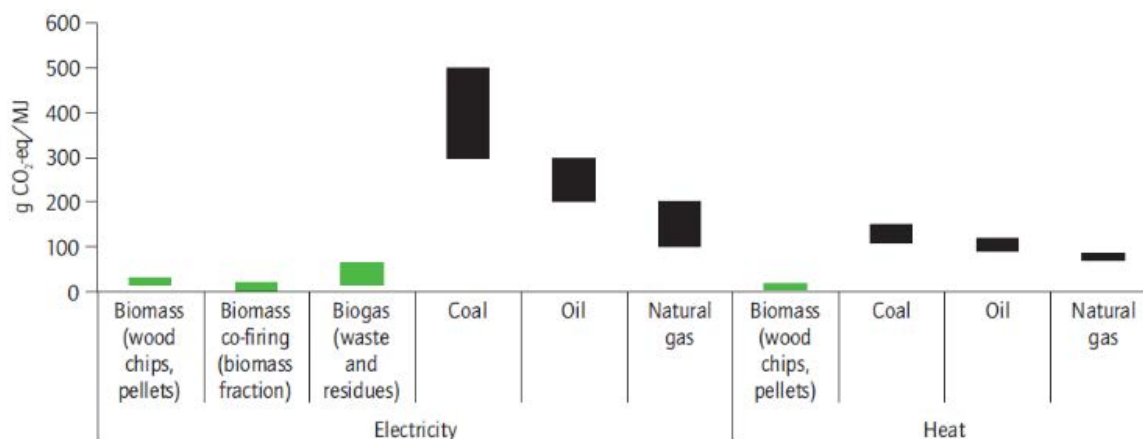


Figura 1.4 – Valori medi di CO₂ rilasciati nei processi di generazione energetica (IEA)

1.3 Dal biogas al biometano

Il biogas è il prodotto finale del processo di digestione anaerobica, ossia condotta in assenza di ossigeno. Il fermentatore viene alimentato con il cosiddetto “ingestato”, ovvero una miscela contenente la biomassa opportunamente diluita per poter essere pompata. I prodotti in uscita sono il “digestato”, che contiene le componenti con degradabili dell’ingestato e la frazione non digerita, ed il biogas. Quest’ultimo è una miscela gassosa ricca di metano (50-70%) ed anidride carbonica (30-50%) e, solitamente, viene utilizzato in un motore tramite combustione per la produzione di energia elettrica e/o termica. Questa tecnologia ha riscosso un notevole successo poiché questa configurazione si presta bene ad essere convertita ad un assetto cogenerativo.

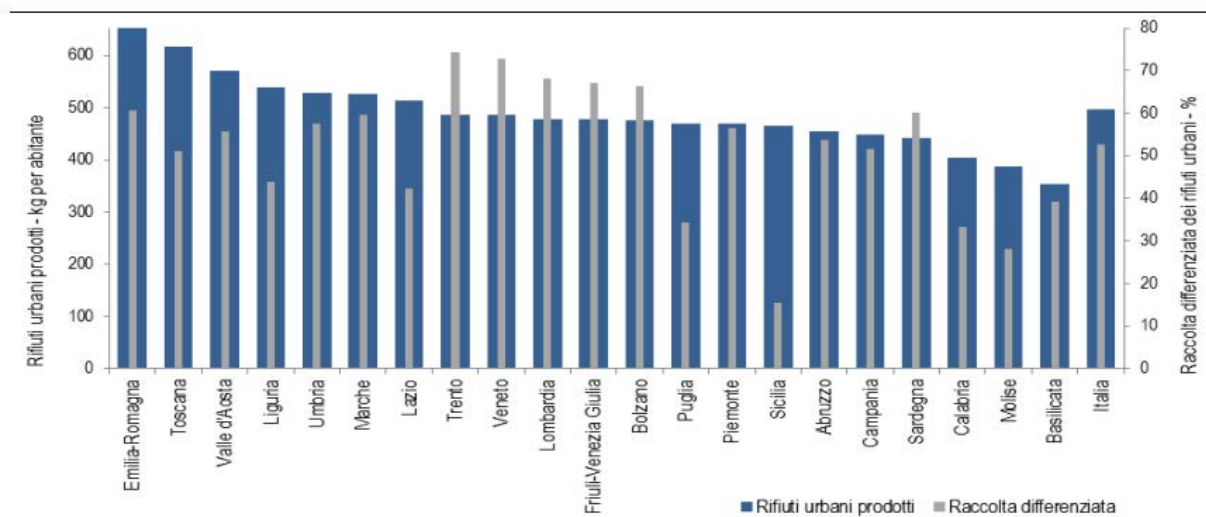


Figura 1.5 – Rifiuti urbani raccolti pro capite e percentuale di raccolta differenziata (Ispra)

Una diversa possibilità di utilizzo del biogas risiede nella tecnologia di “upgrading” dell’impianto. Ovvero la purificazione del biogas con lo scopo di separare il metano dalle altre componenti in esso contenute. In questo modo viene ottenuto il biometano.

Secondo l'UE, il biogas è indicato tra le fonti energetiche rinnovabili non fossili che possono garantire maggior autonomia energetica ed una riduzione graduale dell'attuale stato di inquinamento atmosferico. Diversamente da altre fonti rinnovabili, come l'energia eolica e solare, la produzione di biogas è ampiamente programmabile e potenzialmente attiva 365 giorni all'anno, indipendentemente da fattori climatici. Inoltre, il biogas rappresenta una seconda fonte di sostentamento per gli operatori agricoli che si integra perfettamente con la loro normale attività.

Considerando che l'Italia è uno dei paesi energeticamente più dipendenti all'interno dell'UE, la possibilità di produrre un biocombustibile si prospetta come un potenziale incremento dell'autosufficienza energetica. In aggiunta, il biometano può essere facilmente stoccato, diversamente dall'energia elettrica.

Oltre a tutti i vantaggi della filiera delle fonti rinnovabili, il biometano introduce ulteriori benefici caratteristici del processo di fermentazione. Infatti, attualmente, la gestione dei rifiuti rappresenta un grosso onere ed un impatto ambientale considerevole (soprattutto nelle aree dove sono localizzate le discariche). La valorizzazione della FORSU (Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano) in impianti di digestione anaerobica porta ad un abbattimento dell'impatto ambientale e porta ad una sensibile riduzione dei costi di smaltimento, conseguendo nel frattempo ricavi dalla vendita del biometano prodotto. Inoltre, il digestato può essere avviato al compostaggio ed utilizzato come ammendante agricolo.

Capitolo 2

Il processo di produzione del biogas

2.1 Substrati per la digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica per la produzione del biogas può essere attivato a partire da qualsiasi sostanza di natura organica. Per motivazioni economiche, di resa e reperibilità, però, la scelta dei substrati utilizzabili è limitata a quelli che presentano determinate proprietà che ricadono nelle seguenti categorie:

- Effluenti di allevamento;
- Sottoprodotti agricoli;
- Reflui zootecnici;
- Colture dedicate;
- FORSU;
- Fanghi di depurazione.

La composizione della biomassa ne delinea tipologie e quantitativi di lipidi, proteine, carboidrati, la presenza di eventuali strutture lignocellulosiche non degradabili e la dimensione delle particelle. Quindi, risulta necessario controllare i seguenti parametri associati al substrato:

- Sostanza secca o solidi totali (SS o ST);
- Sostanza organica o solidi volatili (SO o SV);
- Componente fibrosa (lignina, cellulosa, emicellulosa);
- Azoto totale e carbonio organico;
- Potenziale produzione di biogas e relativa quota di metano.

La sostanza secca rappresenta il contenuto di materiale secco, ottenibile essiccando l'unità di massa della biomassa ad una temperatura di 105°C fino al raggiungimento delle condizioni stazionarie. La quota di biomassa eccedente la sostanza secca andrà a produrre il digestato.

La sostanza organica indica la frazione di sostanza secca effettivamente fermentabile e, di conseguenza, identifica il metano potenzialmente producibile. Può essere determinata attraverso la combustione a 650°C dell'unità di massa della biomassa fino al raggiungimento di un peso costante. Chiaramente, le colture energetiche dedicate possiedono una percentuale di sostanza organica elevata rispetto alle altre tipologie.

La componente fibrosa, in particolare il grado di lignificazione, è di notevole importanza ai fini della digestione anaerobica. Infatti, la presenza di composti lignocellulosici richiede pretrattamenti perché porta ad un rallentamento della degradazione del substrato.

Azoto totale e carbonio organico vengono monitorati attraverso il rapporto C/N che presenta il suo valore ottimale tra 20:1 e 30:1. Un valore troppo elevato di azoto può essere sintomo di tossicità per eccesso di formazione di ammoniaca durante il processo di digestione, mentre un valore troppo basso porterebbe ad un rallentamento dell'attività microbica.

La produzione specifica di biogas si esprime in Nm^3/kg (metri cubi di biogas a pressione atmosferica ed alla temperatura di 0°C per unità di massa organica) ed indica la quantità di biogas producibile durante il processo di digestione anaerobica. Subisce sensibili variazioni al variare del substrato in ingresso.

2.2 Co-digestione

Consiste nell'utilizzo combinato di substrati di diversa categoria all'interno del digestore. È una soluzione molto diffusa poiché consente di ottimizzare la produzione di biogas, garantendo una maggior stabilità di processo e migliorando le rese produttive.

Va considerato che la disponibilità e composizione dei substrati è fortemente soggetta a fattori climatici e stagionali, in particolar modo per le coltivazioni energetiche. I reflui zootecnici, invece, subiscono sensibili cambiamenti qualitativi in funzione dell'alimentazione. Inoltre, bisogna tenere conto anche del fattore economico: alcuni sottoprodotti sono gratuiti, mentre altri costituiscono un costo importante. Infine, un input eterogeneo assicura una maggior flessibilità all'impianto per garantirne il funzionamento durante tutto l'anno.

La pianificazione dell'alimentazione del digestore deve tener conto della stretta relazione tra i substrati in ingresso ed i prodotti in uscita, in particolare la composizione chimica del digestato, che in alcuni casi può essere riutilizzato mentre in altri deve essere previsto uno smaltimento. La pianificazione giornaliera e l'approvvigionamento rappresentano, quindi, fattori di grande importanza per un impianto di produzione di biogas. Queste devono essere effettuate in modo tale da prevenire eccessi e difetti di produzione rispetto a quella di progetto. Brusche variazioni dell'alimentazione dovute alla mancanza di un particolare substrato, infatti, possono innescare processi di inibizione della fermentazione. Infine, va tenuto conto della variabilità della qualità e della quantità del biogas.

2.3 Efficientamento del contenuto energetico della biomassa

I sottoprodotti agro-industriali possiedono caratteristiche chimico-fisiche tali da renderli scarsamente fermentescibili nelle condizioni di reperimento. La quota di solidi volatili contenuta è costituita da molteplici composti che presentano diversi livelli di biodegradabilità e potenzialità produttive. Generalmente, si può affermare che i composti caratterizzati da legami deboli e catene corte vengono convertiti mediante processi di semplice degradazione, mentre i composti costituiti da legami forti e catene lunghe, come le fibre, necessitano di maggior tempo e dispendio energetico. I processi di estrazione della cellulosa richiedono un attacco alla lignina per disgregare il legame lignocellulosico. Questo è possibile attraverso varie tipologie di pretrattamenti, incrementando notevolmente la loro produttività. Inoltre, questi pretrattamenti contribuiscono a ridurre i consumi energetici relativi alla miscelazione durante la digestione ed agevolano la fase di alimentazione del digestore.

Questi possono essere di tre tipologie:

- Fisici;
- Chimici;
- Biologici.

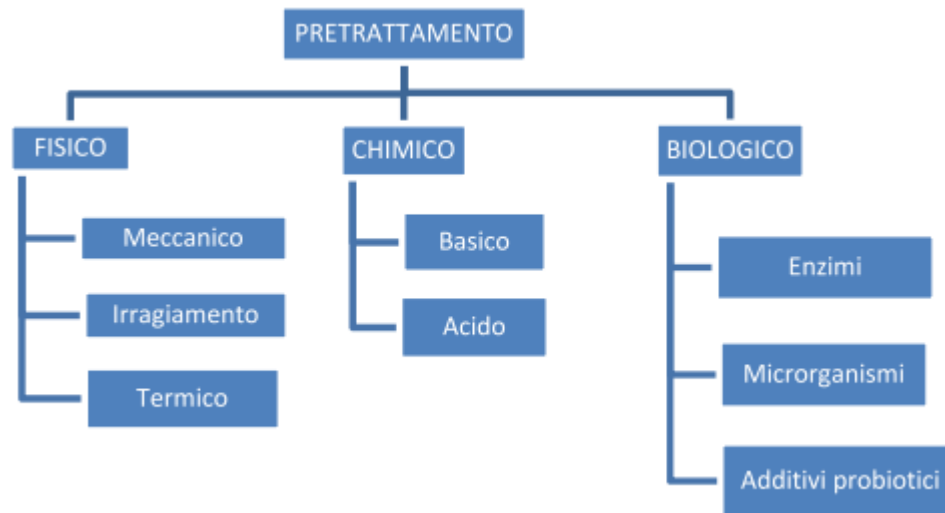


Figura 2.1 – Schema delle principali tecniche di pretrattamento della biomassa (Ecoage)

I pretrattamenti fisici sono basati sulla riduzione della complessità molecolare o delle dimensioni della biomassa e sono volti a facilitare l'attività degradativa dei microrganismi. quelli di natura meccanica sminuzzano le biomasse trattate aumentando la superficie di attacco disponibile, che porta ad una sensibile diminuzione del tempo di digestione. Questi non inducono la formazione di alcun prodotto secondario inibitore. Quelli di natura termica consistono nel sottoporre la biomassa a temperature elevate in ambiente umido (160-240°C), in modo da avere una parziale idrolisi dell'emicellulosa e, contemporaneamente, la formazione di acidi catalizzatori della reazione. In questo caso, però, è fondamentale monitorare la formazione di prodotti secondari inibitori.

I pretrattamenti chimici sono volti a migliorare la biodegradabilità della cellulosa attraverso la rimozione della lignina e/o dell'emicellulosa. Questi prevedono l'utilizzo di acidi o basi in concentrazioni tali da rompere i legami lignocellulosici. Il loro impiego può essere concentrato o diluito. Ovviamente, la concentrazione presenta effetti decisamente più rapidi, ma comporta l'utilizzo di materiali più costosi ed il rischio di fuoriuscite tossiche. Conseguentemente, è preferibile l'utilizzo di soluzioni diluite con acqua.

I pretrattamenti biologici consistono nella miscelazione della biomassa con microrganismi, additivi probiotici o enzimi idrolitici in grado di idrolizzare le catene organiche complesse in composti più semplici, favorendo così la fase idrolitica della digestione.

Può essere affermato che le suddette tipologie di pretrattamento incrementino, più o meno sensibilmente, la produzione specifica di metano delle biomasse e la velocità di digestione.

Però, a parità di efficacia, si deve tener conto di altri fattori:

- La semplicità operativa;
- Il costo economico ed energetico del trattamento;
- Il tempo necessario ad effettuarlo.

Ad esempio, i processi chimici, per quanto incrementino notevolmente la rapidità di processo, necessitano di precauzioni ed investimenti aggiuntivi. Invece, per quanto riguarda i tempi operativi, la soluzione più dispendiosa è spesso quella biologica.

2.4 La digestione anaerobica

Il processo di digestione anaerobica viene condotto da una flora batterica in assenza di ossigeno ed ha un ruolo chiave negli impianti di produzione di biogas e biometano. Infatti, in assenza di ossigeno, il carbonio presente nella sostanza organica viene convertito in metano ed anidride carbonica attraverso un processo biologico in cui si susseguono diverse fasi che compongono la cosiddetta “catena trofica”. Teoricamente, l’attività biologica anaerobica è possibile in un ampio intervallo di temperatura con batteri diversi classificabili secondo l’intervallo termico ottimale di crescita:

- Psicrofili al di sotto dei 20°C;
- Mesofili con temperature comprese tra 30 e 40°C;
- Termofili oltre i 45°C.

Il tipo di batteri è definito dalla temperatura interna del digestore. I diversi ceppi batterici interagenti tra loro sono suddivisi nei seguenti gruppi:

- Idrolitici;
- Acidogeni;
- Acetogeni;
- Omoacetogeni;
- Metanogeni.

Essi agiscono parallelamente anche se le reazioni della catena trofica si susseguono l’un l’altra, poiché la fermentazione avviene all’interno di un digestore unico. Le numerose reazioni chimiche coinvolte sono controllate dalla temperatura, dal pH e dalle concentrazioni dei substrati e dei prodotti del metabolismo batterico.

Di seguito vengono schematizzate le diverse fasi della digestione anaerobica.

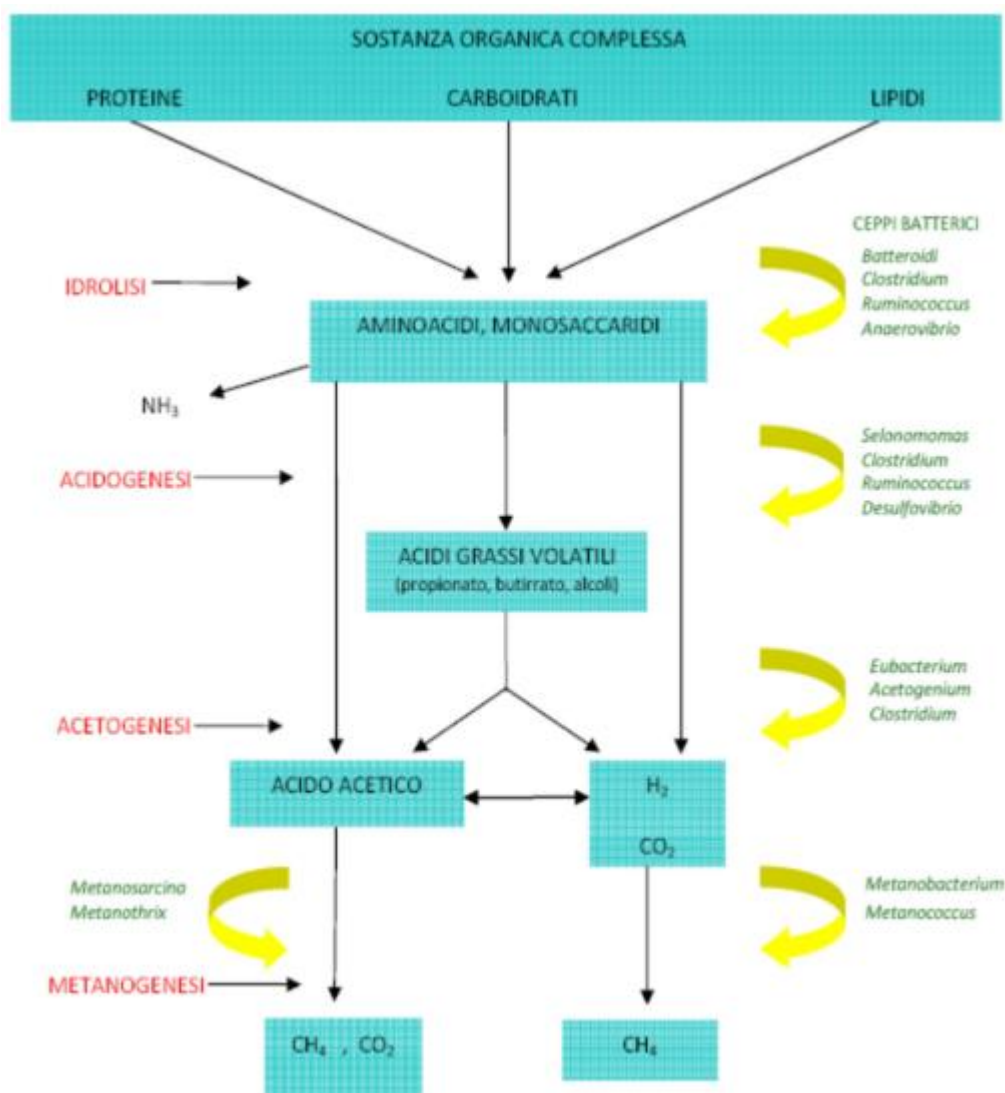


Figura 2.2 – Schema delle fasi del processo di digestione anaerobica (Giuliano A., “Ottimizzazione dei processi di digestione anaerobica di matrici ad elevata biodegradabilità, Università Ca’ Foscari Venezia”)

Durante l'idrolisi avviene la degradazione dei substrati costituiti da cellulosa, proteine, amido e lipidi in composti semplici per mezzo dei batteri idrolitici, che colonizzano e degradano il materiale. Le tempistiche di questa prima fase sono molto variabili in funzione dei pretrattamenti effettuati sulla biomassa.

Nel corso dell'acidogenesi i batteri acidogeni metabolizzano i composti solubili provenienti dall'idrolisi, trasformandoli in acidi grassi volatili a catena di carbonio con produzione di anidride carbonica, idrogeno, chetoni ed alcoli. La pressione parziale dell'idrogeno e le condizioni di pH determinano la formazione di prodotti differenti: alte concentrazioni di H₂ possono avere effetti inibitori sull'attività della microflora acetogena, mentre basse concentrazioni favoriscono la produzione di H₂ ed acetato piuttosto che la formazione di acidi ed etanolo. Risulta, quindi, essenziale che le vie metaboliche rimuovano i prodotti in modo da

evitarne l'accumulo con conseguente rallentamento dell'attività microbica ed eventuale blocco della fermentazione.

Durante l'acetogenesi, i sottoprodotti provenienti dalla fase precedente vengono convertiti in acido acetico, con conseguente produzione di anidride carbonica ed idrogeno. L'azione dei batteri acetogeni operanti a basse pressioni parziali di H_2 risulta essenziale per l'azione dei successivi batteri metanogeni utilizzatori di idrogeno. Questo trasferimento di H_2 consente l'avanzamento della reazione; una bassa pressione parziale di idrogeno è, dunque, indispensabile affinché il processo sia termodinamicamente favorito. Durante la conversione attuata dai batteri acetogeni, è fondamentale il controllo dell'equilibrio globale per prevenire l'instaurarsi di condizioni che rallentino il processo di digestione. Una variazione del pH è un indicatore della presenza di problemi.

La catena trofica viene chiusa dalla metanogenesi, nella quale viene effettivamente prodotta la maggior parte del metano (circa il 70% del totale) ad opera di batteri metanogeni. Questi, sono molto selettivi nei confronti del substrato. Per mantenere la stabilità delle reazioni, dunque, è indispensabile controllare i parametri relativi ad ogni fase della catena trofica.

2.5 I parametri di controllo del processo

L'obiettivo del processo di fermentazione è, chiaramente, la massimizzazione della produzione di metano. Con un corretto bilanciamento biologico del sistema, questa dovrebbe avvenire in modo quasi costante nel tempo. Il suddetto equilibrio, viene ricercato tramite il mantenimento delle condizioni di anaerobiosi stretta e di temperatura costante, mentre il funzionamento biologico viene mantenuto mediante un'opportuna alimentazione che non induca ad accumuli di sostanze inibitorie. Durante il processo di digestione anaerobica si ha un grande rischio di instabilità a causa dei molteplici fattori in gioco. Occorre, quindi, prestare particolare attenzione ai parametri che regolano le reazioni:

- Temperatura;
- Quantità e qualità del biogas;
- Rapporto C/N;
- pH e sistema tampone;
- Ammoniaca;
- Acidi grassi volatili (VFA);
- Rapporto VFA/alcalinità;
- Micronutrienti;
- Tossicità dell'ambiente.

Si possono considerare differenti intervalli di temperatura ottimali in funzione della tipologia di batteri utilizzati. Un aumento della temperatura operativa implica un incremento delle cinetiche chimiche, una diminuzione dei tempi di ritenzione idraulica, minori volumi del digestore ed un maggior tasso di distruzione dei patogeni. Però, bisogna anche considerare il maggior carico termico richiesto dal digestore e l'instaurarsi di condizioni di maggior instabilità di processo e maggior sensibilità alle variazioni ambientali.

Variazioni della quantità e/o della qualità del biogas indicano immediatamente la presenza di variazioni nel processo. Solitamente, la percentuale di metano presente nel biogas con un corretto funzionamento può oscillare tra il 50-70%.

Le proteine idrolizzate liberano azoto che viene quasi completamente convertito in NH_3 , poiché solo una piccola quantità viene utilizzata dai microrganismi. Il rapporto C/N indicato è pari a 20-30:1; un contenuto insufficiente porterebbe a rallentamenti del tasso di crescita e, più in generale, della digestione. Per il fosforo sono indicati valori del rapporto C/P di 150:1 e per lo zolfo sono necessari valori C/S sensibilmente maggiori perché questo è direttamente correlato alla produzione di H_2S , il quale deve avere una concentrazione compresa tra 8 e 22 mg/kg_{ss}.

I valori ideali di pH sono compresi tra 6,5 e 8, con l'ottimale pari a 7,5 ed il limite inferiore pari a 6,2 dato che al di sotto di esso si ha un rallentamento significativo del metabolismo della flora batterica. Le condizioni corrette di pH sono dettate da un delicato equilibrio tra la concentrazione di acidi organici, la capacità dei batteri metanogeni di consumare acido acetico ed idrogeno per produrre metano ed il potere tamponante dell'ambiente. Il sistema tampone è chiamato così in quanto consente, entro certi limiti, di controllare le variazioni di pH grazie alla presenza di ammoniaca ed acidi deboli. Variazioni del pH all'interno del digestore sono solitamente dovute alla discontinuità del sistema di alimentazione, ma possono essere contenute mediante correttori di pH e controllando i substrati in ingresso.

L'ammoniaca, se da un lato realizza la capacità tampone dell'ingestato, dall'altro diventa una sostanza inibente del processo con concentrazioni superiori a circa 2-3 g/l, quindi è fondamentale il monitoraggio della sua produzione durante l'intero processo digestivo.

Gli zuccheri, gli alcoli ed i polipeptidi che emergono in fase di idrolisi vengono poi trasformati in acidi grassi volatili, idrogeno ed anidride carbonica. Un aumento della concentrazione di AGV determina uno spostamento degli equilibri della biochimica abbassando il pH anche al di sotto del valore limite, portando così al blocco della produzione di biogas. Il controllo della loro concentrazione è, quindi, fondamentale e viene espresso come equivalente di acido acetico e deve essere compreso tra 200 e 2000 mg/l.

L'alcalinità è determinata dalla presenza di ammoniaca, generata dalla degradazione delle proteine, e del bicarbonato (HCO_3) formatosi dalla CO_2 disciolta in acqua. Queste molecole formano il sistema tampone per la riduzione di pH dovuta all'accumulo di AGV. L'alcalinità del substrato viene monitorata tramite titolazione con acido cloridrico e deve attestarsi tra 3000 e 5000 mg CaCO_3 /l. Ogni fermentatore presenta valori propri del rapporto AGV/alcalinità in base alle condizioni esistenti all'interno di esso che devono essere determinati nel tempo e confrontati con gli altri parametri di controllo. Solitamente, questi valori ricadono tra 0,3 e 0,4 per un digestore operante in condizioni stabili.

La microflora ha bisogno dell'apporto di minerali per la completa produzione di biogas. In particolare, per gli ioni necessari al corretto funzionamento del processo si possono verificare carenze all'interno dell'ingestato. I principali sono gli ioni di rame, ferro, nichel, zinco e cobalto.

Di seguito vengono schematizzati i valori ottimali dei parametri di controllo.

Fattori			Valori
Concentrazione solfuri Range ottimale metanigeni			8 e 22 g/kg _{SS}
pH	Fasi	Acidogeni	Ottimale 5,5-6,5 6,8-7,4 6,8-7,5
		Metanogeni	
		Co-cultura	
Alcalinità totale (CaCO ₃)		Range ottimale per 'capacità tampone'	2500-5000 mg/l
NaCl		Diminuzione velocità di crescita	250-500 mM
Ammoniaca (NH ₃)		Effetti positivi	50-100 mg/l
		Nessun effetto negativo	200-1500 mg/l
		Inibenti a pH < 7,4	1500-3000 mg/l
		Tossicità	3000 mg/l
Rapporto C:N	Attività	Idrolisi/acidogenesi: 10-45	Metanogenesi: 20-30
Rapporto C:N:P:S		Idrolisi/acidogenesi: 500:15:5:3	Metanogenesi: 600:15:5:3
Potenziale redox		Idrolisi/acidogenesi: +400 → -300 mV	Metanogenesi: <-250 mV
Acidi grassi volatili (VFA)		Primo digestore: < 4000 mg/l	Digestore secondario: < 2000 mg/l
Acido acetico		Primo digestore: < 2000 mg/l	Digestore secondario: < 1000 mg/l
Acido propionico		Primo digestore: < 1000 mg/l	Digestore secondario: < 500 mg/l
Acido iso-butyrico		Primo digestore: < 500 mg/l	Digestore secondario: < 300 mg/l
Rapporto VFA/alcalinità		Condizioni di processo stabili	0,3-0,4

Tabella 2.1 – Parametri per la valutazione della stabilità di processo (Castelli S., Negri M., “Substrati e parametri di valutazione”, Ambiente ed Energia)

2.6 Tipologie impiantistiche per la digestione anaerobica

Sono presenti diverse classificazioni impiantistiche per la digestione anaerobica. La prima distinzione è tra processi monostadio e bistadio. Poi, si ha una distinzione tra i fermentatori, che possono essere a carica singola (Batch) o ad alimentazione continua. Inoltre, questi ultimi differiscono tra loro a seconda del comportamento idrodinamico: possono essere reattori con flusso a pistone (Plug Flow) o a completa miscelazione (CSTR). Si ha un'altra distinzione in base all'intervallo di temperatura di esercizio del digestore (psicrofilo, mesofilo o termofilo), che ne determina gli omonimi ceppi batterici utilizzati.

Infine, il processo di digestione differisce secondo il contenuto di umidità della miscela, venendo quindi definito:

- Dry, con percentuali di acqua inferiori all'80% in peso;
- Semi-dry, con tenori compresi tra l'80 ed il 90%;
- Wet, con valori superiori al 90%.

La scelta della tipologia impiantistica più consona dipende, essenzialmente, dalle caratteristiche del substrato da sfruttare e da considerazioni di tipo tecnico-economiche. Generalmente, un substrato già in origine fortemente diluito come i reflui zootecnici si presterà facilmente ad una digestione di tipo wet, condotta in reattori mono stadio CSTR operanti in condizioni mesofile. Invece, la frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU), caratterizzata da un limitato contenuto di umidità ed un'elevata putrescibilità, è più adeguatamente trattabile con una digestione di tipo dry, effettuata in reattori a doppio stadio plug flow operanti in condizioni termofile.

I digestori mono stadio ad alimentazione continua CSTR in condizione wet sono, ad oggi, la soluzione più frequentemente utilizzata. In questa configurazione, il substrato che viene mandato in digestione deve essere caratterizzato da una quota di solidi inferiore al 12%; se il substrato non rientra nel vincolo già per natura, come la FORSU, è necessaria la diluizione. L'aggiunta di acqua per la digestione comporta ulteriori costi, in quanto alla fine del processo si dovrà separare la frazione solida tramite una fase di disidratazione e trattare l'acqua prima dello scarico. Durante la fermentazione, la biomassa viene continuamente miscelata tramite opportuni dispositivi. Ciò nonostante tendono sempre a formarsi uno strato di fondo pericoloso per le eliche dei miscelatori ed uno strato superficiale che tende a flottare. A causa della formazione di questa stratificazione, è periodicamente necessario un periodo di fermo dell'impianto. In alternativa, si può prevenire la sua formazione prevedendo una fase di pretrattamento a monte del digestore, con lo scopo di separare il materiale più grossolano che assicura anche una maggior tutela per le componenti meccaniche in movimento. Chiaramente, però, tale separazione incide sulla quantità di biogas prodotto poiché determina inevitabilmente una perdita di sostanza organica stimata di circa il 10%. Un altro elemento critico da considerare è rappresentato dai fenomeni di bypass idraulico che possono portare ad una degradazione non completa del substrato e, di conseguenza, una minor produzione di biogas. Per evitarlo, è sufficiente assicurare una buona miscelazione all'interno del fermentatore.

Questa configurazione non risente significativamente delle variazioni di portata, ma una variazione qualitativa della biomassa in ingresso può causare un calo prestazionale non trascurabile.

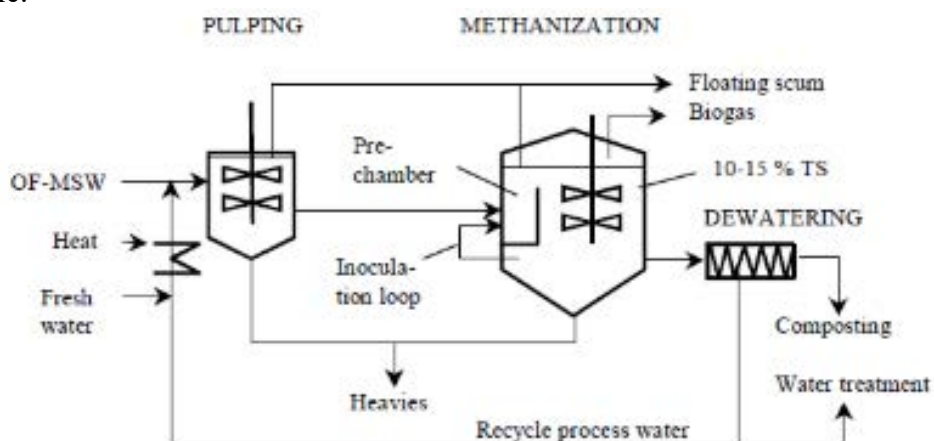


Figura 2.3 – Schema di processo di un impianto monostadio a umido con reattore CSTR (De Baere I., Vandevivere P., “Types of anaerobic digesters for solid wastes”)

Nei reattori ad alimentazione continua bistadio, la fase di metanogenesi viene condotta in bacini distinti rispetto a quelli in cui si sviluppa il resto della catena. In tal modo è possibile adattare le condizioni ambientali di ciascuno stadio alle caratteristiche delle varie fasi, incrementando, così, l'affidabilità e la stabilità delle reazioni. Questo sistema risulta particolarmente vantaggioso nei casi in cui possano registrarsi prolungati periodi di sovraccarico o un'alimentazione con substrati particolarmente putrescibili, dal momento in cui gli abbassamenti di pH dovuti alla maggior produzione di acidi interferiscono in maniera meno significativa con l'attività dei microrganismi metanogeni. Lo stadio aggiuntivo, quindi, garantisce una maggior stabilità di processo, ma difficilmente porta ad un incremento della quantità di biogas prodotto a fronte di un sensibile aumento dei costi. Le configurazioni bistadio, si distinguono in base alla presenza o meno di provvedimenti volti a favorire la ritenzione della biomassa nel secondo stadio per favorire la formazione della microflora metanogena e, di conseguenza, aumentare la velocità di conversione dell'acetato in metano. Però, è indispensabile che il tempo di ritenzione dei solidi microbiologicamente attivi (SRT) sia superiore al tempo di ritenzione della biomassa soggetta a degradazione (HRT). Questo può essere ottenuto in diversi modi:

- Mediante il ricircolo di una parte dei solidi;
- Installando dei mezzi di supporto inerti all'interno dei reattori, così che i microrganismi possano aderirvi senza sfuggire con l'effluente;
- Effettuando una filtrazione su membrana dell'effluente con re-immissione del concentrato nel reattore.

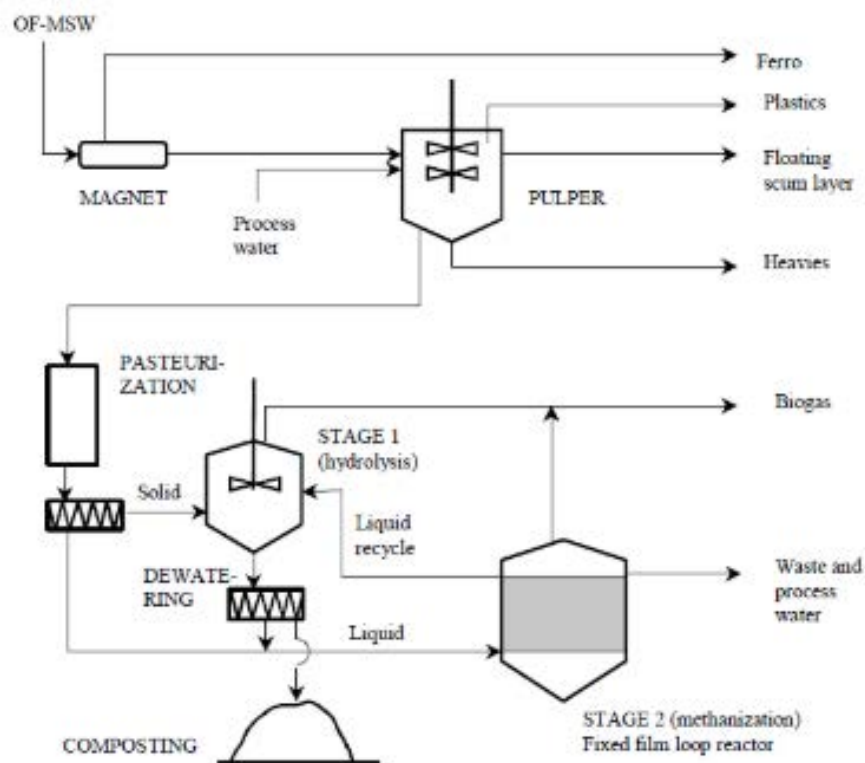


Figura 2.4 – Schema di processo BTA bistadio a umido con reattore CSTR (De Baere I., Vandevivere P., “Types of anaerobic digesters for solid wastes”)

Capitolo 3

Tecnologie per la produzione di biometano

3.1 Dal biogas al biometano

Il biometano viene prodotto attraverso una serie di trattamenti di purificazione del biogas, indipendentemente dalla sua destinazione di utilizzo. La percentuale di metano presente all'interno del biogas è variabile a seconda della materia prima utilizzata e delle condizioni di processo e, con un corretto funzionamento, può oscillare tra il 50 ed il 70%.

A titolo indicativo, di seguito viene confrontata la composizione del biogas ottenuto dalla digestione anaerobica con il gas naturale.

	Biogas	Gas naturale
Metano	50-70%	93-98%
Etano	-	< 3 %
Propano	-	< 2 %
Azoto	< 3 %	< 1 %
Ossigeno	< 2 %	< 1 %
Diossido di carbonio	25-40%	
Acqua	2-7%	
Solfuro di idrogeno	< 1 %	
Ammoniaca	< 1 %	
Silossani	Tracce	

Tabella 3.1 – Confronto tra la composizione del biogas e del gas naturale (“Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology)

È, quindi, facile comprendere come il biometano non sia altro che il prodotto di una sequenza di processi di pulizia del biogas.

I trattamenti di purificazione del biogas sono volti ad aumentare tale percentuale anche al di sopra del 98% separando il metano dalle sostanze indesiderate, quindi si può evincere che il biometano non è altro che il prodotto di un'accurata pulizia del biogas. Si possono distinguere:

- Upgrading del biogas: abbattimento del contenuto di anidride carbonica per raggiungere gli standard qualitativi richiesti;
- Pulizia del biogas: deidratazione, desolforazione e rimozione delle sostanze indesiderate.

La sequenza con cui questi processi si susseguono dipende dalla specifica tecnologia di upgrading usata. Tramite la deidratazione viene rimossa la componente di vapor d'acqua, il quale abbassa il contenuto energetico del biometano e che condensando nelle condotte del gas porterebbe a corrosione. Tipicamente, viene estratta tramite un processo di raffreddamento a 2-5°C. Analogamente, spingendo il raffreddamento a -23°C si possono rimuovere i silossani. Ci sono anche altre tecnologie per la rimozione del vapore, ma meno efficaci come il filtraggio in carboni attivi e l'assorbimento in soluzioni a base di glicoli.

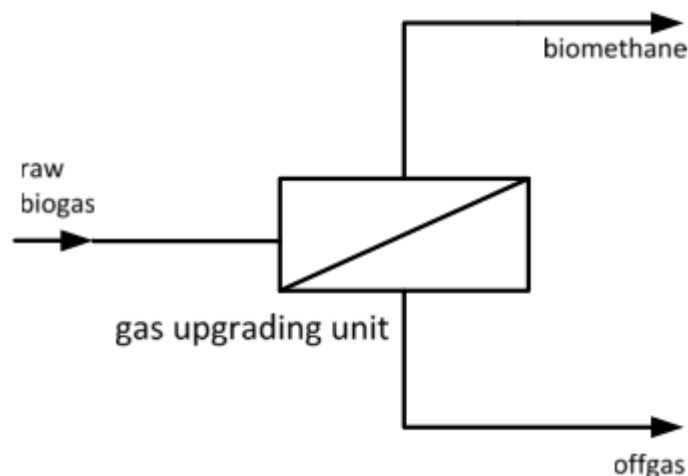


Figura 3.1 – Upgrading del biogas (“Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology)

3.2 Tecnologie di desolforazione

La desolforazione consiste nella rimozione dell'acido solfidrico e può avvenire sia prima che durante il processo di upgrading e può essere condotta all'interno del digestore, in un reattore specifico o nella stessa colonna dove avviene il processo di upgrading.

Può utilizzare un sistema a carboni attivi impregnati di sostanze basiche come il potassio o l'idrossido di sodio che neutralizzano l'acido. Un vantaggio di questa soluzione è quello di poter rimuovere anche tracce di altri contaminanti come l'ammoniaca e le polveri. Questa tecnica di desolforazione è estremamente efficiente, con concentrazioni risultanti inferiori a 1 ppm. Presenta bassi costi di investimento, ma i costi operativi sono considerevolmente elevati, quindi viene utilizzata solo per operazioni finali di desolforazione affinata.

Un'altra soluzione è l'aggiunta di miscele liquide di diversi sali metallici (cloruro ferrico o solfato di ferro) al digestore o al serbatoio di miscelazione prima del digestore, che provoca una precipitazione del contenuto di zolfo del substrato mediante formazione di solfuro di ferro; praticamente insolubile nel biogas e che verrà rimosso insieme al digestato. Con questa tecnologia è possibile rimuovere anche l'ammoniaca. La precipitazione del solfuro è un metodo di desolforazione relativamente economico e quasi senza esigenze di investimento. D'altra parte, il grado di desolforazione è difficilmente controllabile e misure proattive non sono praticabili. Questa tecnica viene solitamente utilizzata nei digestori con alte concentrazioni di idrogeno solforato come prima azione insieme alle fasi successive di desolforazione.

L'acido solfidrico può anche essere rimosso attraverso l'ossidazione da parte di microrganismi chemoautotropici. Tale ossidazione richiede una certa quantità di ossigeno, che deve essere aggiunta attraverso una piccola portata d'aria o di ossigeno puro nel caso in cui il livello di azoto debba essere ridotto al minimo. La desolforazione biologica può essere applicata all'interno del digestore o all'interno di un'apparecchiatura esterna dopo il processo di digestione. Le esigenze di investimento per questa tecnologia sono contenute e presentano costi operativi bassi. Tuttavia, questa soluzione non è applicabile nel caso in cui sia necessaria l'immissione costante in rete, poiché l'adattabilità del sistema biologico alle fluttuazioni dei contenuti di idrogeno solforato è molto scarsa.

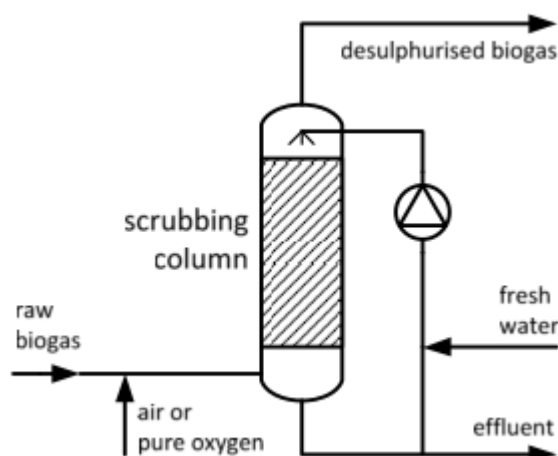


Figura 3.2 – Schema di impianto di scrubbing biologico (“Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology)

Infine, per rimuovere il contenuto di H_2S , si può adottare l'assorbimento in soluzioni caustiche (solitamente idrossido di sodio). Questa tecnica ha una buona controllabilità ed un funzionamento stabile anche con forti fluttuazioni di quantità e qualità del biogas grezzo, ma richiede l'utilizzo di agenti chimici che possono risultare pericolosi. Normalmente, l'operazione più economica è quella di controllare il contenuto del gas purificato a circa 50 ppm; il restante idrogeno solforato verrà rimosso mediante adsorbimento su ossidi metallici. Questa tecnologia deve essere tenuta in considerazione se ci si aspetta un contenuto di acido solfidrico elevato e/o fortemente fluttuante.

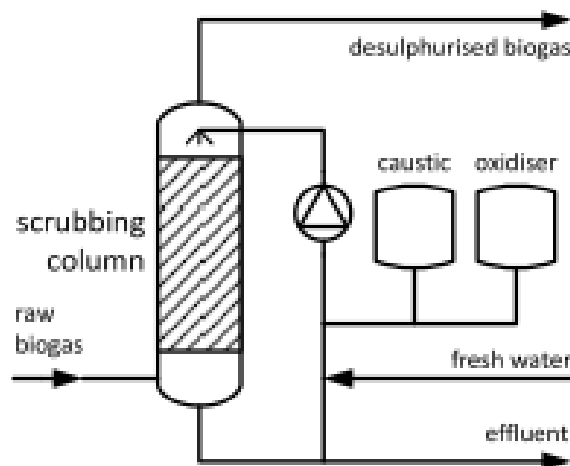


Figura 3.3 – Schema di impianto di scrubbing chimico con ossidazione (“Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology)

3.3 Tecnologie di upgrading

Il processo di upgrading ha lo scopo di ridurre il tenore di anidride carbonica al di sotto del 2% e può avvenire mediante processi differenti:

- Permeazione;
- Adsorbimento;
- Assorbimento;
- Criogenia.

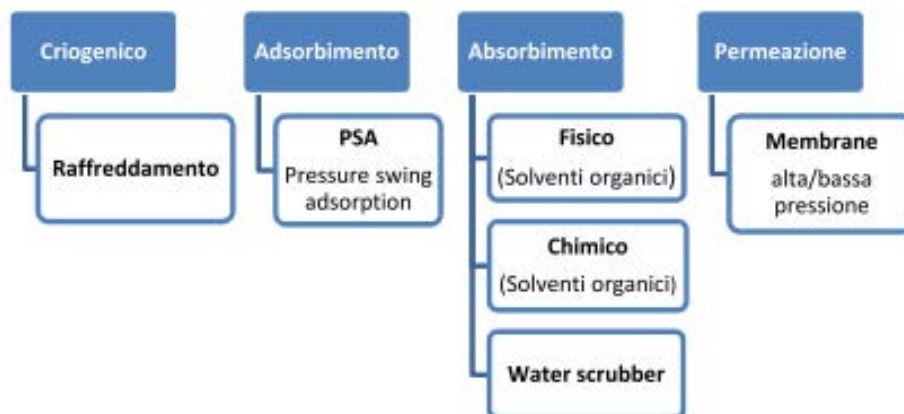


Figura 3.4 – Schema delle principali tecnologie per l’upgrading del biogas (Ecoage)

Le membrane a secco per l’upgrading del biogas consistono in materiali permeabili a CO_2 , H_2O (g), NH_3 , meno permeabili a O_2 , H_2S , N_2 e quasi impermeabili a CH_4 . Queste membrane, tipicamente, sono formate da un fascio di fibre cave incorporate in una resina alla loro estremità e legate in un tubo di acciaio inossidabile. La separazione avviene in due o tre stadi: dal gas vengono rimosse tutte le sostanze che potrebbero causare malfunzionamenti, corrosione o cali prestazionali della membrana prima di entrarvi (acido solfidrico, vapore acqueo, polveri). Successivamente, il biogas viene compresso a pressioni dipendenti dal tipo di membrana per poi essere immesso nel condotto contenente le membrane. Il metano si

accumula nel lato ad alta pressione, mentre l'anidride carbonica e le sostanze contaminanti penetrano velocemente all'interno dei micro-pori della membrana poiché il loro diametro è inferiore.

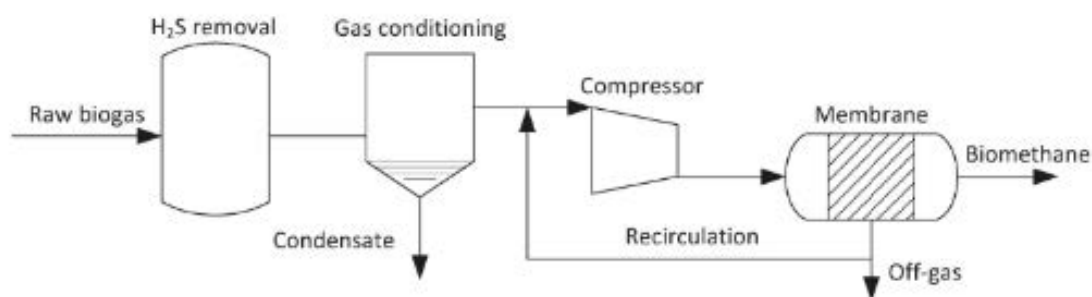


Figura 3.5 – Schema di separazione a membrane monostadio (Bauer et al.)

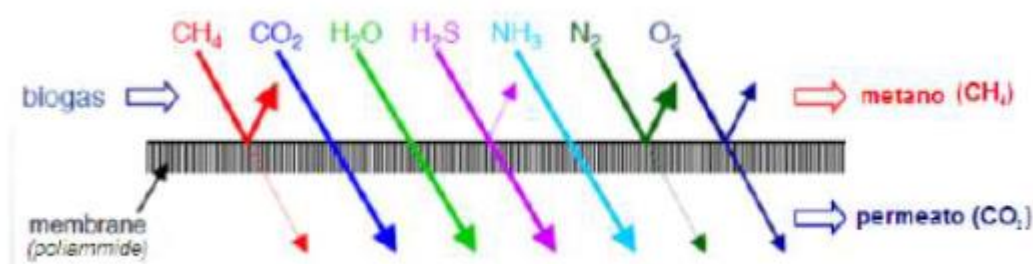


Figura 3.6 – Principio di funzionamento delle membrane per l'upgrading del biogas (Della Bella M., "Raffinazione del biogas e produzione di biometano mediante membrane ad elevata selettività", Envitec Biogas)

Lo svantaggio principale di questa soluzione è che la concentrazione di metano negli offgas ricchi di CO₂ è pari al 10-12%. Questa componente non può essere bruciata in torcia dal momento che il suo contenuto di metano non è sufficiente alla combustione. I possibili utilizzi di questi offgas sono:

- Aggiunta di un ulteriore stadio di separazione;
- Integrazione con sistemi per la Carbon Capture Storage (CCS);
- Miscelazione con il biogas;
- Ossidazione termica senza fiamma;
- Ossidazione catalitica.

La separazione dei gas tramite adsorbimento fa riferimento al diverso comportamento di adsorbimento che i vari componenti del gas assumono su una superficie solida sotto pressione elevata. Il processo di adsorbimento a pressione oscillante (PSA) avviene tramite l'utilizzo di materiali adsorbenti come carboni attivi e zeoliti che possiedono la proprietà di trattenere selettivamente molecole diverse a pressioni differenti. Essendo un processo esotermico, avviene preferibilmente a basse temperature e ad alta pressione (7-10 bar). Quando i materiali adsorbenti sono saturi, viene effettuato un processo di rigenerazione che richiede condizioni termodinamiche opposte a quelle necessarie per la cattura della CO₂ essendo un processo endotermico, ovvero elevate temperature e basse pressioni (2-4 bar). La necessità di alternare diversi livelli di pressione determina struttura e geometria del reattore di upgrading, che è costituito da un numero variabile tra 4, 6 e 9 colonne di adsorbimento.

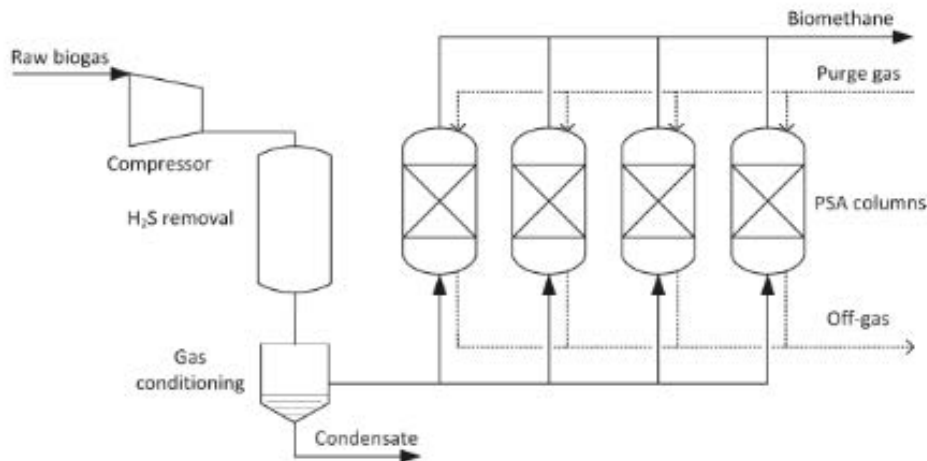


Figura 3.7 – Schema di separazione tramite PSA (Bauer et al.)

Le colonne lavorano in parallelo, ottenendo così un processo continuo anche quando qualche colonna è saturata e richiede rigenerazione. Con questa tecnologia si possono ottenere concentrazioni di metano in uscita intorno al 98%. Il limite principale di questa tecnologia riguarda la necessità di rimozione preventiva di acido solfidrico ed acqua.

L'assorbimento può essere fisico o chimico in base alle interazioni presenti. Le sostanze indesiderate presenti nel flusso di biogas vengono disciolte in un solvente liquido, infatti viene sfruttata la maggiore solubilità dell'anidride carbonica rispetto a quella del metano (circa 55 volte maggiore a basse temperature e pressioni elevate). In un impianto che utilizza questa tecnica, il biogas grezzo è intensamente a contatto con un liquido di lavaggio all'interno di una colonna di scrubbing piena.

Una delle soluzioni maggiormente diffusa è il processo di "water scrubbing" nel quale viene fatta precipitare acqua in controcorrente al biogas, portando la CO₂ in soluzione. La corrente di biometano viene raccolta dall'apice del reattore, mentre l'acqua ricca di contaminante subisce un flash, liberando una componente gassosa che viene fatta ricircolare per limitare le perdite di metano. Successivamente, l'acqua viene rigenerata in uno stripper per poter essere riutilizzata. Anche in questo caso è necessaria la rimozione preventiva dell'acido solfidrico per non incorrere in corrosione delle tubazioni.

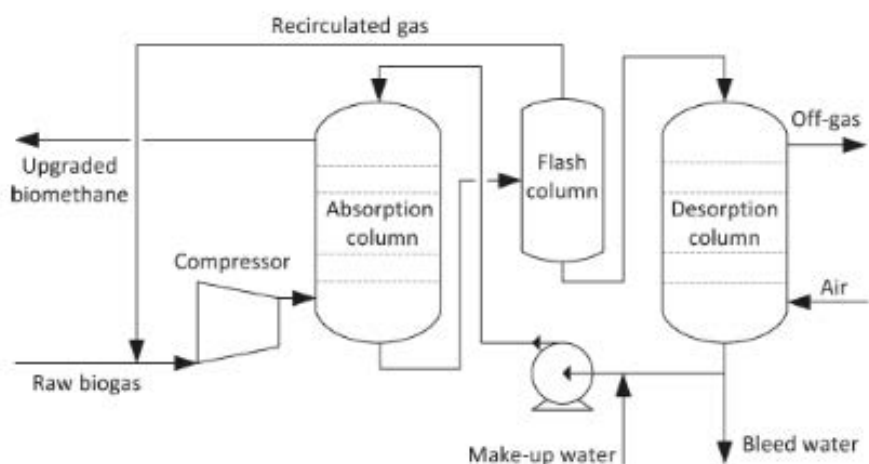


Figura 3.8 – Schema di separazione tramite PWS (Bauer et al.)

Con questa tecnologia si possono ottenere tenori di metano del 96-98%. Lo svantaggio principale di questo metodo è la presenza di ossigeno ed azoto nel flusso di upgrading per via della rigenerazione dell'acqua di lavaggio.

Il lavaggio fisico con solventi organici è molto simile al lavaggio con acqua, ma il solvente utilizzato è di tipo organico (PEG). Il suo vantaggio rispetto al caso precedente consiste nella maggior solubilità della CO_2 , di conseguenza, il flusso della fase liquida può essere minore a pari capacità di upgrading e quindi anche le dimensioni dell'impianto di lavaggio possono essere inferiori. Il PEG viene rigenerato tramite riscaldamento e/o depressurizzazione. In questo caso l'acido solfidrico può essere eliminato durante il processo, ma solitamente la sua concentrazione viene comunque abbattuta con trattamenti preliminari. Il contenuto di metano in uscita risulta compreso tra il 93 ed il 98% perché anche quest'ultimo è maggiormente solubile con il PEG piuttosto che con l'acqua.

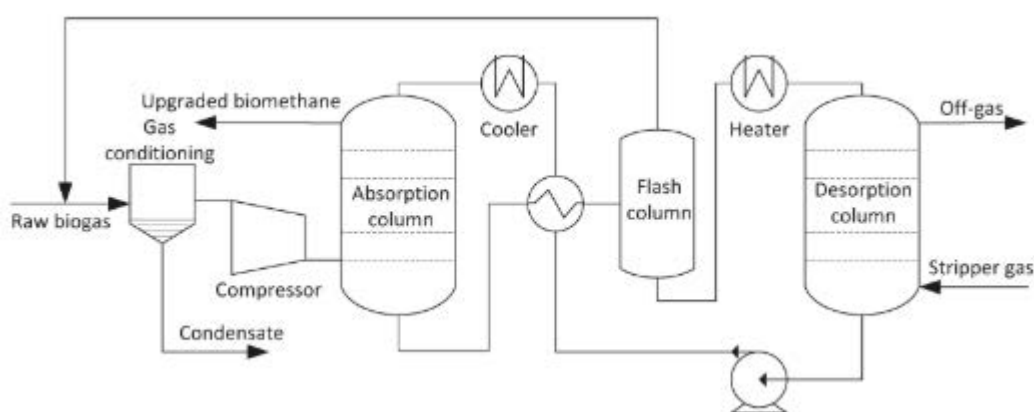


Figura 3.9 – Schema di separazione tramite assorbimento fisico con solventi organici (Bauer et al.)

Negli scrubber chimici la CO_2 reagisce chimicamente con i composti amminici contenuti nel solvente liquido che può essere monoetanolammina (MEA) o dimetiletanolammina (DMEA). Il legame dei componenti indesiderati al liquido di lavaggio è significativamente più forte, quindi la capacità di carico del liquido è molto più elevata. Questa reazione chimica è

estremamente selettiva, quindi permette di avere perdite di metano dei gas di coda addirittura inferiori allo 0,1% però la formazione di legami chimici tra il solvente e la CO₂ richiede un maggior dispendio energetico per la rigenerazione che avviene per riscaldamento. L'eventuale presenza di acido solfidrico determina un sensibile aumento della temperatura di rigenerazione, quindi è preferibile rimuoverlo preventivamente. Grazie alla elevata affinità tra anidride carbonica ed il solvente, la pressione dello scrubber ad ammina può essere mantenuta significativamente più bassa rispetto ad altri impianti di scrubbing. Solitamente, questa tipologia di impianti di lavaggio funziona a pressioni uguali a quelle già fornite nel biogas grezzo, di conseguenza non è necessaria un'ulteriore compressione. Tuttavia, le soluzioni amminiche sono tossiche per l'uomo e l'ambiente.

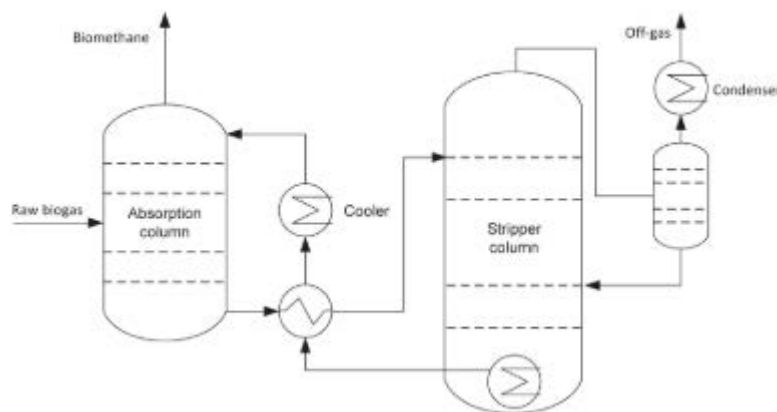
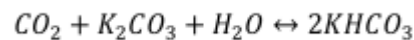


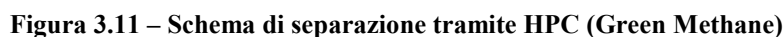
Figura 3.10 – Schema di separazione tramite assorbimento con ammine (Bauer et al.)

Un'alternativa meno impattante dal punto di vista ambientale, e già applicata in passato per il trattamento di gas di sintesi, è costituita dall'utilizzo di soluzioni saline (ad esempio K₂CO₃) ad alte pressioni e temperature. Questa tecnologia prende il nome di “Hot Potassium Carbonate” (HPC) ed è nota anche come processo Benfield o Giammarco-Vetrocoke.

Il suo funzionamento è basato sulla seguente reazione complessiva di equilibrio:



Il metano non prende parte alla reazione e tende ad uscire come gas pressoché puro. Però si tratta di un processo non ancora consolidato nel mercato delle tecnologie di upgrading.



Nella rassegna delle varie tecnologie di upgrading è utile fare cenno anche alle tecniche di arricchimento “in situ”, grazie alle quali è possibile ottenere un tenore di metano superiore direttamente nel digestore, ma si tratta di tecnologie ancora allo stadio sperimentale. Nordberg et al. (2012) riportano la possibilità di rimuovere l’anidride carbonica circolando la corrente fangosa attraverso un’unità di desorbimento (con aria o azoto) e, in seguito, inviandola nuovamente al digestore. In questo modo, il contenuto di metano ottenibile è compreso tra il 70 e l’87%. Un’alternativa è operare il digestore ad un’elevata pressione (circa 90 bar), ricavando un tenore di metano anche superiore al 90%; ciò è dovuto alla maggior solubilità dell’anidride carbonica nel digestato ad alta pressione.

È difficile fare un paragone universalmente valido tra le diverse tecnologie di upgrading del biogas, perché molti parametri essenziali dipendono fortemente dal contesto locale, primi tra tutti il costo di reperimento della biomassa e dell'energia elettrica. Inoltre, le capacità di una certa tecnologia spesso non corrispondono con l'operazione più economica.

31

Parametro	Scrubbing ad acqua	Scrubbing fisico con composti organici	scrubbing Amminico	PSA	Tecnologia a membrane
Tipica taglia di impianto [m ³ /h biometano]					
Contenuto tipico di metano [vol%]	95,0-99,0	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Recupero di metano [%]	98,0	96,0	99,96	98	80-99,5
slip metano [%]	2,0	4,0	0,04	2,0	20-0,5
Tipica pressione di consegna [bar(g)]	4-8	4-8	0	4-7	4-7
Richiesta energia elettrica [kWhel/m ³ biomethane]	0,46	0,49-0,67	0,27	0,46	0,25-0,43
Domanda di calore e livello temperatura	-	medio 70-80°C	alto 120-160°C	-	-
Necessità di desolforazione	Dipende dal processo	si	si	si	si
Necessità materiali di consumo	Agente antivegetati vo agente essiccante	Solvent organico (non pericolosi)	Soluzioni ammine (pericolose, corrosive)	Carboni attivi (non- pericolosi)	
Campo di carico parziale [%]	50-100	50-100	50-100	85-115	50-105
Numeri di impianti di riferimento	alto	basso	medio	alto	basso
Tipici costi di investimento [€/m ³ /h biometano]					
per 100m ³ /h biometano	10.100	9.500	9.500	10.400	7.300-7.600
Per 250m ³ /h biometano	5.500	5.000	5.000	5.400	4.700-4.900
Per 500m ³ /h biometano	3.500	3.500	3.500	3.700	3.500-3.700
Tipici costi operativi [ct/m ³ biometano]					
per 100m ³ /h biometano	14,0	13,8	14,4	12,8	10,8-15,8
Per 250m ³ /h biometano	10,3	10,2	12,0	10,1	7,7-11,6
Per 500m ³ /h biometano	9,1	9,0	11,2	9,2	6,5-10,1

Tabella 3.2 – Parametri significativi delle tecnologie di upgrading (“Dal biogas al biometano: tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology)

I valori di alcuni parametri rappresentano valori medi di impianti di upgrading realizzati o dati presi dalla letteratura. Il prezzo base utilizzato corrisponde a marzo 2012.

La tecnologia a membrana offre la possibilità di adattare ampiamente il layout dell’impianto al contesto locale tramite l’applicazione di diverse configurazioni di membrana, stadi multipli a membrana e più varianti al compressore. Per questo motivo è dato un ampio intervallo per la maggior parte dei parametri.

Capitolo 4

L'impianto di riferimento

L'impianto di riferimento è un impianto di produzione di energia elettrica da biogas della potenza di 999 kWe situato nel comune di Santa Maria la Fossa (CE), di futura conversione per la produzione di biometano.

Le opere di miglioramento necessarie della variante, ai sensi dell'art. 132 comma 1.a) resi necessari per intervenute prescrizioni da parte della locale ASL al fine dell'ottenimento del riconoscimento definitivo ai sensi del reg. CE 1069/09, sono i seguenti:

- Lavaruote;
- Realizzazione di un nuovo impianto lavaruote a servizio dei mezzi conferitori;
- Riconversione dell'impianto lavaruote esistente in un impianto per la disinfezione dei mezzi conferitori;
- Realizzazione delle platee di alloggiamento degli impianti di alimentazione e spurgo a servizio dell'impianto di lavaruote;
- Costruzione di una vasca per lo stoccaggio delle acque ad uso industriale;
- Vasca di carico aperta, non riscaldata né isolata, attrezzata con miscelatori e pompa sommersa;
- Vasca di carico coperta, riscaldata ed isolata, con agitatori ad immersione e recupero di biogas;
- Realizzazione di un pozzo per la captazione delle acque di falda ad uso industriale;
- Realizzazione di una serra di copertura del digestato secco;
- Fermentatore isolato e riscaldato, con copertura a sostentamento pneumatico e agitatori ad immersione;
- Postfermentatore isolato e riscaldato con copertura a sostentamento pneumatico e agitatori ad immersione;
- Realizzazione degli impianti elettrici e meccanici a servizio delle opere descritte sopra;
- Realizzazione di un nuovo lagone per lo stoccaggio del digestato liquido in uscita dall'impianto;
- Sistema di separazione liquido-solido sul digestato;
- Sistema di trattamento per la riduzione dell'azoto (SBR);
- Vasche di stoccaggio finali, aperte e miscelate, per la frazione liquida trattata;
- Platee di stoccaggio del digestato secco.

Per la conversione degli attuali impianti per la produzione di energia elettrica da biogas in impianti per la produzione di biometano, è necessario l'upgrading per la purificazione del biogas dall'anidride carbonica e dalle altre impurità presenti nella miscela.

Di conseguenza, le lavorazioni effettivamente necessarie per la realizzazione del progetto di repowering con conversione a biometano dell'impianto di produzione di energia elettrica alimentato a biogas sono descritte di seguito.

Affinché l'impianto in oggetto possa garantire prestazioni funzionali, si ritiene necessario prevederne le seguenti attività di ampliamento:

- Sistema di carico matrici solide con sistema di pretrattamento;
- Potenziamento della tecnologia di miscelazione dei fermentatori esistenti mediante l'installazione di nuovi mixer;
- Sistema di desolforazione con O₂;
- Sistema di upgrading a biometano tramite tecnologia a membrane;
- Potenziamento della linea di separazione solido-liquido;
- Opere elettromeccaniche a supporto.

L'adeguamento previsto per l'impianto è in linea con il Decreto Biometano del 2 marzo 2018 che promuove l'utilizzo del biometano, in particolare avanzato, disciplinandone le modalità di produzione, immissione in rete e l'incentivazione attraverso i CIC (Certificati di Immissione in Consumo).

Il soggetto che riceve gli incentivi è il produttore di biometano, cioè titolare delle autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

Il biometano avanzato è ottenuto dalle materie quali reflui da zootecnica derivanti da allevamenti (materie prime avanzate) con i quali è attualmente alimentato l'impianto a biogas. Per questo impianto, è consentita la codigestione con altri prodotti di origine biologica nel limite massimo del 30% in peso.

Il quantitativo di targa fissato per la produzione di biometano è pari a 300 Sm³/h.

Verrà, in seguito, studiato il contesto normativo ancora acerbo del Decreto Biometano (versione approvata dal Comitato Tecnico Consultivo Biocarburanti in data 12 giugno 2018), soffermandosi soprattutto sul nuovo sistema di incentivazione di questa tipologia di impianti.

Il nuovo Decreto si focalizza sull'aspetto più interessante del biometano, ovvero la sostituzione di benzina e gasolio per autotrazione.

Successivamente, verrà eseguito un confronto generale tra il vecchio sistema di incentivazione del biogas a tariffa onnicomprensiva ed il nuovo sistema di incentivazione del biometano tramite i CIC, per valutare quali siano i casi in cui convenga eseguire l'upgrading a biometano e, specialmente, quanto risulti conveniente per questo impianto.

In ogni caso, alla scadenza del periodo di incentivazione della produzione di energia elettrica da biogas non risulterebbe conveniente continuare la produzione nella stessa maniera e si presenterebbero quindi le seguenti possibilità:

- Dismissione dell'impianto e ripristino del terreno;
- Procedere con la produzione elettrica senza incentivo (che come detto prima, non risulterebbe conveniente);
- Convertire l'impianto alla produzione di biometano;
- Convertire l'impianto alla produzione di biometano avanzato (alternativa con la maggior incentivazione).

Tuttavia, non esiste solo l'alternativa della riconversione totale, ma anche la riconversione parziale con un minimo del 30% di biogas destinato alla produzione di biometano ed incentivato tramite i CIC, mentre il restante biogas continuerà ad essere destinato alla produzione di energia elettrica godendo della vecchia incentivazione.

Capitolo 5

Normative per la produzione di biometano

5.1 Inquadramento generale

La valorizzazione della produzione e dello sfruttamento del biometano è divenuta parte dell'Ordinamento Giuridico attraverso il Decreto Ministeriale noto come "Decreto Biometano" del 5 dicembre 2013 e aggiornato il 2 marzo 2018. Questo documento disciplina le procedure operative per il rilascio della qualifica e per la determinazione e riconoscimento degli incentivi ai Produttori di biometano e altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano, sia per nuovi impianti che per impianti riconvertiti parzialmente o totalmente. Il produttore ha la facoltà di immettere il biometano:

- Nella rete di distribuzione del gas naturale;
- Nella rete di trasporto del gas naturale;
- In impianti di distribuzione di metano per autotrazione.

Tale decreto promuove in via esclusiva:

- Il biometano immesso nella rete del gas naturale senza destinazione d'uso specifica mediante il rilascio delle Garanzie di Origine (art. 4);
- Il biometano immesso nella rete del gas naturale con destinazione specifica nei trasporti (art. 5);
- Il biometano avanzato immesso nella rete del gas naturale e destinato ai trasporti (art. 6);
- I biocarburanti avanzati diversi dal biometano immessi in consumo nel settore dei trasporti (art. 7);
- La riconversione degli impianti a biogas esistenti (art. 8).

Parte A: le materie prime che danno origine a biocarburanti contabilizzabili come avanzati sono:

- Alghe, se coltivate su terra in stagni o fotobioreattori;
- Frazione di biomassa corrispondente ai rifiuti urbani non differenziati, ma non ai rifiuti domestici non separati soggetti agli obiettivi di riciclaggio;
- Rifiuto organico proveniente dalla raccolta domestica e soggetto alla raccolta differenziata (FORSU);
- Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti industriali non idonei all'uso nella catena alimentare umana o animale;
- Paglia;
- Concime animale e fanghi di depurazione;
- Effluente da oleifici che trattano olio di palma e fasci di frutti di palma vuoti;

- Pece di tallolio;
- Glicerina grezza;
- Bagasse;
- Vinacce e fecce di vino;
- Gusci;
- Pule;
- Tutoli ripuliti dei semi di mais;
- Frazione della biomassa corrispondente ai rifiuti ed ai residui dell'attività e dell'industria forestale;
- Altre materie cellulosiche di origine non alimentare;
- Altre materie lignocellulosiche;
- Carburanti per autotrazione rinnovabili liquidi e gassosi di origine non biologica;
- Cattura ed utilizzo del carbonio a fini di trasporto, se la fonte energetica è rinnovabile;
- Batterie, se la fonte energetica è rinnovabile.

Parte B: le materie prime che non danno origine a biocarburanti contabilizzabili come avanzati sono:

- Olio da cucina usato;
- Grassi animali classificati di categorie 1 e 2.

Il soggetto produttore è tenuto a rispettare tutti i vincoli riguardo le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, l'odorizzazione e la pressione del gas necessarie per l'immissione nella rete del gas naturale. Il gestore di rete deve accertare che il biometano da immettere in rete, ivi inclusa l'odorizzazione, risponda alle specifiche tecniche ed agli altri requisiti previsti dalla delibera e dalla normativa tecnica vigente.

Qualora il soggetto produttore decida di realizzare in proprio le opere di connessione alla rete, esse devono essere realizzate nel rispetto delle regole fissate dall'Autorità, nonché degli standard tecnici fissati dai soggetti gestori delle reti stesse, con particolare riferimento alla pressione di immissione, alla composizione, al potere calorifico, all'odorizzazione del biometano ed alle caratteristiche del sistema di misura.

Si individuano le seguenti tipologie di biometano ammesso agli incentivi, differenziate in base al processo produttivo da cui esso deriva:

- Biometano ottenuto da depurazione e raffinazione di biogas prodotto mediante digestione anaerobica di biomasse;
- Biometano ottenuto da depurazione e raffinazione di gas prodotto per via termochimica (quali i processi di gassificazione della biomassa);
- Biometano ottenuto da depurazione e raffinazione di gas di discarica;
- Biometano ottenuto da depurazione e raffinazione di gas residuati dai processi di depurazione;
- Biometano ottenuto da metanazione dell'idrogeno derivante da fonti rinnovabili e dell'anidride carbonica presente nel biogas destinato alla produzione di biometano (CO₂ recuperata dal processo di raffinazione, tramite upgrading, del biogas);
- Biometano ottenuto da metanazione dell'idrogeno derivante da fonti rinnovabili e dell'anidride carbonica prodotta da altri processi biologici e fermentativi.

Al fine di assicurare l'integrità e la sicurezza del sistema di trasporto, preservandolo ad esempio da fenomeni di corrosione, e la compatibilità tecnica con l'uso del gas da parte del cliente finale, il gas transitante nella rete di trasporto deve essere oggetto di una specifica di qualità che indichi i valori consentiti per i parametri di qualità del gas.

Il rispetto di tale specifica di qualità da parte degli utenti costituisce la condizione necessaria per l'immissione del gas in rete. La specifica di qualità è unica per tutta la rete di metanodotti del trasportatore, anche al fine di garantire l'intercambiabilità del gas transitante.

Per quanto riguarda i punti di consegna da produzioni di biometano, la specifica considera ulteriori elementi e composti che potrebbero essere presenti nel gas in quantità tali da compromettere l'integrità e la sicurezza del sistema e delle apparecchiature utilizzatrici, nonché la salute delle persone.

I parametri che caratterizzano la qualità del gas possono essere suddivisi tra parametri chimico-fisici necessari al calcolo del PCS e parametri di controllo della qualità.

Il PCS viene determinato sulla base della composizione chimica del gas, prendendo in considerazione i seguenti elementi:

- Metano (C_1);
- Etano (C_2);
- Propano (C_3);
- Isobutano (iC_4);
- Normalbutano (nC_4);
- Isopentano (iC_5);
- Normalpentano (nC_5);
- Esani e superiori (C_6^+);
- Azoto (N_2);
- Anidride carbonica (CO_2).

I parametri di controllo della qualità del gas naturale, a garanzia della sicurezza del sistema di trasporto, nonché dell'intercambiabilità e della trasportabilità del gas naturale, sono i seguenti:

- PCS;
- Densità relativa;
- Indice di Wobbe;
- Anidride carbonica (CO_2);
- Ossigeno (O_2);
- Solfuro di idrogeno (H_2S);
- Zolfo da mercaptani (S_{RSH});
- Zolfo totale (S_{TOT});
- Punto di rugiada acqua;
- Punto di rugiada idrocarburi;
- Temperatura.

Per gli stessi fini, relativamente all'immissione in rete del biometano, sono previsti, ad integrazione dei parametri di controllo della qualità, i seguenti parametri:

- Idrogeno (H₂);
- Monossido di carbonio (CO);
- Mercurio (Hg);
- Cloro (Cl);
- Fluoro (F);
- Ammoniaca (NH₃);
- Silicio (Si).

Le caratteristiche che il biometano da immettere in rete deve rispettare sono schematizzate nella seguente tabella:

Caratteristica	Simbolo	Valore	Unità di misura
Potere calorifico superiore	PCS	$\geq 34,95 \leq 45,28$	MJ/Sm ³
Indice di Wobbe	WI	$\geq 47,31 \leq 52,33$	MJ/Sm ³
Densità relativa	ρ	$\geq 0,5548 \leq 0,8$	-
Punto di rugiada dell'acqua $\leq -5^{\circ}\text{C}$ a 7 000 kPa			
Punto di rugiada degli idrocarburi $\leq 0^{\circ}\text{C}$ nel campo di pressione compreso tra 100 kPa e 7 000 kPa relativi			
Contenuto di ossigeno	O ₂	$\leq 0,6$	%mol
Contenuto di anidride carbonica	CO ₂	≤ 3	%mol
Contenuto di solfuro di idrogeno	H ₂ S	$\leq 6,6$	mg/Sm ³
Contenuto di zolfo da mercaptani	-	$\leq 15,5$	mg/Sm ³
Contenuto di zolfo totale		≤ 150	mg/Sm ³

Tabella 5.1 – Caratteristiche chimiche ed energetiche del biometano (Fiameni C., CIG)

I gestori della rete di distribuzione devono garantire un accesso non discriminatorio a tutti i produttori e, come ulteriore metodo di incentivazione alla produzione di biometano, l'Autorità provvede alla ripartizione dei costi di connessione dell'impianto alla rete tra il gestore stesso della rete ed il produttore.

Ai fini della determinazione della quantità e della qualità di biometano ammessa agli incentivi, la deliberazione:

- Stabilisce le modalità di determinazione delle quantità immesse agli incentivi in relazione alle destinazioni d'uso del biometano;
- Identifica i soggetti responsabili dell'invio al GSE dei dati di misura rilevanti ai fini della definizione delle quantità di biometano ammesse all'incentivo;

- Prevede che la quantità di biometano ammessa agli incentivi sia definita sulla base del potere calorifico inferiore.

5.2 Il sistema d'obbligo di immissione in consumo

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 10 ottobre 2014 ha aggiornato il sistema d'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti, compresi quelli avanzati. Tale sistema prevede in capo ai soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio (ovvero i Soggetti Obbligati) l'obbligo di immettere in consumo una quantità annua minima di biocarburanti, calcolata sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno, secondo le percentuali definite nella seguente tabella:

Anno di immissione in consumo	Obbligo complessivo (composto da Obbligo avanzato e non avanzato)	Obbligo avanzato (rappresenta una parte dell'obbligo complessivo)
2015	5,0%	-
2016	5,5%	-
2017	6,5%	-
2018	7,0%	0,6%
2019	8,0%	0,8%
2020	9,0%	0,9%
2021	9,0%	1,5%
2022	9,0%	1,85%

Tabella 5.2 – Percentuali di obbligo di immissioni in consumo di biocarburanti (GSE)

Come si evince dalla tabella, a partire dal 2018 i soggetti obbligati devono assolvere ad una quota d'obbligo attraverso l'immissione in consumo di biocarburanti avanzati. Inoltre, l'obbligo avanzato deve essere assolto per il 75% attraverso l'immissione in consumo di biometano avanzato e per il restante 25% attraverso altri biocarburanti avanzati.

Al fine di monitorare l'assolvimento dell'obbligo, il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) rilascia i CIC (Certificati di Immissione in Consumo), o ne riconosce il valore, ai produttori di biometano e di altri biocarburanti avanzati i cui impianti sono qualificati dal GSE ai sensi del Decreto.

Un CIC attesta l'immissione di:

- 10 Gcal di biocarburante non avanzato, compreso il biometano;
- 5 Gcal di biocarburante avanzato, compreso il biometano avanzato.

L'istituzione dei CIC svincola il rispetto dell'obbligo di immissione in consumo dalla miscelazione del biocarburante, traducendolo nel conseguimento di un numero di certificati tali da coprire l'obbligo. Pertanto, il soggetto obbligato che non avesse fisicamente miscelato ed immesso in consumo il biocarburante può assolvere al proprio obbligo acquistando i CIC da coloro che ne avessero in eccesso.

Il produttore ha accesso a diverse tipologie di CIC a seconda delle materie prime utilizzate, che vengono classificate come:

- Avanzate, ovvero quelle usate per la produzione di biocarburanti avanzati elencate nella parte A;
- “double counting”, ovvero le materie prime elencate nella parte B;
- “single counting”, con cui si intendono le materie prime non rientranti nelle categorie precedenti.

5.3 Incentivazione degli impianti di produzione di biometano

L’articolo 5 del Decreto incentiva la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti tramite il rilascio di CIC al produttore.

L’articolo 6 del Decreto incentiva i produttori di biometano avanzato attraverso:

- Il ritiro da parte del GSE del biometano immesso in rete con obbligo di connessione di terzi. Il GSE riconosce al produttore un controvalore pari al prezzo medio ponderato con le quantità, registrato nel mese di cessione sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) gestito dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), ridotto del 5%;
- Il riconoscimento del valore dei CIC e delle eventuali maggiorazioni, attribuendo a ciascun certificato un valore di 375 €. Il prezzo di valorizzazione dei CIC, definito in base alla data di entrata in esercizio, resta immutato per tutto il periodo di incentivazione.

Il produttore che si avvale del ritiro del biometano avanzato da parte del GSE sceglie se richiederlo sull’intera produzione o per una parte di essa. In caso contrario, il produttore provvede autonomamente alla vendita del biometano ai fini della successiva immissione in consumo nei trasporti attestata attraverso contratti di fornitura.

In ogni caso, il produttore qualificato ai sensi dell’articolo 6 del Decreto, che non abbia inizialmente richiesto il ritiro del biometano avanzato e che abbia una delle configurazioni compatibili con il ritiro fisico, può comunque richiedere l’attivazione del ritiro da parte del GSE entro il 30 giugno di ogni anno, con applicazione a partire dalla data di inizio dell’anno termico successivo (1° ottobre).

L’incentivazione è prevista per un massimo di dieci anni continuativi a partire dalla data di decorrenza del periodo di incentivazione ed indipendentemente dalla presenza dell’impianto nella graduatoria di ritiro prevista per l’articolo 6 del Decreto. Al termine dei dieci anni, secondo quanto previsto per l’articolo 6, il produttore accede al rilascio dei CIC di cui all’articolo 5.

Al fine di individuare gli impianti di produzione di biometano che accedono, per l’anno in corso, al riconoscimento dei CIC ed eventualmente al ritiro del biometano, il GSE aggiorna e pubblica mensilmente:

- Una graduatoria stimata degli impianti qualificati in esercizio che richiedono il ritiro dei CIC ed eventualmente del biometano;
- Un “contatore” del ritiro di CIC e biometano relativo alla quantità annua di biometano avanzato, espresso in CIC ritirati da parte del GSE.

La graduatoria stimata viene redatta ordinando gli impianti sulla base della data in entrata in esercizio e stimando il numero massimo di CIC spettanti ad ogni impianto per la produzione di biometano avanzato. Questo massimo è stimato sulla base della capacità produttiva ipotizzando che l'impianto funzioni in maniera continuativa per tutto l'anno. Gli impianti non entranti in graduatoria a causa del superamento della stima della quantità massima annua ritirabile, avranno comunque diritto al rilascio di CIC secondo l'articolo 5. Qualora, sulla base della reale quantità massima annua ritirabile dell'anno precedente e dei CIC effettivamente ritirati ai produttori nel corso dell'anno, si rilevi che tale quantità non sia stata raggiunta, il GSE provvederà al ritiro di ulteriori CIC ancora nella disponibilità dei produttori non rientrati nella graduatoria stimata fino al raggiungimento del limite massimo. È precisato che nella graduatoria stimata non sia possibile includere impianti che vi rientrino parzialmente, mentre nella graduatoria a consuntivo sì.

Per la produzione di biometano, secondo l'articolo 5, si riconosce il doppio dei CIC spettanti al biometano prodotto a partire dalle materie prime di cui alle parti A e B. Nei casi di codigestione di queste materie prime con altre materie di origine biologica, queste ultime in percentuale non superiore al 30% in peso, la maggiorazione "double counting" viene riconosciuta sul 70% della produzione di biometano.

In aggiunta alla tipologia di certificati emessi ed alle maggiorazioni connesse alle materie prime usate, il Decreto prevede ulteriori maggiorazioni per la realizzazione di nuovi impianti di liquefazione del biometano avanzato o di distribuzione sia in forma gassosa sia liquida. Tali maggiorazioni sono rilasciate con un incremento del 20% dell'incentivo spettante in termini di CIC, fino al 70% del costo di realizzazione.

5.4 Incentivazione degli impianti riconvertiti

L'articolo 8 del Decreto disciplina l'incentivazione degli impianti di produzione di biogas esistenti che vengono riconvertiti totalmente o parzialmente alla produzione di biometano, anche con incrementi di capacità produttiva. Il momento della riconversione è individuato dalla data in entrata in esercizio dell'impianto di produzione di biometano. A tali impianti viene applicata la stessa modalità di accesso agli incentivi per i nuovi impianti, secondo gli articoli 5 e 6 del Decreto.

5.5 Confronto con l'incentivazione precedente al Decreto Biometano

Fino alla pubblicazione del "Decreto Biometano", il precedente Decreto prevedeva che l'incentivazione fosse riconosciuta in riferimento all'energia prodotta netta da impianti a fonti rinnovabili ed immessa in rete (articoli 2 e 7), ovvero al minor valore tra la produzione netta e l'energia effettivamente immessa in rete.

In particolare, erano previste due tipologie di incentivi:

- Una tariffa incentivante onnicomprensiva (T_o) per gli impianti di potenza non superiore ad 1 MW, calcolata secondo la seguente formula:

$$T_o = T_b + P_r \quad (T_b: \text{tariffa incentivante base}; P_r: \text{ammontare totale eventuali premi})$$

- Un incentivo (I) per gli impianti di potenza superiore ad 1 MW e per quelli di potenza inferiore che non optano per la tariffa onnicomprensiva, calcolato mediante la seguente formula:

$$I = T_b + P_r - P_z \quad (P_z: \text{prezzo zonale orario})$$

Nel caso di tariffa onnicomprensiva, il corrispettivo erogato comprende la remunerazione dell'energia elettrica che viene ritirata dal GSE. Invece, nel caso di incentivo, l'energia elettrica resta della disponibilità del produttore.

I valori delle tariffe incentivanti base e degli eventuali premi (ottenibili con cogenerazione ad alto rendimento) sono schematizzati nella seguente tabella (gli anni di vita utile dell'impianto indicano il periodo di incentivazione):

Fonte	Tipologia	Potenza	Vita utile impianto	Tariffa incentivante base	Con C.A.R
		kW	anni	€/MWh	€/MWh
Biogas	a) Prodotti di origine biologica	1<P≤300	20	180	40
		300<P≤600		160	
		600<P≤1000		140	
		1000<P≤5000		104	
		P>5000		91	
	b) Sottoprodotti di origine biologica; d) rifiuti non provenienti da raccolta differenziata diversi da quelli di cui alla lettera c)	1<P≤300	20	236	10
		300<P≤600		206	
		600<P≤1000		178	
		1000<P≤5000		125	
		P>5000		101	
	c) Rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente	1<P≤600	20	216	10
		600<P≤1000		216	
		1000<P≤5000		109	
		P>5000		85	

Tabella 5.3 – Tariffe incentivanti per gli impianti di produzione di energia elettrica da biogas (GSE)

Quindi, risulta di grande utilità effettuare un confronto tra il sistema incentivante della tariffa onnicomprensiva con quello messo in atto dal Decreto Biometano per individuare in che condizioni quest'ultimo possa risultare maggiormente redditizio. Per ottenere un confronto corretto, è dapprima necessario ipotizzare un fattore di conversione per la tariffa onnicomprensiva, riferendola all'energia termica invece che all'energia elettrica. Considerando che la quasi totalità della produzione di energia elettrica da biogas avviene per mezzo della sua combustione in un motore a combustione interna, è possibile ipotizzare un

rendimento del 40%, essendo quest'ultimo un frequente valore medio per questa tipologia di applicazioni.

Si ricorda che ogni CIC rilasciato ha un valore pari a 375 € ed attesta l'immissione di:

- 10 Gcal di biocarburante non avanzato, compreso il biometano;
- 5 Gcal di biocarburante avanzato, compreso il biometano avanzato, o di biocarburante non avanzato prodotto a partire da materie prime "double counting".

Per confrontare i ricavi dati dai CIC, bisogna considerare il fattore di conversione tra Gcal e MWh che è pari a 1:1,162 quindi si avrà un CIC ogni:

- 11,62 MWh di biocarburante non avanzato (ovvero 32,272 €/MWh);
- 5,81 MWh di biocarburante avanzato o di biocarburante non avanzato prodotto a partire da materie prime "double counting" (ovvero 64,544 €/MWh).

Inoltre, all'incentivo deve essere aggiunto il ricavo proveniente dalla vendita del biometano. Ipotizzando che il produttore di biometano immetta in consumo il biometano prodotto richiedendo il ritiro da parte del GSE, questo verrà venduto al prezzo medio di vendita registrato nel mese di cessione sul mercato a pronti del gas naturale MPGAS, ridotto del 5%. Quindi, si è ipotizzato un prezzo di vendita equivalente a quello medio annuale nel 2017, pari a 20 €/MWh (fonte: relazione annuale GME).

In questo modo, ci si può trovare in tre situazioni differenti per quanto riguarda l'incentivazione dei biocarburanti:

1. 100% materie prime single counting, quindi si otterrà un ricavo totale pari a:

$$32,272 + 20 = 52,272 \text{ €/MWh}$$

2. Codigestione con materie prime single counting non superiori al 30% in peso, i CIC verranno contabilizzati come double counting per il 70%:

$$32,272 * 0,3 + 64,544 * 0,7 + 20 = 74,862 \text{ €/MWh}$$

3. 100% materie prime avanzate o double counting:

$$64,544 + 20 = 84,544 \text{ €/MWh}$$

Invece, per quanto riguarda l'incentivazione della produzione di energia elettrica da biogas, è possibile notare che si possono avere molteplici situazioni differenti. Per questo motivo, verranno presi in considerazione tre diverse possibilità:

4. Il caso con il minor incentivo possibile, ovvero un impianto a biogas di taglia superiore a 5 MW che tratta rifiuti per i quali la frazione biodegradabile è determinata forfettariamente (tipo c) e senza premi (quindi senza C.A.R.).

Ricordando di moltiplicare il valore dell'incentivo per il rendimento elettrico, si ottiene una tariffa onnicomprensiva pari a:

$$85 \cdot 0,4 = 34 \text{ €/MWh}$$

5. Il caso con il maggior incentivo possibile, ovvero un impianto a biogas di taglia inferiore a 300 kW che tratta sottoprodotti di origine biologica (tipo b) o rifiuti non provenienti da raccolta differenziata (tipo d) con la maggiorazione dovuta ai premi:

$$(236 + 10) \cdot 0,4 = 98,4 \text{ €/MWh}$$

6. Il caso dell'impianto di riferimento, ovvero un impianto a biogas di taglia pari a 999 kW che tratta prodotti di origine biologica (tipo a) e senza maggiorazioni dovute ai premi:

$$140 \cdot 0,4 = 56 \text{ €/MWh}$$

A questo punto è possibile confrontare facilmente i vari casi di incentivazione. Si può facilmente evincere che, nella maggior parte dei casi, la produzione di biometano risulta più conveniente alla produzione di energia elettrica da biogas, soprattutto per impianti di media o grossa taglia. Per gli impianti di piccola taglia, invece, spesso risulta più conveniente la produzione di energia elettrica da biogas se l'impianto non tratta prodotti di origine biologica.

Per il caso di riferimento, si può affermare che, in entrambi i casi di codigestione, si ha un ricavo significativamente maggiore con l'incentivazione proposta dal Decreto Biometano. Grazie alle caratteristiche chimico-fisiche che il biometano da immettere in rete deve rispettare, è possibile in prima approssimazione calcolare il possibile ricavo dell'impianto. Come già detto, il PCS del biometano deve essere compreso tra 39,95 e 45,28 MJ/Sm³. Ricordando che la conversione da MJ a kWh è pari a 1:0,2778 i limiti inferiore e superiore del PCS risultano rispettivamente 11,098 e 12,479 kWh/ Sm³. Però, l'incentivazione prevista dal Decreto non fa riferimento al PCS, bensì al PCI. Quest'ultimo può essere calcolato cautelativamente riducendo il PCS del 10% (misura cautelativa in quanto il contenuto d'acqua viene ampiamente abbattuto durante i pretrattamenti per l'upgrading). Così facendo, i limiti inferiore e superiore del PCI risulteranno rispettivamente 9,988 e 11,231 kWh/ Sm³.

Il quantitativo di targa fissato per la produzione di biometano dell'impianto preso in considerazione è pari a 300 Sm³/h, quindi risulta facile la stima della quantità di biometano prodotta in un anno di funzionamento. Ipotizzando un funzionamento continuativo di 8760 ore/anno la produzione annua risulterà pari a 2'628'000 Sm³. Moltiplicando questo risultato per i valori limite del PCI del biometano si ottengono la minima e la massima energia incentivabile, che risulteranno:

- Minima 26'248,464 MWh;
- Massima 29'515,068 MWh.

Ora è, quindi, possibile stimare i ricavi annui in entrambi i casi di codigestione e l'incremento annuo rispetto alla vecchia incentivazione.

Tipologia di incentivo	Ricavo minimo	Ricavo massimo	Δ minimo	Δ massimo
	M€	M€	M€	M€
Codigestione max 30% single counting	1,965	2,210	0,495	0,557
Codigestione 100% double counting/avanzate	2,245	2,525	0,775	0,872
Vecchia incentivazione	1,470	1,653		

Tabella 5.4 – Confronto dei ricavi annui per l'impianto di riferimento tra l'incentivazione del biometano e quella del biogas

Da questa tabella riassuntiva, si può subito notare come ci sia un incremento molto significativo in termini di ricavi (circa il 30% nel caso meno redditizio) passando dalla vecchia incentivazione del biogas alla nuova incentivazione del biometano.

Si ricorda, però, che questo è un calcolo di prima approssimazione avendo ipotizzando un funzionamento continuativo dell'impianto durante tutto l'anno. Inoltre, l'energia incentivabile dal GSE viene calcolata mensilmente tramite formule differenti in base al metodo di immissione in consumo del biometano.

5.6 Energia incentivabile

Si evidenzia che il mese oggetto di incentivazione e di ritiro del biometano da parte del GSE è il mese gas, pertanto tutti i dati e le misure mensili devono fare riferimento a tale periodo.

Per poter accedere agli incentivi, il produttore è tenuto al rispetto della normativa sulla qualità del biometano.

Nel caso di biometano immesso in consumo al di fuori dalle reti con obbligo di connessione di terzi, il produttore è tenuto a conservare e fornire, su richiesta del GSE, i dati delle misure e delle analisi attestanti il rispetto dei criteri definiti nel rapporto tecnico UNI/TR 11537:2016, ai sensi dell'articolo 3 del Decreto. Inoltre, il GSE può predisporre controlli sulla qualità dei componenti ai fini dell'erogazione dei CIC.

In tutti i casi d'immissione del biometano nella rete del gas naturale, il GSE può acquisire, anche in telelettura, i dati rilevanti ai fini della corretta determinazione dei CIC. Pertanto, nei casi in cui il GSE ritenga necessaria la telelettura, la strumentazione di misura installata nel punto di misura deve rispettare le specifiche tecniche definite dal documento sulla telelettura; i relativi costi di installazione saranno a carico del produttore. In caso di difformità tra i dati forniti dal produttore e quelli rilevati dal GSE, saranno questi ultimi ad essere presi in considerazione.

Inoltre, ogni impianto di produzione di biometano deve avere un proprio impianto di connessione alla rete, realizzato attraverso un sistema dedicato di condotte oppure mediante

carri bombolai. Pertanto, la normativa non prevede la condivisione di una stessa connessione tra più impianti di produzione di biometano.

Le varie configurazioni previste dal Decreto per il calcolo dell'energia incentivabile sono:

- 1) Immissione in consumo nei trasporti mediante reti con obbligo di connessione di terzi, senza ritiro fisico

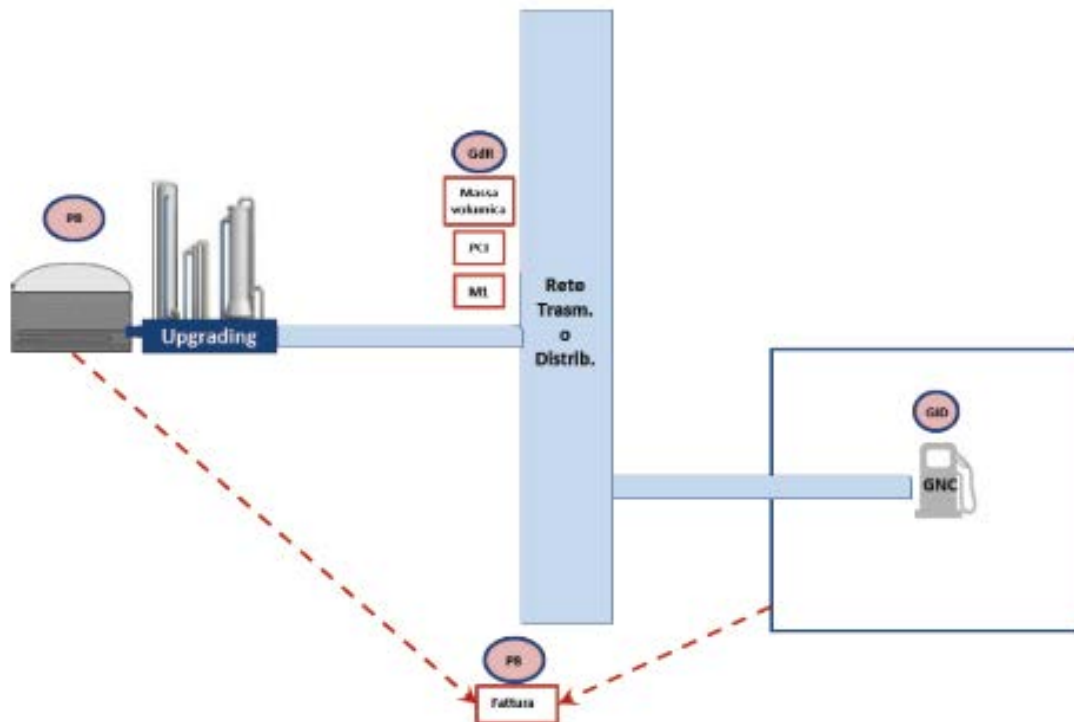


Figura 5.1 – Schema della configurazione 1 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n; Fattura_n) \cdot PCI_n$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del

biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi, fornito dal gestore di rete su base mensile con dettaglio giornaliero.

Nella tabella sottostante sono riportate le grandezze utili ai fini del riconoscimento dell'incentivo:

<i>Grandezza rilevante</i>	<i>Responsabile della raccolta e della validazione delle misure</i>	<i>Trasmissione misure</i>	<i>Unità di misura del dato trasmesso</i>	<i>Periodo a cui si riferisce il dato</i>	<i>Frequenza di trasmissione</i>
M1	GdR	GdR	Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
Fattura ⁴	PB	PB	Sm ³	Mese N	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
PCI	GdR	GdR	kWh/Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
Massa volumica	GdR	GdR	kg/Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1

Tabella 5.5 – Grandezze utili per il riconoscimento dell'incentivo della configurazione 1 (GSE)

In aggiunta a queste grandezze, il gestore di rete deve trasmettere, in tutti i casi, anche il valore medio mensile ponderato in base alle quantità del PCS misurato nel punto di immissione nella rete.

- 2) Immissione in consumo nei trasporti mediante rete con obbligo di connessione di terzi collegata all'impianto di produzione tramite carri bombolai, senza ritiro fisico

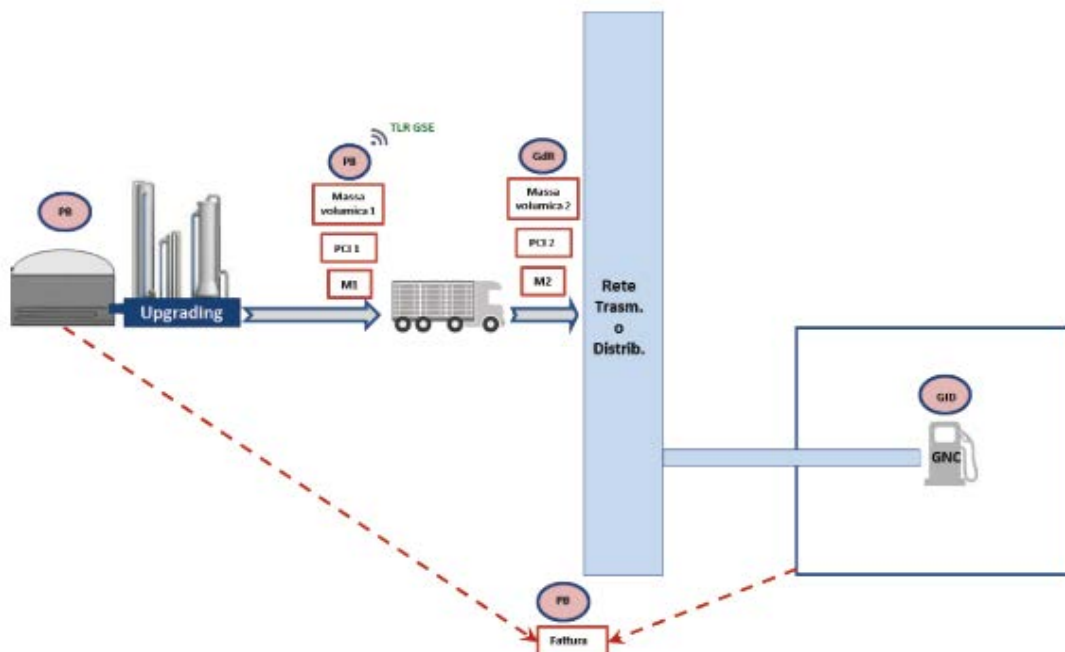


Figura 5.2 – Schema della configurazione 2 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_{1n}; M2_n \cdot PCI_{2n}; Fattura_n \cdot PCI_{1n})$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n ;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di carico del carro bombolaio o simili;
- **$M2_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_{1n}** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del

biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nei pressi del punto di carico del carro bombolaio o simili;

- **PCI 2_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi, fornito dal gestore di rete su base mensile con dettaglio giornaliero.

3) Immissione in consumo nei trasporti mediante connessione diretta all'impianto di distribuzione stradale, senza ritiro fisico

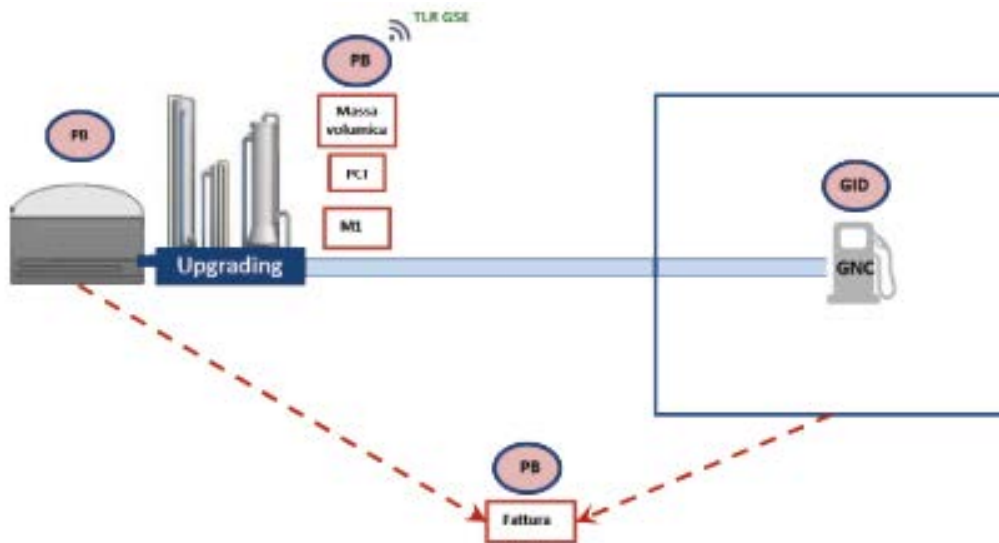


Figura 5.3 – Schema della configurazione 3 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n; Fattura_n) \cdot PCI_n$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n;
- **M1_n** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete del gas naturale, fornito dal produttore su base mensile e teleletto dal GSE;
- **Fattura_n** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del

biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di connessione con l'impianto di consumo.

4) Immissione in consumo nei trasporti mediante carri bombolai, senza ritiro fisico

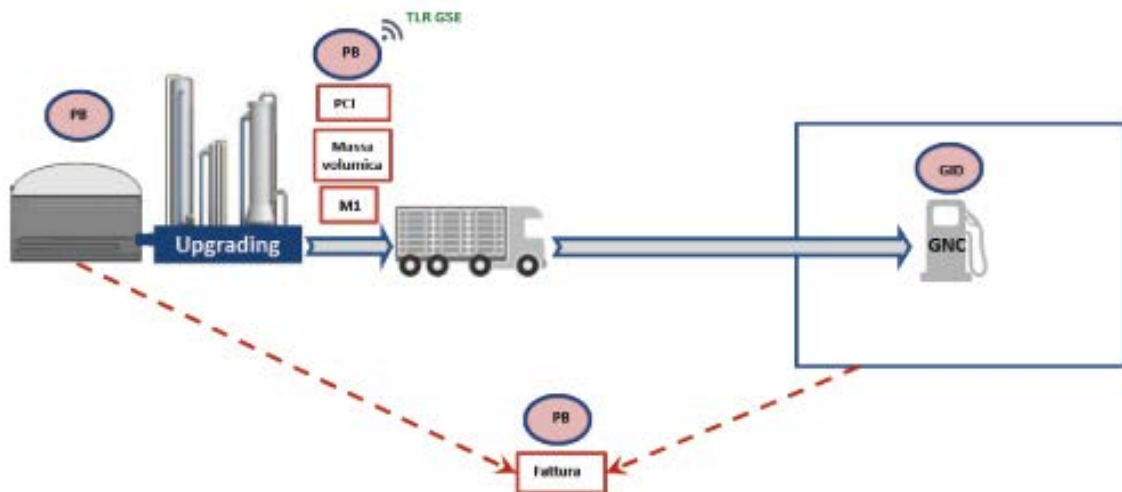


Figura 5.4 – Schema della configurazione 4 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n; Fattura_n) \cdot PCI_n$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n ;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di carico del carro bombolaio o simili;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nei pressi del punto di carico del carro bombolaio o simili.

- 5) Immissione in consumo nei trasporti mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione diretta all'impianto di liquefazione, senza ritiro fisico

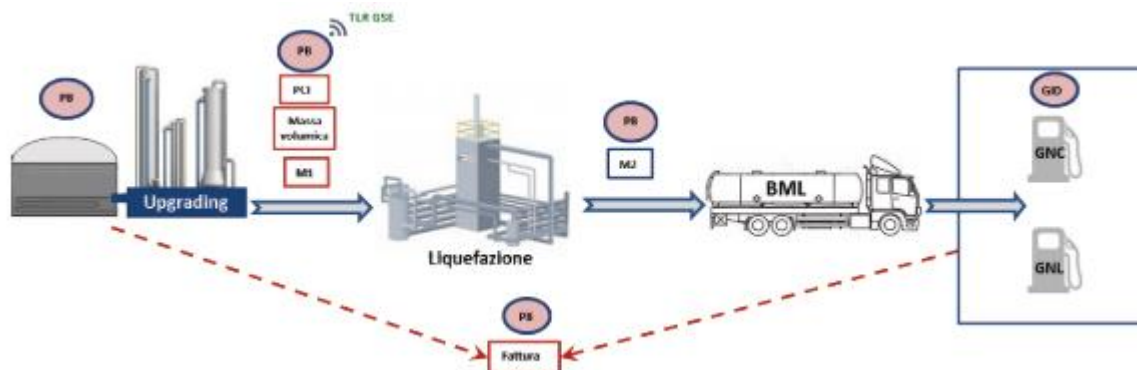


Figura 5.5 – Schema della configurazione 5 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_n; Fattura_n \cdot PCI_{BML})$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n ;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata a valle del sistema di upgrading e a monte del sistema di liquefazione;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero a valle del sistema di upgrading e a monte del sistema di liquefazione;
- **PCI_{BML}** rappresenta il potere calorifico inferiore del BML assunto convenzionalmente pari a 13,889 kWh/kg (50 MJ/kg).

Il termine $M2$, riportato in figura, rappresenta la quantità di biometano misurata a valle del sistema di liquefazione, nei pressi del punto di carico dell'autocisterna criogenica utilizzata per il trasporto del biometano in forma liquida. Tale quantitativo è attestato dalla documentazione fiscale (Documento Di Trasporto "DDT"), che deve essere conservata dal produttore e deve essere fornita al GSE su richiesta, al fine di poter effettuare verifiche sulle quantità incentivate.

- 6) Immissione in consumo nei trasporti mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione all'impianto di liquefazione tramite carri bombolai, senza ritiro fisico

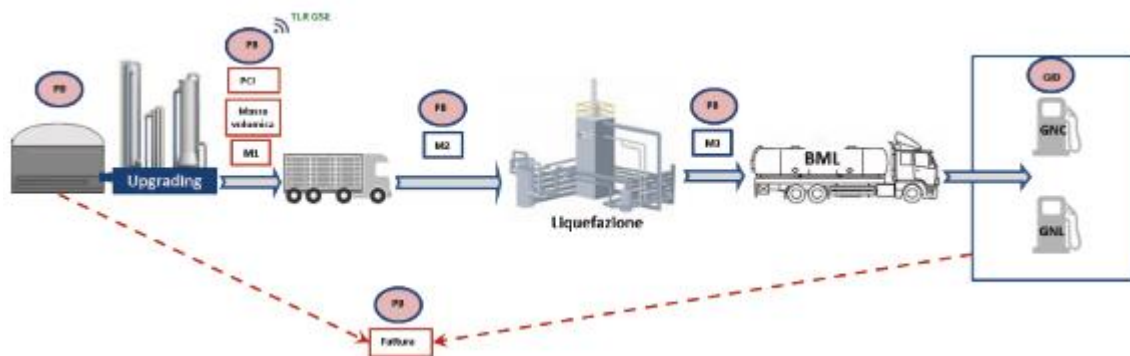


Figura 5.6 – Schema della configurazione 6 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_n; Fattura_n \cdot PCI_{BML})$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n ;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nei pressi del punto di carico del carro bombolaio o simili;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nei pressi del punto di carico del carro bombolaio o simili, fornito dal produttore su base mensile e teleletto dal GSE;
- **PCI_{BML}** rappresenta il potere calorifico inferiore del BML assunto convenzionalmente pari a 13,889 kWh/kg (50 MJ/kg).

I termini $M2$ ed $M3$, riportati in figura, rappresentano rispettivamente le quantità di biometano in ingresso e in uscita dall'impianto di liquefazione. Tali quantitativi sono attestati dalla documentazione fiscale, che deve essere conservata dal produttore e deve essere fornita al GSE su richiesta, al fine di poter effettuare verifiche sulle quantità incentivate.

- 7) Immissione in consumo nei trasporti mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione all'impianto di liquefazione tramite rete con obbligo di connessione di terzi, senza ritiro fisico

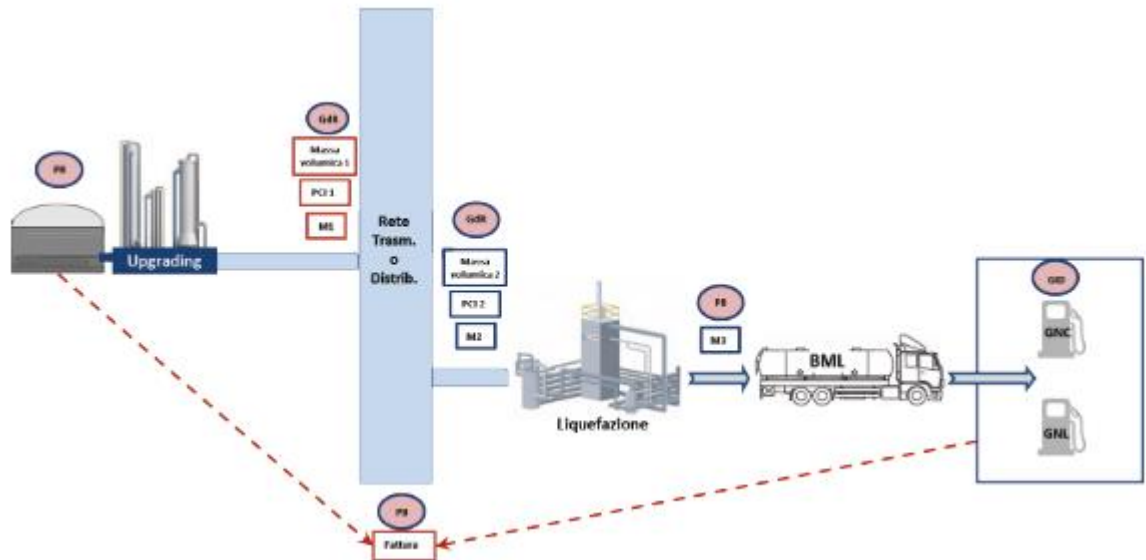


Figura 5.7 – Schema della configurazione 7 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_n; Fattura_n \cdot PCI_{BML})$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **$Fattura_n$** rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi, fornito dal gestore di rete su base mensile con dettaglio giornaliero;
- **PCI_{BML}** rappresenta il potere calorifico inferiore del BML assunto convenzionalmente pari a 13,889 kWh/kg (50 MJ/kg).

Le misure riferite al punto 2, in figura, rappresentano le quantità di biometano, il PCI e la massa volumica del biometano prelevato dalla rete con obbligo di connessione di

terzi ed in ingresso all'impianto di liquefazione. Queste misure possono essere acquisite dal gestore della rete di trasporto o distribuzione su richiesta del GSE.

Il termine M3, riportato in figura, rappresenta la quantità di biometano misurata a valle del sistema di liquefazione nei pressi del punto di carico dell'autocisterna criogenica utilizzata per il trasporto del BML. Tale quantitativo è attestato dalla documentazione fiscale, che deve essere conservata dal produttore e deve essere fornita al GSE su richiesta, al fine di poter effettuare verifiche sulle quantità incentivate.

- 8) Immissione in consumo nei trasporti mediante il trasporto del biometano in forma liquida (BML) e connessione all'impianto di liquefazione tramite rete con obbligo di connessione di terzi connessa all'impianto di produzione tramite carri bombolai, senza ritiro fisico

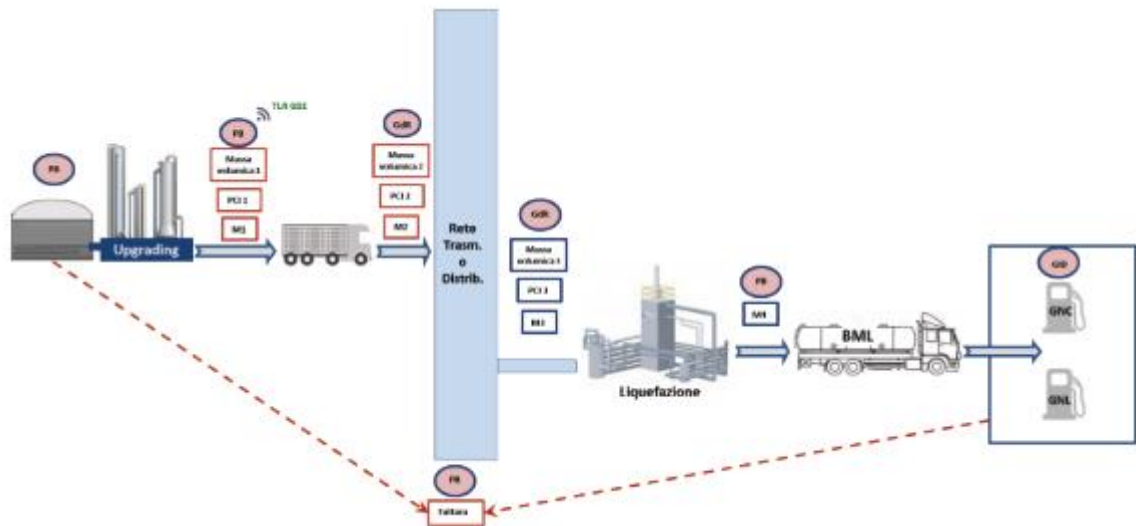


Figura 5.8 – Schema della configurazione 8 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_{1n}; M2_n \cdot PCI_{2n}; Fattura_n \cdot PCI_{BML})$$

Dove:

- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n;
- $M1_n$ rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di carico del carro bombolaio o simili;
- $M2_n$ rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- $Fattura_n$ rappresenta la quantità mensile di biometano, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore di biometano e soggetti titolari di impianti di distribuzione stradale ed autostradale nonché con impianti di distribuzione privati con destinazione d'uso per il settore dei trasporti. Nel caso di presenza di un intermediario tra il produttore ed i soggetti titolari di impianti di

distribuzione, tale quantitativo sarà pari al minimo valore tra le quantità indicate nelle fatturazioni tra le parti coinvolte;

- **PCI 1_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero in prossimità del punto predisposto al carico dei carri bombolai o simili;
- **PCI 2_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi, fornito dal gestore di rete su base mensile con dettaglio giornaliero;
- **PCI_{BML}** rappresenta il potere calorifico inferiore del BML assunto convenzionalmente pari a 13,889 kWh/kg (50 MJ/kg).

Le misure riferite al punto 3, in figura, rappresentano le quantità di biometano, il PCI e la massa volumica del biometano prelevato dalla rete con obbligo di connessione di terzi ed in ingresso all'impianto di liquefazione. Queste misure possono essere acquisite dal gestore della rete di trasporto o distribuzione su richiesta del GSE.

Il termine M4, riportato in figura, rappresenta la quantità di biometano misurata a valle del sistema di liquefazione nei pressi del punto di carico dell'autocisterna criogenica utilizzata per il trasporto del BML. Tale quantitativo è attestato dalla documentazione fiscale, che deve essere conservata dal produttore e deve essere fornita al GSE su richiesta, al fine di poter effettuare verifiche sulle quantità incentivate.

- 9) Immissione in consumo nei trasporti mediante reti con obbligo di connessione di terzi, con ritiro fisico

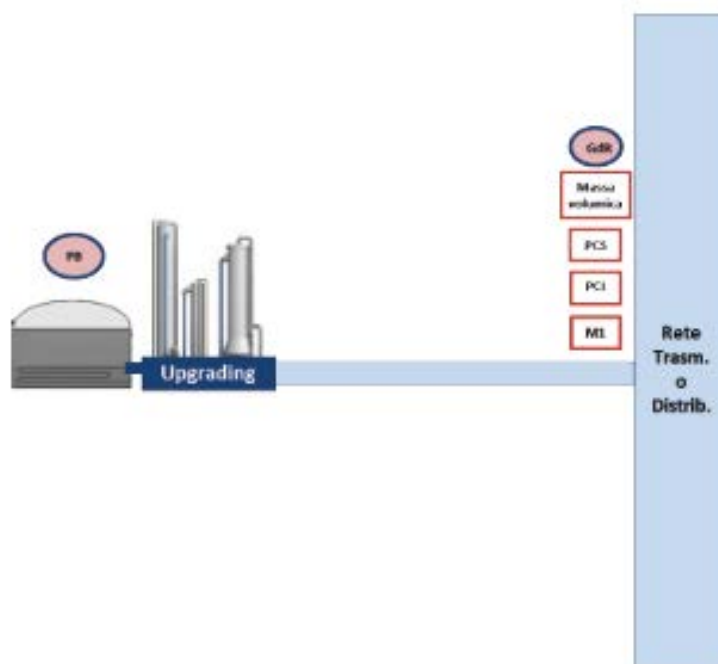


Figura 5.9 – Schema della configurazione 9 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = M1_n \cdot PCI_n$$

Dove:

- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi.

La quantità di biometano oggetto del ritiro è calcolata come:

$$Ei RIB_n = M1_n \cdot PCS_n$$

Dove:

- **$EiRIB_n$** = rappresenta l'energia ritirata dal GSE nel mese n;
- **$M1_n$** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- **PCS_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle relative quantità, del potere calorifico superiore misurato nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi.

Nella tabella sottostante sono riportate le grandezze utili ai fini del riconoscimento dell'incentivo:

<i>Grandezza rilevante</i>	<i>Responsabile della raccolta e della validazione delle misure</i>	<i>Trasmissione misure</i>	<i>Unità di misura del dato trasmesso</i>	<i>Periodo a cui si riferisce il dato</i>	<i>Frequenza di trasmissione</i>
M1	GdR	GdR	Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
PCI	GdR	GdR	kWh/Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
PCS	GdR	GdR	kWh/Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1
Massa volumica	GdR	GdR	kg/Sm ³	Mese N con dettaglio giornaliero	Mensile – entro il giorno 10 del mese N+1

Tabella 5.6 – Grandezze utili per il riconoscimento dell'incentivo della configurazione 9 (GSE)

- 10) Immissione in consumo dei trasporti nei trasporti mediante rete con obbligo di connessione di terzi collegata all'impianto di produzione tramite carri bombolai, con ritiro fisico

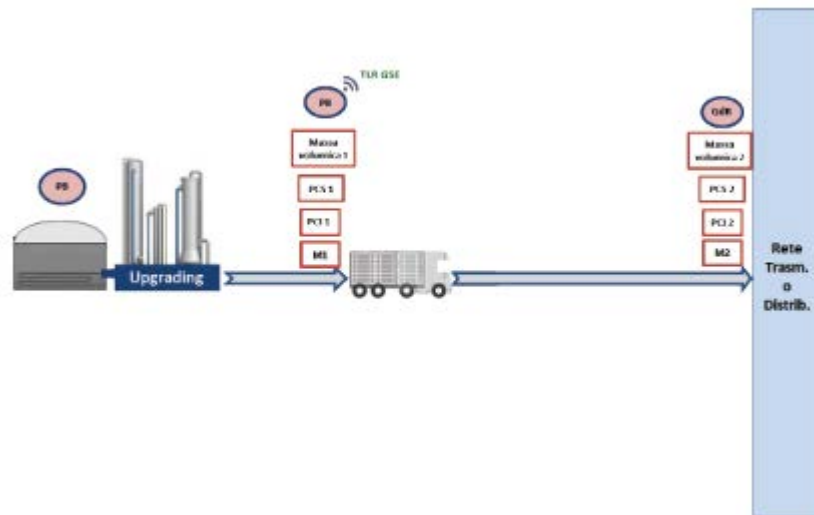


Figura 5.10 – Schema della configurazione 10 (GSE)

La quantità ammessa all'incentivo è determinata come:

$$Ei_n = \min(M1_n \cdot PCI_{1n}; M2_n \cdot PCI_{2n})$$

Dove:

- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n ;
- $M1_n$ rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di carico del carro bombolaio o simili;
- $M2_n$ rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- PCI_{1n} rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero in prossimità del punto predisposto al carico dei carri bombolai o simili;
- PCI_{2n} rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato sulla base della composizione chimica del biometano, misurata con dettaglio almeno giornaliero nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi, fornito dal gestore di rete su base mensile;

La quantità di biometano oggetto del ritiro è calcolata come:

$$El_{RIB_n} = \min(M1_n \cdot PCS_{1n}; M2_n \cdot PCS_{2n})$$

Dove:

- ***EiRIB_n*** rappresenta l'energia ritirata dal GSE nel mese *n*;
- ***M1_n*** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- ***M2_n*** rappresenta la quantità mensile del biometano, misurata nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi;
- ***PCS 1_n*** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle relative quantità, del potere calorifico superiore misurato nei pressi del punto di carico del carro bombolaio o simili;
- ***PCS 2_n*** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle relative quantità, del potere calorifico superiore misurato nel punto di immissione nella rete con obbligo di connessione di terzi.

Nel caso di impianto di produzione che preveda più configurazioni, la quantificazione dell'energia incentivabile è comunque effettuata in maniera analoga a quanto già descritto.

In particolare, nel caso di assenza di ritiro fisico del biometano avanzato prodotto, potranno essere presenti contemporaneamente le configurazioni da 1 a 8.

Invece, nel caso di presenza di ritiro fisico parziale del biometano avanzato prodotto, potranno essere presenti contemporaneamente tutte le configurazioni (da 1 a 10) e dovrà necessariamente essere presente una configurazione che preveda il ritiro fisico del biometano prodotto (9 o 10).

Sono state riportate le tabelle delle grandezze utili ai fini del riconoscimento dell'incentivo solo per le configurazioni 1 e 9 poiché l'impianto di riferimento ricadrà in una di queste, a seconda che si avvalga del ritiro fisico del biometano prodotto o meno.

5.7 Determinazione delle maggiorazioni per la realizzazione di impianti pertinenti

Secondo l'articolo 6 del Decreto, la realizzazione di impianti di distribuzione e di liquefazione pertinenti all'impianto di produzione di biometano avanzato dà diritto ad una maggiorazione in termini di CIC secondo le seguenti modalità.

La maggiorazione per la realizzazione di un impianto di distribuzione pertinente è determinata come:

$$M\text{ CIC distr}_n = 0,2 \cdot \frac{Fattura_n^p \cdot PCI_n}{5}$$

Dove:

- ***M CIC distr_n*** rappresenta il numero di CIC spettanti relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente;
- ***Fattura_n^p*** rappresenta la quantità mensile di biometano avanzato, riscontrabile dalle relative fatturazioni, effettivamente venduto tra il produttore ed il soggetto titolare dell'impianto di distribuzione pertinente. Questa quantità è, eventualmente, corretta in relazione ai valori assunti dalle quantità utilizzate nel calcolo dell'energia incentivata;

- **PCI_n** rappresenta il valore medio mensile, ponderato in base alle quantità, del potere calorifico inferiore determinato secondo le stesse modalità previste per la specifica configurazione (espresso in Gcal/Sm³).

Questa maggiorazione in termini di CIC è concessa, al massimo, fino al raggiungimento di un numero cumulativo di CIC pari a:

$$\frac{\min(600.000; \text{Investimento totale} \cdot 70\%)}{375} \cdot \% \text{investimento}$$

Dove:

- **$\text{Investimento totale}$** rappresenta l'investimento effettuato per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente;
- **$\% \text{investimento}$** rappresenta la percentuale di partecipazione all'investimento per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente da parte dello specifico produttore.

La maggiorazione per la realizzazione di un impianto di liquefazione pertinente è determinata come:

$$M \text{ CIC liq}_n = 0,2 \cdot \frac{Ei_n^p}{5}$$

Dove:

- **$M \text{ CIC liq}_n$** rappresenta il numero di CIC spettanti relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente;
- **Ei_n^p** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n, determinata secondo una delle configurazioni che prevedono la presenza di un impianto di liquefazione (espressa in Gcal);

Questa maggiorazione in termini di CIC è concessa, al massimo, fino al raggiungimento di un numero cumulativo di CIC pari a:

$$\frac{\min(1.200.000; \text{Investimento totale} \cdot 70\%)}{375} \cdot \% \text{investimento}$$

Dove:

- **$\text{Investimento totale}$** rappresenta l'investimento effettuato per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente;
- **$\% \text{investimento}$** rappresenta la percentuale di partecipazione all'investimento per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente da parte dello specifico produttore.

Nel caso di produzione di biometano avanzato in codigestione, la maggiorazione per la realizzazione di un impianto di liquefazione pertinente può essere rilasciata solo sul 70% dell'energia incentivabile.

5.8 Determinazione del numero di CIC spettanti

Come già accennato, il numero di CIC spettanti al produttore, incluse le eventuali maggiorazioni per la realizzazione di impianti pertinenti, può essere determinato in funzione della tipologia di materie prime presenti nel titolo autorizzativo.

Di seguito sono quantificati il numero e la tipologia di CIC spettanti ai produttori di biometano e di altri biocarburanti avanzati:

- I. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime single counting in percentuale superiore al 30%. Il numero di CIC spettanti ai sensi dell'articolo 5 del Decreto equivale a:

$$CIC_n = \frac{Ei_n}{10}$$

Dove:

- CIC_n rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n ;
- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).

- II. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo esclusivo di materie prime avanzate. Il numero di CIC "biometano avanzato" spettanti ai sensi dell'articolo 6 del Decreto è pari a:

$$CIC_{biometano\ avanzato\ n} = \frac{Ei_n}{5} + \sum_{p=1}^P M\ CIC\ distr_n^p + \sum_{p=1}^L M\ CIC\ liq_n^p$$

Dove:

- $CIC_{biometano\ avanzato\ n}$ rappresenta il numero di CIC "biometano avanzato" spettanti nel mese n ed, eventualmente, oggetto di ritiro da parte del GSE;
- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).
- $M\ CIC\ distr_n^p$ rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente (se presente);
- P rappresenta il numero totale di impianti di distribuzione pertinenti all'impianto di produzione di biometano;
- $M\ CIC\ liq_n^p$ rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente (se presente);
- L rappresenta il numero totale di impianti di liquefazione pertinenti all'impianto di produzione di biometano.

Nel caso in cui il produttore non voglia avvalersi del ritiro dei CIC da parte del GSE, può richiedere l'incentivazione secondo l'articolo 5 del Decreto. In tal caso, il produttore non ha diritto alle eventuali maggiorazioni per la realizzazione di impianti pertinenti.

- III. Impianto di produzione di biocarburanti avanzati diversi dal biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime avanzate. Il numero di CIC "altri biocarburanti avanzati" spettanti ai sensi dell'articolo 7 del Decreto vale:

$$CIC_{\text{altri biocarburanti avanzati } n} = \frac{EI_n}{5}$$

Dove:

- $CIC_{\text{altri biocarburanti avanzati } n}$ rappresenta il numero di CIC "altri biocarburanti avanzati" spettanti nel mese n ed, eventualmente, oggetto di ritiro da parte del GSE;
- EI_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).

- IV. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime double counting e avanzate, queste ultime in percentuale inferiore al 70%. Il titolo autorizzativo non prevede, invece, l'utilizzo di materie prime single counting. Il numero di CIC spettanti ai sensi dell'articolo 5 del Decreto corrisponde a:

$$CIC_n = \frac{EI_n}{5}$$

Dove:

- CIC_n rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n ;
- EI_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).

- V. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime double counting e avanzate in percentuali maggiori al 70% (come somma), mentre le sole materie prime avanzate sono in percentuale inferiore al 70%. Inoltre, il titolo autorizzativo prevede anche l'utilizzo di materie prime single counting. Il numero di CIC spettanti ai sensi dell'articolo 5 del Decreto è uguale a:

$$CIC_n = \frac{EI_n}{10} \cdot 0,3 + \frac{EI_n}{5} \cdot 0,7$$

Dove:

- CIC_n rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n ;
- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).

VI. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime avanzate in percentuali maggiori del 70%, insieme a materie prime single counting ed, eventualmente, double counting. Il numero di CIC spettanti ai sensi dell'articolo 6 del Decreto si divide in:

$$CIC_n = \left(\frac{Ei_n}{10} \right) \cdot 0,3$$

$$CIC_{biometano\ avanzato\ n} = \left(\frac{Ei_n}{5} \right) \cdot 0,7 + \sum_{p=1}^P M\ CIC\ distr_n^p + \sum_{p=1}^L M\ CIC\ liq_n^p$$

Dove:

- CIC_n rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n ;
- $CIC_{biometano\ avanzato\ n}$ rappresenta il numero di CIC "biometano avanzato" spettanti nel mese n ed, eventualmente, oggetto di ritiro da parte del GSE;
- Ei_n rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).
- $M\ CIC\ distr_n^p$ rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente (se presente);
- P rappresenta il numero totale di impianti di distribuzione pertinenti all'impianto di produzione di biometano;
- $M\ CIC\ liq_n^p$ rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente (se presente);
- L rappresenta il numero totale di impianti di liquefazione pertinenti all'impianto di produzione di biometano.

Nel caso in cui il produttore non voglia avvalersi del ritiro dei CIC da parte del GSE, può richiedere l'incentivazione secondo l'articolo 5 del Decreto. In tal caso, il produttore non ha diritto alle eventuali maggiorazioni per la realizzazione di impianti pertinenti.

- VII. Impianto di produzione di biometano autorizzato all'utilizzo di materie prime double counting ed avanzate, queste ultime in percentuali maggiori al 70%. Il titolo autorizzativo non prevede, invece, l'utilizzo di materie prime single counting. Il numero di CIC spettanti ai sensi dell'articolo 6 del Decreto è suddiviso in:

$$CIC_n = \left(\frac{Ei_n}{5}\right) \cdot 0,3$$

$$CIC_{biometano\ avanzato\ n} = \left(\frac{Ei_n}{5}\right) \cdot 0,7 + \sum_{p=1}^P M\ CIC\ distr_n^p + \sum_{p=1}^L M\ CIC\ liq_n^p$$

Dove:

- **CIC_n** rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n ;
- **$CIC_{biometano\ avanzato\ n}$** rappresenta il numero di CIC “biometano avanzato” spettanti nel mese n ed, eventualmente, oggetto di ritiro da parte del GSE;
- **Ei_n** rappresenta l'energia incentivabile nel mese n determinata come descritto nel paragrafo precedente (espressa in Gcal).
- **$M\ CIC\ distr_n^p$** rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di distribuzione pertinente (se presente);
- **P** rappresenta il numero totale di impianti di distribuzione pertinenti all'impianto di produzione di biometano;
- **$M\ CIC\ liq_n^p$** rappresenta il numero di CIC spettanti nel mese n relativi alle maggiorazioni per la realizzazione dell'impianto di liquefazione pertinente (se presente);
- **L** rappresenta il numero totale di impianti di liquefazione pertinenti all'impianto di produzione di biometano.

Nel caso in cui il produttore non voglia avvalersi del ritiro dei CIC da parte del GSE, può richiedere l'incentivazione secondo l'articolo 5 del Decreto. In tal caso, il produttore non ha diritto alle eventuali maggiorazioni per la realizzazione di impianti pertinenti.

5.9 Valorizzazione dei CIC

Per i produttori di biometano avanzato che rientrano nella graduatoria stimata degli impianti qualificati in esercizio e che richiedono il ritiro dei CIC, tali certificati vengono valorizzati su base mensile non oltre 90 giorni dal termine del mese a cui la produzione si riferisce. Essendo gli oneri di funzionamento del meccanismo incentivante a carico dei “soggetti obbligati” (ovvero i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio) aderenti, la valorizzazione dei CIC è condizionata dal pagamento da parte di questi ultimi.

Nell'ipotesi in cui il biometano prodotto venga immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, il gestore di rete, mensilmente, rende disponibili al GSE i dati di misura rilevati nel punto di immissione in rete.

Il produttore, mensilmente entro il giorno 10 del mese successivo a quello a cui la produzione si riferisce (M+1), fornisce i dati e le misure previsti per la specifica configurazione inviando un'autodichiarazione con i contenuti richiesti.

Successivamente, entro il giorno 20 del mese M+2, il GSE, sulla base di quanto incassato dai soggetti obbligati, determina il numero di CIC il cui controvalore possa essere fatturato dal produttore al GSE per il mese corrente. Eventuali CIC spettanti al produttore, ma non fatturati a causa di ritardi nei pagamenti da parte dei soggetti obbligati, sono oggetto di fatturazione nei mesi successivi, in seguito all'incasso di quanto dovuto dai soggetti obbligati. Entro la fine del mese M+2, il produttore integra ed accetta la fattura proposta dal GSE per il riconoscimento degli incentivi.

Entro la fine del mese M+3, il GSE emette fattura nei confronti del produttore per i corrispettivi e provvede al pagamento dell'incentivo spettante al produttore al netto dei corrispettivi.

Ai produttori di biometano che non rientrano nella graduatoria stimata, sono rilasciati i CIC ai sensi dell'articolo 5 del Decreto. I CIC vengono rilasciati al produttore non oltre 90 giorni dal termine del mese a cui la produzione fa riferimento. Nell'ipotesi in cui il biometano venga immesso nella rete con obbligo di connessione di terzi, il gestore di rete, mensilmente entro il giorno 10 del mese successivo a quello a cui la produzione si riferisce (M+1), rende disponibili al GSE i dati di misura rilevati nel punto di immissione.

Il produttore di biometano, mensilmente entro la stessa data, fornisce i dati e le misure previsti per la specifica configurazione inviando un'autodichiarazione con i contenuti richiesti.

Successivamente, entro la fine del mese M+1, il GSE determina i corrispettivi relativi all'immissione in consumo del mese M ed emette fattura a carico del produttore, che dovrà essere pagata entro il giorno 10 del mese M+2.

Entro il mese M+3, il GSE provvede all'emissione dei CIC sui "conti proprietà", presenti sul portale "BIOCAR", dei produttori in regola con il pagamento dei corrispettivi. I produttori che provvederanno al pagamento tardivo dei corrispettivi, otterranno il rilascio dei CIC alla prima data utile a seguito del riscontro dell'incasso da parte del GSE.

Per i produttori di biometano rientranti nella graduatoria definitiva, il GSE procederà a ritirare a consuntivo i CIC ancora nelle loro disponibilità e relativi alla produzione dell'anno di riferimento. Pertanto, entro il giorno 5 del mese di giugno dell'anno successivo a quello di produzione (N+1), il GSE, sulla base di quanto incassato dai soggetti obbligati, determina il numero di CIC il cui controvalore può essere fatturato dal produttore al GSE per il ritiro a consuntivo.

5.10 Corrispettivi dovuti al produttore per il ritiro fisico

Il produttore di biometano avanzato che richiede il ritiro fisico, totale o parziale, della sua produzione, oltre al riconoscimento dei CIC eventualmente ritirati dal GSE, ha diritto ad un corrispettivo pari a:

$$\text{Corrispettivo ritiro fisico}_n = Ei \cdot RIB_n \cdot PMPGAS_n$$

Dove:

- **Corrispettivo ritiro fisico_n** rappresenta il valore economico associato al biometano ritirato dal GSE nel mese n;
- **EiRIB_n** = rappresenta l'energia ritirata dal GSE nel mese n, determinata come indicato nel paragrafo precedente (espressa in MWh);
- **PMPGAS_n** rappresenta il prezzo medio ponderato con le quantità, registrato sul mercato a pronti del gas naturale (MPGAS) nel mese di cessione, reso disponibile dal GME sul suo sito internet, ridotto del 5% (espresso in €/MWh).

5.11 Qualifica degli impianti

Ai fini dell'accesso alle disposizioni previste dal Decreto, è necessario presentare al GSE la domanda di qualifica dell'impianto di produzione di biometano, corredata di tutta la documentazione necessaria. La qualifica è propedeutica al successivo riconoscimento degli incentivi previsti.

I produttori titolari di impianti di produzione di biometano o di biocarburanti avanzati diversi dal biometano possono presentare una richiesta di qualifica a progetto, ovvero non ancora in esercizio, oppure una richiesta di qualifica in esercizio.

Ciascuna qualifica può riferirsi esclusivamente ad una tipologia d'incentivazione, quindi per un impianto di produzione di biometano non è consentito presentare una domanda di accesso simultaneo ad entrambe le tipologie d'incentivazione previste dagli articoli 5 e 6.

Con riferimento all'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione di biometano, il produttore deve attestare di essere in possesso del titolo autorizzativo, ovvero di averlo richiesto all'autorità competente.

Per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti di produzione di biometano e delle relative opere di modifica, ivi incluse le opere e le infrastrutture connesse, si applicano le seguenti procedure:

- PAS (Procedura Abilitativa Semplificata) comunale per i nuovi impianti di capacità produttiva non superiore a 500 Sm³/h, nonché per le opere di modifica e per gli interventi di parziale o completa riconversione alla produzione di biometano di impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione, che non comportino aumento e variazione delle matrici biologiche in ingresso;
- Autorizzazione Unica regionale nei casi diversi di cui sopra.

Con riferimento all'iter di allacciamento alla rete con obbligo di connessione di terzi di un impianto di produzione di biometano, il produttore deve attestare di essere in possesso della documentazione relativa alla richiesta di connessione.

Le opere di connessione alla rete, qualora il produttore decida di realizzarle in proprio, devono essere realizzate nel rispetto delle regole fissate dall'autorità, nonché degli standard

tecnici fissati dai gestori delle reti stesse, con particolare riferimento alla pressione di immissione, alla composizione, al potere calorifico ed alla odorizzazione del biometano, nonché alle caratteristiche del sistema di misura.

La domanda di qualifica, la documentazione richiesta a corredo ed ogni altra comunicazione successiva e/o comunque prevista dal GSE, deve avvenire esclusivamente per via telematica, mediante l'applicazione informatica accessibile dal sito internet del GSE denominata Portale Biometano, pena l'inammissibilità.

Nel caso di impianto non ancora in esercizio, è possibile presentare al GSE una richiesta di qualifica a progetto. Successivamente, sarà necessario comunicare al GSE l'avvenuto inizio dei lavori sull'impianto qualificato. Inoltre, il produttore è tenuto a comunicare l'entrata in esercizio dell'impianto entro tre anni dall'ottenimento della qualifica a progetto. Tale adempimento, qualora vada a buon fine l'istruttoria del GSE, costituisce un completamento della qualifica a progetto e conferisce all'impianto la qualifica in esercizio.

Ogni variazione dei dati e ogni modifica apportata all'impianto devono tempestivamente essere comunicate al GSE.

La comunicazione della data di entrata in esercizio dell'impianto è propedeutica all'accesso agli incentivi per tutte le tipologie di incentivazione previste dal Decreto.

Il produttore, all'atto di richiesta di qualifica è tenuto a pagare il contributo a copertura delle spese di istruttoria secondo le tariffe definite dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 24 dicembre 2014 e s.m.i. (500 €). Inoltre, ogni anno sarà applicato un corrispettivo pari a 0,05 c€/kWh per il biometano incentivato durante l'anno.

Il processo di valutazione della richiesta di qualifica si articola nelle seguenti fasi:

- Verifica dei dati e dei documenti caricati sul portale Biometano;
- Verifica della congruità tra le informazioni fornite nel suddetto portale con quanto riportato nella documentazione allegata;
- Esame tecnico-amministrativo di tutte le informazioni e della documentazione inviate, al fine di verificare la conformità al quadro normativo in vigore al momento dell'invio della richiesta e di quanto previsto dal Decreto;
- Verifica della data di entrata in esercizio (nel caso di impianto in esercizio) ed individuazione dell'incentivo da riconoscere e della data di decorrenza del periodo di incentivazione, nonché di ogni altro parametro utile ai fini dell'erogazione degli incentivi;
- Valutazione di documentazione integrativa eventualmente richiesta dal GSE nell'ambito dell'istruttoria;
- Comunicazione dell'esito della valutazione (entro 120 giorni dalla data di ricevimento della richiesta).

La mancata sussistenza anche di uno dei requisiti previsti dal Decreto oppure il verificarsi di una delle condizioni seguenti comportano l'invio del preavviso di rigetto della richiesta di ammissione agli incentivi:

- Riscontro di difformità tecnico-amministrative relative all'individuazione della fonte rinnovabile e/o alla realizzazione dell'impianto rispetto a quanto autorizzato/dichiarato ed alle disposizioni del Decreto;

- Mancato invio nei termini previsti della documentazione integrativa richiesta dal GSE nell'ambito dell'istruttoria o invio di documentazione non pertinente o incompleta;
- Risccontro del rilascio di dichiarazioni false o mendaci e/o presentazione dei dati e documenti non veritieri, o comunque incongruenti, inerenti alle disposizioni del Decreto.

La qualifica decade nei seguenti casi:

- Mancata comunicazione dell'inizio dei lavori dell'impianto entro 18 mesi dal rilascio della qualifica a progetto;
- Mancata comunicazione dell'avvenuta entrata in esercizio dell'impianto entro i termini previsti dal Decreto;
- Mancata comunicazione di avvenute modifiche o variazioni tecniche o autorizzative all'impianto che possano incidere sul meccanismo di incentivazione o sui requisiti di accesso agli incentivi;
- Accertamento di dichiarazioni false e mendaci nell'ambito della richiesta di qualifica.

5.12 Contratti GSE-produttore

La produzione di biometano, compreso quello avanzato, è incentivata a condizione che sia immessa in consumo nel settore dei trasporti, da attestare tramite specifici contratti di fornitura.

Nel D.M. 2 marzo 2018 agli art. 5 e 6 sono contemplate diverse fattispecie contrattuali che variano in base alla tipologia di incentivazione riconosciuta ai produttori di biometano e di biometano avanzato. Inoltre, nel caso di biometano avanzato, il produttore può richiedere il ritiro fisico da parte del GSE.

Articolo 5:

- Contratto tra il GSE ed il produttore di biometano che richiede il rilascio dei CIC. L'oggetto del contratto è il rilascio dei CIC al produttore di biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti.

Articolo 6:

- Contratto tra il GSE ed il produttore di biometano avanzato che richiede il ritiro dei CIC. Tale contratto ha ad oggetto il riconoscimento del valore dei CIC ai produttori di biometano avanzato che rientrano nella graduatoria pubblicata dal GSE;
- Contratto di ritiro del biometano avanzato (opzionale). Si tratta di un contratto, approvato con decreto del direttore generale della Direzione generale per la sicurezza dell'approvvigionamento e le infrastrutture energetiche (DGSAIE), stipulato tra il GSE ed i produttori di biometano avanzato che disciplina il ritiro fisico del biometano avanzato immesso nelle reti con obbligo di connessione di terzi.

Il produttore di biometano avanzato che ha ottenuto la qualifica a progetto per il ritiro del biometano a partire dalla data di entrata in esercizio, deve comunicare al GSE la data di

entrata in esercizio con almeno 60 giorni di anticipo, confermando o modificando quanto già indicato nella richiesta di qualifica.

Poco prima della data di entrata in esercizio, il produttore sottoscrive con il GSE il contratto per il ritiro fisico del biometano avanzato.

Successivamente il produttore procede con la richiesta della qualifica in esercizio. Una volta ottenuta, si avvia l'incentivazione a regime con la stipula del contratto con il GSE per la valorizzazione dei CIC entro i 12 mesi a partire dalla data di entrata in esercizio.

Il produttore qualificato ai sensi dell'articolo 6 del Decreto, che non abbia inizialmente richiesto il ritiro del biometano avanzato, e che abbia configurazioni compatibili con il ritiro fisico può comunque richiedere l'attivazione del ritiro da parte del GSE entro il 30 giugno di ogni anno, con applicazione a partire dalla data di inizio dell'anno termico successivo (1 ottobre).

Una volta concluso il processo di qualifica e verificati con esito positivo i requisiti soggettivi del produttore ai fini del controllo antimafia, quest'ultimo è abilitato alla visualizzazione dell'anteprima del contratto sul portale dedicato.

Il produttore, dopo aver verificato la correttezza dei dati anagrafici riportati, deve completare le informazioni necessarie alla stipula ed alla successiva gestione del rapporto contrattuale, inserendo i dati amministrativi, i dati anagrafici ed amministrativi del legale rappresentante e le informazioni relative al regime fiscale.

Completato l'inserimento dei dati, ai fini dell'attivazione del contratto, il produttore dovrà caricare sul portale la "Dichiarazione di accettazione delle clausole contrattuali". Nell'eventualità in cui il contratto riporti un dato anagrafico non corretto, può essere richiesta la rettifica del suddetto dato.

In assenza di anomalie della Dichiarazione di accettazione, il contratto viene inviato al Registro Nazionale degli Aiuti di Stato.

Capitolo 6

Sviluppi futuri

6.1 Biometano come sistema di stoccaggio energetico

A causa dell'aleatorietà della produzione di energia elettrica da energie rinnovabili, risulta di estrema importanza poter disporre di un sistema di stoccaggio per sopperire a queste fluttuazioni di disponibilità. Un corretto sistema di stoccaggio dovrebbe bilanciare non solo le fluttuazioni in termini di ore o giorni, ma addirittura in termini stagionali. Per queste ragioni, in futuro questi sistemi di stoccaggio saranno essenziali per incrementare sempre più la quota di energia elettrica prodotta da risorse rinnovabili.

Il sistema Power To Gas (PtG) è uno di quelli che potrebbe aiutare a risolvere il problema dello stoccaggio generato dall'utilizzo delle energie rinnovabili. Questo progetto si basa sulla conversione del surplus di energia elettrica in energia chimica sottoforma di idrogeno o, soprattutto, metano, per poi immetterli direttamente in rete.

Per produrre metano dall'idrogeno è necessaria una fonte di carbonio, come la CO_2 contenuta nei gas di scarico, nella gassificazione del legno o nei processi di digestione anaerobica. In un impianto per la produzione di biometano, il sistema PtG rimpiazzerebbe l'unità di upgrading a valle del digestore, mentre le unità per la pulizia del biogas da altri inquinanti vengono comunque utilizzate per prevenire l'inibizione della reazione. Viene utilizzata l'elettrolisi per produrre idrogeno sfruttando l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Combinando l'idrogeno prodotto all'anidride carbonica presente naturalmente nel biogas si avvia un processo di metanazione con conseguente produzione di CH_4 e abbattimento di CO_2 . Infine potrebbe essere necessario un successivo piccolo stadio di upgrading per raggiungere gli standard qualitativi della rete nei casi in cui la quantità di idrogeno prodotta non sia sufficiente ad abbattere tutta l'anidride carbonica.

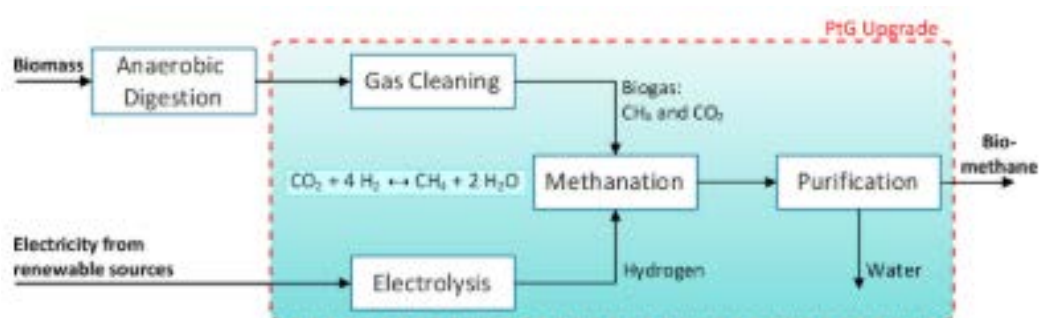


Figura 6.1 – Schema di un sistema PtG (Biollaz S.M.A., Schildhauer T.J., Settino J., Witte J., “Direct catalytic methanation of biogas”, Elsevier)

Normalmente, l'anidride carbonica estratta dal biogas viene emessa in atmosfera come un rifiuto. Invece, con questo sistema non solo non è necessaria la separazione, ma la CO_2 viene effettivamente valorizzata e non rilasciata all'ambiente. In questo modo, la produzione di

biometano dalla stessa quantità di biomassa aumenta notevolmente rispetto al classico sistema di upgrading (dal 40 all'80% a seconda del contenuto di CO₂ del biogas). Inoltre, l'unità di metanazione catalitica genera calore di processo che può essere utilizzato per fornire l'energia termica necessaria al funzionamento del digestore, riducendo o addirittura annullando il consumo di energia esterna al processo. Tuttavia, il processo non è sufficientemente performante da raggiungere gli standard qualitativi della rete in un unico passaggio, a causa di limiti cinetici e termodinamici. Dunque, è comunque necessaria una sezione di upgrading a valle del reattore principale. Successivamente, viene fatta ricircolare la portata di off-gas, molto più ricchi di idrogeno che di anidride carbonica, poiché l'energia consumata durante l'elettrolisi è la maggior fonte di consumo energetico.

Scegliendo un processo di elettrolisi efficiente, si può avere un rendimento di conversione dell'energia elettrica in energia chimica del biometano fino al 59%.

6.2 Sistemi di stoccaggio del biometano

Come già detto, le fonti energetiche rinnovabili come quella solare e quella eolica hanno una natura molto intermittente. Di conseguenza, far combaciare la disponibilità elettrica da fonti rinnovabili con la domanda rappresenta una grande sfida. Quindi, questo problema risulta particolarmente rilevante in paesi che basano il loro approvvigionamento energetico su questo tipo di fonti, come la Danimarca per l'eolico ed i paesi equatoriali per il solare.

Come già citato, il biometano può rappresentare una soluzione per questo limite e potrebbe annullarlo attraverso una buona integrazione tra i sistemi energetici. Lo stoccaggio del biometano sfrutta il surplus energetico in due modi:

- Per la conversione delle materie prime in biometano;
- Per la compressione e/o il pompaggio.

Dato che lo stoccaggio del biometano ha un costo, questo non dovrebbe essere visto come uno scopo fine a sé stesso, ma come supporto per sistemi energetici integrati che siano affidabili, efficienti, economici e puliti.

Lo stoccaggio del biometano può risolvere i problemi legati all'intermittenza delle fonti rinnovabili che affliggono l'approvvigionamento e la domanda di energia su scala giornaliera, ma può anche bilanciare i sistemi energetici su base stagionale. Inoltre, la trasmissione di energia sotto forma di biometano è, solitamente, più economica della trasmissione di energia elettrica principalmente perché i gasdotti presentano CAPEX inferiori alla rete ad alto voltaggio.

Ci sono svantaggi, però, come gli elevati costi delle infrastrutture per lo stoccaggio e, soprattutto, efficienze limitate di conversione del biometano in altre forme di energia.

Lo stoccaggio del biometano potrebbe sostituire altre forme di stoccaggio, che però presentano limiti geografici, come lo stoccaggio idroelettrico ad esempio. In questo modo viene utilizzato il surplus energetico per pompare una grande quantità d'acqua in un bacino sopraelevato, per poi sfruttare la sua energia potenziale in una turbina idroelettrica quando necessario. Chiaramente, il maggior limite di questa tecnologia è rappresentato dalla necessità di avere a disposizione grandi riserve d'acqua ed un dislivello sufficiente.

Il biometano potrebbe essere stoccato ed utilizzato con tecnologie differenti, come riassunto in figura:

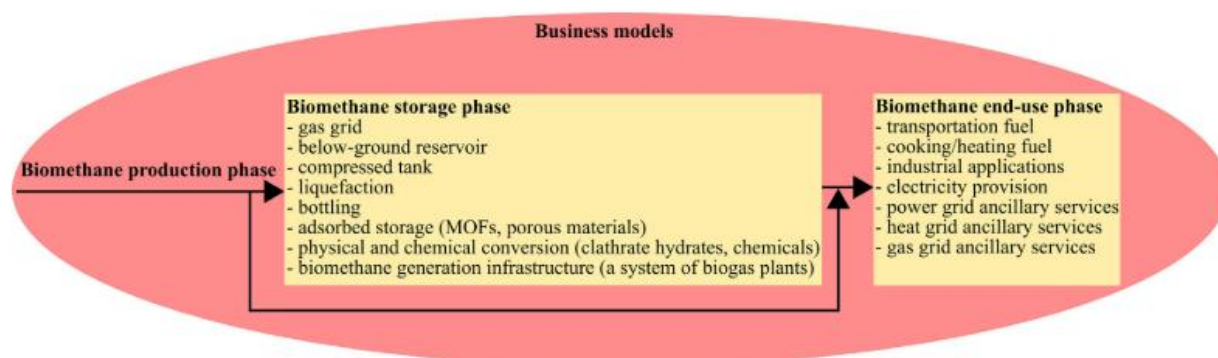


Figura 6.2 – Schema delle tecnologie per lo stoccaggio del biometano (Budzianowski W.M., Brodacka M., “Biomethane storage: Evaluation of technologies, end uses, business models, and sustainability”, Elsevier)

La scelta di un sistema di stoccaggio appropriato al sistema ha un impatto significativo sul sistema energetico integrato. Infatti, una determinata tecnologia potrebbe anche favorire uno specifico utilizzo finale del biometano.

I principali sistemi di stoccaggio di biometano sono:

- Stoccaggio in rete

Rappresenta l'alternativa migliore in paesi che possiedono reti del gas molto sviluppate. Presentano bassi costi di investimento, elevata efficienza energetica e benefici ambientali associati alla diffusione di veicoli a metano. Dato che, solitamente, la produzione di biometano è piuttosto contenuta, la rete del gas naturale fornisce una capacità di stoccaggio più che sufficiente. Un prerequisito essenziale è dato dal fatto che il biometano immesso in rete deve rispettare gli standard qualitativi del gas naturale, così che per gli utilizzatori finali sia indifferente prelevare biometano piuttosto che gas naturale. Il trasporto del biometano in condotti pressurizzati è considerevolmente più efficiente energeticamente rispetto alla trasmissione elettrica ad alta ed altissima tensione. Questo sistema è contemporaneamente il più economico ed il più efficiente metodo per la distribuzione del biometano agli utilizzatori finali.

I costi di allacciamento alla rete sono molto variabili in base alla distanza dell'impianto di produzione di biometano dalla rete del gas naturale, le condizioni del terreno ed il tipo di tubazioni usate. Anche i costi di compressione del biometano stesso sono molto variabili, in base al tipo di rete in cui viene immesso (alta, media o bassa pressione).

- Stoccaggio in riserve sotterranee

Il biometano può essere stoccato in riserve di gas naturale esistenti, che hanno la maggior capacità confronto agli altri sistemi di stoccaggio. Potrebbero essere utilizzate anche riserve esaurite di petrolio, acquifere e cave di sale. Idealmente, le riserve sotterranee da utilizzare dovrebbero essere situate in vicinanza dei centri di consumo per minimizzare i costi di trasmissione del biometano stoccato. Lo sfruttamento di riserve esaurite di petrolio risulta quello più semplice grazie alla conoscenza della

struttura geologica del sito ed alla presenza delle strutture di superficie ed i sistemi di condotte.

- Stoccaggio in serbatoi pressurizzati (BMC)

Rappresenta una buona alternativa in paesi che abbiano uno sviluppo limitato della rete del gas naturale. Grandi serbatoi pressurizzati potrebbero essere riempiti direttamente dai produttori di biometano per poi essere facilmente trasportati dove necessario. Questi serbatoi potrebbero avere forma sferica, cilindrica o a tubi. Quelli sferici, solitamente, sono utilizzati con pressioni fino a 10 bar, mentre quelli a tubi possono arrivare anche a 100 bar, avendo quindi, a parità di volume, una capacità di stoccaggio pari a 10 volte quella di un equivalente serbatoio sferico. I sistemi a bassa pressione, essendo i più economici e semplici da utilizzare, sono indicati per applicazioni in-situ, mentre quelli ad alta pressione sono necessari per il trasporto su lunghe distanze grazie alla capacità di carico molto maggiore.

Per queste applicazioni, la pulizia del biometano risulta ancora più importante poiché la presenza di acqua o di acido solfidrico porterebbero alla corrosione dei serbatoi.

- Stoccaggio in forma liquida (BML)

Il biometano viene liquefatto tramite raffreddamento a pressione vicino a quella atmosferica ad una temperatura di circa -162°C . in questo modo, il volume occupato è pari a circa 1/600 del biometano in forma gassosa. Inoltre, il BML non è esplosivo ed è atossico, che si traduce in una maggior sicurezza e può essere utilizzato come combustibile per autotrazione o navale. Per il suo utilizzo, sono ovviamente necessari un impianto di liquefazione, un serbatoio di stoccaggio ed un apparecchio per la gassificazione del BML quando deve essere combusto. Il serbatoio deve essere isolato correttamente dall'ambiente circostante a causa delle basse temperature che deve mantenere affinché il BML non cambi fase, indipendentemente dalla pressione. La parte di BML che evapora deve essere raccolta ed asportata dal serbatoio, complicando il trasporto e la manutenzione. A causa di questo inconveniente, questo sistema non è adatto per lo stoccaggio a lungo termine, ma risulta interessante per il settore dell'autotrazione.

- Stoccaggio in bombole

Lo stoccaggio in bombole è un altro sistema per l'utilizzo di biometano compresso che ne facilita l'immagazzinamento, il trasporto e la distribuzione per l'utilizzatore finale. È, effettivamente, una forma di stoccaggio in serbatoi pressurizzati, ma per via dei volumi molto inferiori presenta caratteristiche operative differenti. Questa tecnica è particolarmente adatta per la distribuzione a piccoli utilizzatori, come case o piccole utenze commerciali. Inoltre, può facilmente essere utilizzato come combustibile per veicoli di ogni tipo. Le bombole possono essere in acciaio o in materiale composito, che ne riduce notevolmente il peso e ne aumenta la resistenza alla corrosione.

- Stoccaggio tramite adsorbimento (BMA)

Questa è una tecnologia di stoccaggio emergente in cui il biometano viene adsorbito da un materiale poroso a pressioni relativamente basse (fino a 45 bar), ma per alcuni materiali adsorbenti si possono raggiungere buone capacità già a pressione atmosferica. Quando un contenitore di biometano viene riempito con un materiale adsorbente adatto, la capacità di stoccaggio aumenta significativamente rispetto allo stesso contenitore vuoto. In confronto al BMC, il BMA può immagazzinare approssimativamente 5 volte più biometano a 30 bar e circa 10 volte di più a 10 bar. Le minori pressioni di questa tecnologia portano ad un aumento della sicurezza e permettono di utilizzare serbatoi di varie forme, sfruttando meglio lo spazio a disposizione. Materiali adsorbenti rilevanti per queste applicazioni sono i MOF (metal-organic framework) ed i carboni attivi porosi. Tuttavia, l'adsorbimento del biometano rilascia calore, che deve essere gestito correttamente per evitare danni.

- Stoccaggio tramite conversione fisica o chimica

Il biometano potrebbe anche essere stoccato tramite conversione delle molecole di metano; fisicamente in clatrati idrati o chimicamente in formaldeide o vari biocombustibili liquidi.

I clatrati idrati sono miscele simili al ghiaccio di metano ed acqua in cui le molecole gassose sono intrappolate nella struttura cristallina delle molecole d'acqua congelate. Il biometano immagazzinato in questa maniera risulta relativamente sicuro, poiché le molecole del gas sono essenzialmente intrappolate nel ghiaccio. In questo modo, non sono necessarie alte pressioni e nemmeno bassissime temperature, che comunque devono essere tra i -32 ed i -15°C, molto meno energeticamente dispendiose da ottenere rispetto alle temperature richieste dal BML. Tuttavia il processo di formazione dei clatrati è molto lento.

- Stoccaggio in impianti interconnessi

Interconnettendo più impianti di produzione è possibile minimizzare i costi di trasmissione ed, eventualmente, i costi richiesti per l'implementazione di un sistema di stoccaggio. Per esempio, potrebbero venire interconnessi più impianti per la produzione di biogas con un'unica grande unità centrale di upgrading per la produzione di biometano. Questo sistema sarebbe adatto per impianti di piccola taglia situati a breve distanza l'uno dall'altro. L'unità centrale di upgrading avrebbe una maggior efficienza, mentre le piccole unità di digestione anaerobica avrebbero un facile accesso a biomasse economiche. La piccola rete interna richiesta per connettere i digestori all'unità centrale potrebbe fungere anche da stoccaggio temporaneo di biometano, per poi essere immesso in rete nei momenti di richiesta di picco.

In ogni caso, la convenienza di una qualsiasi tecnica di stoccaggio diversa dall'immissione in rete è strettamente legata alla zona ed alla situazione specifica, poiché lo stoccaggio in rete risulta sempre l'alternativa più conveniente (dove possibile).

6.3 La tematica dell'End of Waste

La corretta gestione dei rifiuti deve essere improntata prioritariamente alla corretta gestione delle risorse. Sulla base di tale principio, sin dal 1975 l'UE affermò, tramite la Direttiva 75/442/CEE, che nella gerarchia della corretta gestione dei rifiuti al primo posto dovesse esserci la prevenzione a monte (riutilizzo) e subito dopo il recupero di materia (riciclaggio), lasciando lo smaltimento all'ultimo posto della gerarchia. Di conseguenza, risulta di fondamentale importanza individuare con precisione quali siano i requisiti e le condizioni affinché si possano effettivamente realizzare questi obiettivi di economia circolare, con particolare riferimento a sottoprodotti ed "End of Waste" (tradotto in "cessazione della qualifica di rifiuto"). Quindi, per End of Waste si deve intendere il processo che permette ad un rifiuto di tornare a svolgere un ruolo utile come prodotto.

La Direttiva 2008/98/CE definisce recupero "qualsiasi operazione il cui principale risultato sia di permettere ai rifiuti di svolgere un ruolo utile sostituendo altri materiali che sarebbero stati altrimenti utilizzati per assolvere una particolare funzione o di prepararli ad assolvere tale funzione, all'interno dell'impianto o nell'economia in generale".

Il riciclaggio viene definito come "qualsiasi operazione di recupero attraverso cui i materiali di rifiuto sono ritrattati per ottenere prodotti, materiali o sostanze da utilizzare per la loro funzione originaria o per altri fini", quindi le operazioni di riciclaggio altro non sono che specifiche operazioni di recupero.

Un rifiuto cessa di essere tale quando è stato sottoposto ad un'operazione di recupero e soddisfa le precise condizioni stabilite dalla direttiva quadro, ovvero:

- È comunemente utilizzato per scopi specifici;
- Esiste un mercato o una domanda per tale sostanza od oggetto;
- La sostanza o l'oggetto soddisfa i requisiti tecnici per gli scopi specifici e rispetta la normativa e gli standard esistenti applicabili ai prodotti;
- L'utilizzo della sostanza o dell'oggetto non porterà a impatti complessivi negativi sull'ambiente o sulla salute umana.

Soddisfatte queste condizioni, l'oggetto o la sostanza cessa di essere un rifiuto, in quanto è oggettivamente divenuto un prodotto. Nella Guida all'interpretazione della direttiva quadro, la Commissione UE ha chiarito che il concetto di recupero include anche processi che fanno sì che un rifiuto arrivi a non comportare più rischi connessi alla sua natura e sia pronto per essere utilizzato come materia prima in altri processi. La fine del processo di recupero può essere identificata nel momento in cui viene ad esistere una risorsa utile per ulteriori operazioni e trattamenti, che non comporti alcun rischio per la salute umana e l'ambiente.

Relativamente alla definizione dei criteri per l'End of Waste, la Guida distingue un duplice approccio:

- Per alcune tipologie di rifiuto (ad esempio metalli, carta, vetro) i criteri possono essere definiti a livello comunitario. In tal caso, questi criteri sono vincolanti per gli Stati membri e, se si tratta di regolamenti, anche per i privati;
- In assenza di questi criteri, gli Stati membri possono decidere quando un rifiuto cessa di essere tale.

I rifiuti, quindi, devono poter essere considerati una risorsa e la loro gestione un'opportunità economica. È evidente, dunque, che una lettura distorta dell'art. 184-ter comporterebbe un

drammatico blocco a livello nazionale delle operazioni di recupero dei rifiuti, a svantaggio del risparmio di risorse naturali e materie prime, con un brusco aumento dei conferimenti in discarica e conseguente proliferazione delle emissioni di gas climalteranti. Tutto questo, inoltre, è in violazione della gerarchia dei rifiuti ed in netto contrasto con la tensione a livello europeo verso l'economia circolare.

Nell'arco di febbraio 2018, il Consiglio di Stato ha risposto con una sentenza ad un contenzioso sulla Regione del Veneto per un innovativo impianto di recupero e riciclo dei pannolini usati, realizzato a Spresiano (Treviso) dalla Fater, bloccando di fatto un'iniziativa rivoluzionaria per lo smaltimento di questo determinato tipo di rifiuti.

Due recenti sentenze, la prima del Consiglio di Stato (28 febbraio 2018) e la seconda della Corte di giustizia Ue (28 marzo 2019), hanno bloccato la possibilità che le regioni, in attesa dei decreti governativi, potessero rilasciare le autorizzazioni agli impianti per i processi di EoW. Questo divieto risulta costoso sia in termini economici sia in termini ambientali.

Il Consiglio di Stato, negando questa possibilità, ha praticamente sbarrato la strada alla realizzazione dell'economia circolare: negando che i criteri per l'EoW possano essere definiti in autorizzazione, viene paralizzata qualsiasi attività di recupero in procedura ordinaria che non rientri in quelle già oggetto di disciplina europea o nazionale. Infatti, allo scadere delle autorizzazioni uniche per il trattamento dei rifiuti e delle autorizzazioni integrate ambientali, gli impianti esistenti non potranno più trasformare i rifiuti in prodotti o in materie prime. Inoltre, come sottolineato dal presidente dell'Unione delle imprese e dell'economia circolare (Unicircular), si rischiano conseguenze molto gravi per l'igiene pubblica, la salvaguardia dell'ambiente e per la stessa sopravvivenza di molte imprese del settore. Bloccare le attività legali, poi, non fa che creare più spazio ai traffici illeciti dei rifiuti.

La "società del riciclaggio" cui aspira l'UE è un tassello fondamentale nel disegno dell'economia circolare, in cui il valore dei prodotti e dei materiali viene mantenuto il più a lungo possibile, la produzione dei rifiuti viene minimizzata e quando un prodotto giunge alla fine della sua "vita utile" viene utilizzato nuovamente per creare un valore futuro. Tutto questo a beneficio dell'ambiente e dell'uomo.

In questa ottica, il 18 aprile 2018 il Parlamento ha approvato il pacchetto "economia circolare", che comprende le quattro proposte di modifica di direttive sui rifiuti: la direttiva quadro, quella in materia di rifiuti di imballaggio, discariche, rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche, veicoli fuori uso e rifiuti di pile e accumulatori.

Uno dei processi di recupero che richiede una regolamentazione urgente dei criteri sulla cessazione della qualifica di rifiuto è quello finalizzato alla produzione ed immissione in rete del biometano, che può assicurare contemporaneamente vantaggi economici ed ambientali.

Dal punto di vista ambientale, oltre alla neutralità delle emissioni di anidride carbonica, la produzione di biometano in impianti di digestione anaerobica può rappresentare la risposta al deficit del paese nel trattamento del rifiuto organico, degli scarti agroindustriali e dei fanghi prodotti dalla depurazione dei reflui.

Dal punto di vista economico, il via alle autorizzazioni alla produzione di biometano potrebbe avere un impatto rilevante, soprattutto considerando l'intera filiera. Infatti, la vendita del biometano rappresenterebbe una grande prospettiva di ricavo per i titolari degli impianti, sia per la vendita sia per gli incentivi.

Di fatto, la mancata approvazione della normativa sull'End of Waste impedisce agli impianti di entrare in funzione, frenando l'economia circolare ricercata dall'UE.

L'assurdità di questo problema risiede nella conflittualità di queste normative. Da un lato lo Stato prevede l'emanazione di incentivi per la produzione di biometano, mentre dall'altro impedisce la realizzazione di impianti di produzione.

La prima regione a prendere provvedimenti verso questa problematica è stata la Lombardia. Infatti, recentemente, il Direttore dell'area Ambiente aveva comunicato l'intenzione degli uffici competenti a provvedere allo sblocco delle istanze e dei relativi procedimenti autorizzativi per la produzione di biometano da rifiuti.

Così, sul Bollettino Ufficiale della Lombardia del 20 maggio 2019 è stato pubblicato il decreto dirigenziale n. 6785 del 15 maggio 2019, che detta le Disposizioni finalizzate a disciplinare l'organizzazione e lo svolgimento delle funzioni amministrative trasferite alle provincie ed alle città metropolitane in merito alle autorizzazioni di produzione di biometano da rifiuti.

In particolare, il nuovo decreto della Lombardia dispone che i criteri statali che definiscono il biometano quale prodotto, anche nel caso in cui derivi da un impianto di recupero di rifiuti, sono da individuarsi nel D.M. 2 marzo 2018 e nella relativa procedura operativa. La Regione, conclude affermando che le Autorità competenti debbano autorizzare la produzione di biometano, anche da impianti di trattamento dei rifiuti, utilizzando i criteri statali.

Capitolo 7

Conclusioni

Nell'ambito delle biomasse, gli impianti di digestione anaerobica risultano essere una tecnologia di elevato interesse per la possibilità di ridurre la dipendenza energetica del Paese per mezzo della produzione di un biocombustibile ecosostenibile, sfruttabile anche nel settore dei trasporti, e contemporaneamente concedere al settore agricolo una fonte di guadagno allineata con la loro attività o offrire una migliore alternativa di smaltimento del rifiuto organico urbano.

In questo contesto, sono state esaminate le diverse metodologie di incentivazione del biogas e del biometano, confrontandone alcuni casi rilevanti.

Non avendo a disposizione i costi di investimento, si tratta semplicemente di un confronto dei ricavi ottenibili dagli incentivi e dalla vendita del prodotto (energia elettrica o biometano).

Nella maggior parte dei casi risulta molto più conveniente l'incentivazione alla produzione di biometano, con un aumento dei ricavi anche superiore al 30% annuo. Gli unici casi in cui risulta più favorevole l'incentivazione del biogas con tariffa onnicomprensiva sono quelli di impianti di piccolissima taglia (<300 kWe) con premi dovuti all'utilizzo del biogas in impianti di cogenerazione ad alto rendimento.

Inoltre, questa tecnologia presenta grandi vantaggi e possibilità future, prime fra tutte la possibilità di aumentare l'indipendenza energetica del Paese, riducendo al contempo le emissioni climalteranti date dall'utilizzo di combustibili fossili, e la possibilità di utilizzare il biometano come sistema di stoccaggio energetico.

Chiaramente, il fatto di dover bruciare il biometano per riconvertire la sua energia chimica in energia elettrica riduce di molto il rendimento rispetto ad altri sistemi di stoccaggio, ma questo risulta di gran lunga più economico rispetto ad un grande sistema di batterie e può essere utilizzato indipendentemente dalla posizione del sito, a differenza dell'utilizzo di bacini idrici con dislivello.

Il problema principale degli impianti di produzione di biometano è lo stallo causato dalla tematica dell'End of Waste, che è una grande contraddizione normativa poiché esistono normative che prevedono l'incentivazione per l'utilizzo di questa tecnologia e, al tempo stesso, altre che ne bloccano l'esercizio.

Però, la presa di posizione della Regione Lombardia fa presupporre che presto anche le altre regioni ne seguiranno l'operato, sbloccando l'utilizzo di questa tecnologia che porterà benefici sia economici che ambientali non trascurabili al Paese.

Bibliografia

- “Dal biogas al biometano tecnologie di upgrading”, Vienna University of Technology, 2012;
- “DL 03/04/2006 n.152”, Gazzetta Ufficiale. 2006;
- “Il biometano fatto bene: una filiera ad elevata intensità di lavoro italiano”, Consorzio Italiano Biogas, 2012;
- “Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici”, GSE, 2014;
- “Procedure Applicative DM 2 marzo 2018”, GSE, 2018;
- Biollaz S.M.A., Schildhauer T.J., Settino J., Witte J., “Direct catalytic methanation of biogas – Part I: New insights into biomethane production using rate-based modelling and detailed process analysis”, Elsevier, 2018;
- Brodacka M., Budzianowski W.M., “Biomethane storage: Evaluation of technologies, end uses, business models and sustainability”, Elsevier, 2017;
- Castelli S., Negri M., “La digestione anaerobica: processo e parametri di controllo”, Territorio & Ambiente, 2008;
- Fiameni C., “Biometano e bioGNL il contributo della normazione”, CIG 2017;
- Lanz A., Lucignano F., Mussapi R., Piccinno T., “Il trattamento anaerobico dei rifiuti: aspetti progettuali e gestionali”, Agenzia Nazionale per la Protezione dell’Ambiente, 2002;
- Pardocchi M., “Biogas upgrading technologies”, Consorzio Italiano Biogas, 2013;

Sitografia

- www.bosettiegatti.eu
- www.consorzioinnea.com
- www.enea.it
- www.gazzettaufficiale.it
- www.gse.it
- www.iea.org
- www.iea-biogas.net
- infobiogas-bts.it
- www.mercatoelettrico.org
- www.qualenergia.it
- www.sciencedirect.com
- www.snam.it
- www.tuttoambiente.it