



ISPRA

Istituto Superiore per la Protezione
e la Ricerca Ambientale

Tesi di tirocinio di formazione e orientamento

(Convenzione stipulata tra ISPRA e l'Università Scuola Superiore S. Anna, Pisa)

PRODUZIONE DI BIOMETANO DA REFLUI, ATTRAVERSO REATTORI DI DIGESTIONE ANAEROBICA PER SCOPI ENERGETICI QUALI TRASPORTO SOSTENIBILE E GENERAZIONE DISTRIBUITA DI ENERGIA

Dr. Gregorio Santamaria

Tutor Dell'Ente Promotore: Dr. Massimo Guidi

Tutor ISPRA: Ing. Giovanni Pino

ANNO 2010

Data	Firma Tirocinante	Firma del Tutor ISPRA	Firma Responsabile Servizio ISPRA
	Firma del Tutor Ente Promotore		

Abstract

Si è posta l'attenzione sull'importanza del biogas come fonte di energia rinnovabile e il suo impiego per la produzione di energia elettrica/termica e come combustibile nell'autotrazione, secondo le leggi vigenti in materia. E' stata valutata anche la produzione di reflui sia a livello nazionale, che regionale e municipale. Si è posta l'attenzione sugli aspetti gestionali andando a fare una stima dei costi rispettivamente di raccolta, trasporto e conferimento. Si è analizzato l'impiego energetico dei reflui ponendo l'attenzione sul processo di produzione del biogas tramite la digestione anaerobica. In ultima analisi sono stati valutati gli aspetti impiantistici e successivamente è stato esaminato un tipico impianto a biogas. Inoltre è stato affrontato il tema della purificazione e del recupero del Bio-Metano. E' stato sviluppato pure il possibile impiego nel trasporto sostenibile e la possibilità di generare energia elettrica e termica. Infine è stata sviluppata una analisi economica ed ambientale.

Prefazione

Il biogas è una fonte rinnovabile che produce energia elettrica e calore o con opportuna depurazione ed arricchimento in Bio-Metano può essere utilizzato per l'autotrazione e per l'immissione nelle reti di distribuzioni (metanodotti).

La politica di produzione, diffusione e incentivazione del Bio-Metano, come biocombustibile dalle grandi potenzialità economiche e ambientali, e di grande rilievo in Italia e nel Mondo.

Le potenzialità di produzione in Italia sono notevoli, anche perché le matrici organiche di partenza (scarti e rifiuti) non entrano in competizione con la produzione di alimenti; si tratta di potenzialità pari a circa il 10% dell'attuale consumo di metano.

Per permettere lo sviluppo di una impiantistica integrata anaerobica, una produzione diffusa e una adeguata distribuzione, è necessaria la costruzione di un sistema di regole, norme tecniche e di incentivi volti a massimizzare la valorizzazione del Bio-Metano non solo per gli usi energetici che ne possono essere fatti ma anche per l'utilizzo delle sostanze organiche derivati dal rifiuto domestico, dei reflui della zootecnia, dagli scarti dell'agroindustria e dai fanghi di depurazione.

Il risultato dei processi non è solo il Biogas, ma anche il digestato e il compost, risorse economiche e ambientali importanti per l'agricoltura, perchè possono essere utilizzati come ammendanti sul terreno o, nel caso del digestato, andare a sostituire parzialmente fertilizzanti chimici, la cui produzione è pesantemente energivora e contribuire alle carenze di azoto di molti terreni della penisola. Anche questi aspetti debbono essere valorizzati, dando origine ad una politica integrata di sviluppo che favorisca azioni e imprese capaci di aumentare anche posti di lavoro e redditi nei diversi territori.

Tenendo anche in conto che gli impianti devono essere il più possibile vicini ai punti di produzione della biomassa, si ritiene che la strategia più opportuna sia quella dei piccoli impianti decentrati nel territorio anche per la presenza di nuove piccole imprese agricole, per gli impianti consortili nei territori a vocazione agro-zootecnica e agro-industriale e per gli impianti a servizio di città e bacini (consorzi o unione di comuni, ambiti territoriali ottimali) finalizzati alla valorizzazione delle matrici organiche dei rifiuti urbani e dei fanghi di depurazione.

Il minor prelievo così ottenuto dalle fonti rinnovabili, come i combustibili fossili, consente un risparmio economico, benefici ambientali, una maggior sicurezza degli approvvigionamenti ed un minor debito nei confronti delle generazioni future.

Giovanni Pino
ISPRA
Dipartimento Nucleare, Rischio Tecnologico ed Industriale
Responsabile Settore Innovazione Tecnologica

INDICE

- 1.0 Normative Europee e Nazionali sui Bio-Combustibili (Biogas)
- 2.0 Analisi territoriale per il reperimento delle risorse disponibili nella produzione di Biogas
 - 2.1 Distretti industriali (Regionali/Municipali)
 - 2.2 Quantitativi e Tipologie dei reflui
 - 2.2.1 Quantitativi dei reflui
 - 2.2.2 Tipologie dei reflui
 - 2.3 Aspetti Gestionali
- 3.0 Impiego energetico dei reflui
 - 3.1 Digestione anaerobica
 - 3.2 Il biogas
- 4.0 Impiantistica
 - 4.1 Digestori
 - 4.2 Impianto di produzione di Biogas
 - 4.3 Separazione e Recupero del Bio-Metano
- 5.0 Uso e applicazioni del Bio-Metano (Trasporto locale e Generazione energia elettrica/termica)
- 6.0 Aspetti economici ed ambientali
- 7.0 Conclusioni

Introduzione

In questo lavoro è stata analizzata l'importanza del biogas in Italia ed è stata valutata l'origine dei reflui da cui si può ottenere biogas con notevoli vantaggi sia in campo ambientale che energetico (potenzialità di produzione di energia elettrica e termica ed impiego nel trasporto sostenibile) a seguito delle recenti normative europee e nazionali in questo settore con obiettivi prefissati. Attenzione è stata spostata anche su quello che riguarda la distribuzione nel territorio dei reflui per verificare la disponibilità dal punto di vista delle risorse, con una attenta analisi a livello quantitativo nei siti industriali o di attività produttive (regionali e/o municipali). Inoltre è stata svolta una accurata analisi di mercato a livello economico ed ambientale. Si è posta poi l'attenzione sulle ultime normative che riguardano i certificati verdi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabile e l'introduzione fino al 10% di biocombustibili in miscela con i combustibili fossili. Inoltre sono state analizzate le diverse tipologie impiantistiche per la produzione di biogas, e la sua purificazione e recupero, con produzione di Bio-Metano al 98% utilizzabile sia nel trasporto locale sia nella generazione di energia elettrica /termica. Infine stata sviluppata una analisi economica ed ambientale.

Metodologia

In questa tesi si è svolto un lavoro di ricerca finalizzato al recepimento di informazioni riguardanti gli argomenti di interesse con una attenta analisi alle fonti di informazioni, valutando da prima l'origine e la provenienza, cercando di far riferimento a fonti autentiche. Successivamente si è valutata la conformità delle stesse. È stata analizzata anche la normativa europea e nazionale dei Biocombustibili. Inoltre si è cercato di effettuare una analisi di disponibilità territoriale delle risorse per la produzione di Biogas ed anche una analisi gestionale delle stesse. Successivamente è stata inserita una analisi impiantistica e le relative applicazioni del Bio-Metano.

1. Normativa europea e nazionale sui Bio-Combustibili (Biogas)

Le normative da prendere in considerazione sono indicati nei riferimenti [1, 2]; quella riguardante l'emissione dei certificati verdi (CV), cioè del titolo negoziabile, e sono riassunti in una forma di incentivazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, e l'utilizzo dei CV è diffuso in molti Stati come Europa e anche USA. L'aspetto analizzato è quello relativo all'importanza che hanno le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica e termica poiché sono capaci di ridurre l'emissione in atmosfera dei gas serra quale la CO₂. Con tale normativa viene riconosciuto il valore del CV a chi produce energia elettrica da fonti rinnovabili; l'emissione dei certificati verdi, in base al tipo di energia prodotta da fonti rinnovabili (eolico, solare, geotermica, idroelettrica, biomasse e biogas di discarica) tramite la Tabella 1 di riferimento si indica il coefficiente di incentivazione per la produzione di energia elettrica prodotta dall'impianto [3].

Tabella 1: Coefficienti per impianti con potenza nominale media annua superiore a 1 megawatt (MW)

1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 kW	1,00
1-bis	Eolica offshore*	1,50*
2	Solare **	**
3	Geotermica	0,90
4	Moto ondoso e maremotrice	1,80
5	Idraulica	1,00
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo*	1,30*
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta ***	1,80***
7-bis	Biomasse e biogas di cui al punto 7, alimentanti impianti di cogenerazione ad alto rendimento, con riutilizzo dell'energia termica in ambito agricolo ***	1,80***
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

***Nota bene:** La legge 23 luglio 2009, n. 99, ha innalzato il coefficiente dell'eolico offshore al punto 1-bis e dei rifiuti biodegradabili e biomasse al punto 6, portandoli rispettivamente da 1,10 a 1,50 e da 1,10 a 1,30.

** **Nota bene:** Per gli impianti da fonte solare si applicano i provvedimenti attuativi dell'articolo 7 del Dlgs 29 dicembre 2003, n. 387 (Conto energia).

*****Nota bene:** il coefficiente per biomasse e biogas agricoli da filiera corta, è stato introdotto dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, che modifica il comma 382 della Finanziaria 2007. La Finanziaria 2008 citava, senza riportare il coefficiente: "È fatto salvo quanto disposto a legislazione vigente in materia di produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati da biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali... ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro ... oppure di filiere corte". La Legge 23 luglio 2009, n. 99 ha eliminato la filiera corta agricola dalla Tariffa onnicomprensiva, mentre la tipologia resta valida in caso di richiesta di Certificati Verdi.

In primo luogo si è focalizzata l'attenzione sulla produzione di biogas e sull'impiego per la produzione di energia elettrica come fonte rinnovabile, con particolare riferimento all'aspetto ambientale, cioè la riduzione dei gas serra. Infatti quando si brucia metano fossile si produce una notevole quantità di CO₂ emessa in atmosfera:



Mentre bruciando biometano, la CO₂ prodotta viene fissata dalle stesse biomasse nella fase di crescita. Questo comporta una riduzione di gas serra emessi in atmosfera e la CO₂ evitata viene comunemente certificata (Certificato Verde). Questo concetto vale anche per i trasporti.

L'altra normativa è la Direttiva 2008/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile del 2009 [2] prevede "La promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifiche e successiva abrogazione della direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE".

In tal modo si obbliga ciascuno Stato membro a rispettare gli obiettivi al 2020 ed in particolare la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia. L'obiettivo globale al 2020 è del «20-20-20-10» della Comunità Europea e quello di aumentare l'efficienza energetica del 20%, di aumentare la quota di energie rinnovabili del 20%, di ridurre l'emissione dei gas serra del 20% e di aumentare la quota dei Biocombustibili in miscela con i fossili fino al 10%. Per quanto riguarda il settore dei trasporti, la quota di biocombustibili in miscele con i combustibili fossili deve essere pari almeno al 10 % del consumo finale di energia. In particolare l'Art. 21 pone l'attenzione su: "Disposizioni specifiche relative all'energia da fonti rinnovabili nel settore dei trasporti". Infatti i Biocarburanti devono essere miscelati con combustibili fossili e devono essere in percentuale anche superiore al 10% in volume; si impone pure l'obbligo che le percentuali siano indicati nei punti vendita. Circa la dimostrazione del rispetto degli obblighi nazionali in materia di energie rinnovabili imposti agli operatori e anche sull'obiettivo di impiegare energia da fonti rinnovabili per tutte le forme di trasporto di cui all'articolo 3, paragrafo 4, il contributo dei biocarburanti prodotti a partire da rifiuti, reflui, materie cellulosiche di origine non alimentare e materie ligno-cellulosiche viene considerato equivalente al doppio di altri biocarburanti. Nel nostro caso specifico la produzione di biogas/biometano viene ottenuta da reflui di varia origine, comunemente intesa come biomassa.

2. Analisi territoriale locale per il reperimento delle risorse disponibili nella produzione di biogas

La notevole distribuzione geografica dei reflui comporta una analisi approfondita delle risorse disponibili localmente sul territorio. Infatti i reflui sono distribuiti quasi uniformemente sul territorio nazionale presentandosi nelle più svariate origini di provenienza. La loro distribuzione sul territorio comporta un notevole numero di impianti per il loro utilizzo. Ciò comporta che i reflui presenti sul territorio siano ben valorizzati ma in determinati territori non sufficientemente potenziati ed in alcuni casi non sono neanche presenti gli impianti. L'analisi sviluppata pone l'attenzione sulla presenza o meno di queste materie prime e le diverse origini di provenienza ed anche se utilizzate per la produzione di biogas. La giusta distribuzione sul territorio andrebbe focalizzata regione per regione con una più approfondita analisi sulla provenienza (regionale e/o municipale) e con indicazione della valorizzazione per la produzione di biogas.

2.1 Distretti industriali (regionali/municipali)

Per quanto riguarda la distribuzione dei reflui si può notare che vi sono regioni che producono notevoli quantità di reflui ed hanno un notevole numero di impianti di produzione di biogas. In queste regioni o distretti vi è notevole quantità di reflui prodotti di varia provenienza. Infatti sono stati rilevati 241 impianti di biogas [4] che operano da effluenti zootecnici, colture energetiche, residui organici, reflui dell'agro-industria e la frazione organica dei rifiuti urbani. In questo numero sono compresi anche 57 impianti in costruzione .

La maggior parte degli impianti, ovvero 202 (Tabella 2 e Figura 1), opera con effluenti zootecnici, scarti agricoli, residui agroindustriali e colture energetiche.

Gli impianti in attività che utilizzano effluenti zootecnici sono 145. Rispetto al precedente dato, questo numero è aumentato di circa 73 unità (+101%) e di 130 unità (+180%) se si considerano anche quelli attualmente in fase di realizzazione; questo conferma il forte impulso che la digestione anaerobica sta avendo nel nostro Paese.

Tabella 2 - Numero di impianti per tipologia di substrato (2008)	
Tipologia di substrato trattato	Impianti (n.)
Solo effluenti zootecnici(liquame suino e/o bovino)	88
Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche	20
Effluenti zootecnici + colture energetiche	51
Effluenti zootecnici + scarti organici	21
Colture energetiche e/o scarti organici	12
Dato non disponibile	10
Totale	202

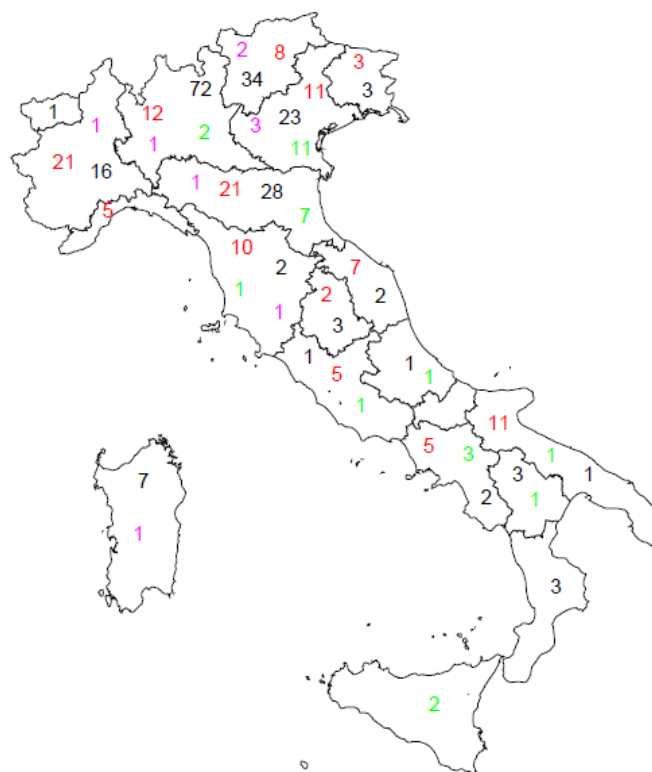


Figura 1: Ripartizione regionale degli impianti di biogas operativi e/o in corso di realizzazione in Italia (362), ad esclusione degli impianti di recupero del biogas da discarica dei rifiuti urbani. **202 - impianti: Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche.** **121 - impianti: Fanghi di depurazione civile.** **10 impianti: FORSU.** **29 impianti: Reflui agro-industriali.**

Dall'indagine risulta che gli impianti sono realizzati per la quasi totalità nelle regioni del Nord. Le aree più interessate risultano essere quelle in cui è presente una maggiore concentrazione di allevamenti zootecnici come la Lombardia, l'Emilia-Romagna e il Veneto; alcuni impianti si stanno pure sviluppando in zone in cui sono prodotte quantità significative di scarti insieme a sottoprodotti organici del comparto agro-industriale. Inoltre, sono stati rilevati 9 impianti di trattamento della frazione organica pre-selezionata da raccolta differenziata (Forsu), da sola o in miscela con fanghi di depurazione e impianti che effettuano il trattamento della frazione organica da selezione meccanica in miscela con fanghi di depurazione.

Relativamente agli impianti di digestione anaerobica per la stabilizzazione dei fanghi di depurazione civile e industriale (realizzati per lo più all'interno di grossi impianti urbani di depurazione delle acque reflue civili e industriali), sulla base di un precedente censimento si stimano più di 120 impianti di grandi dimensioni.

Naturalmente il recupero di biogas dalle discariche dei rifiuti urbani, con circa 141 impianti operativi e circa 210 MWe installati (dati GSE al 30/06/2008) rappresenta, la principale fonte di produzione di biogas. Per completare la panoramica, in tabella 3 viene riportato il numero di impianti di biogas per ciascuna regione e per ciascuna categoria e sono comunque esclusi gli impianti di recupero del biogas dalle discariche dei rifiuti urbani.

Tabella 3: Ripartizione regionale degli impianti di biogas per categoria (non sono riportati gli impianti di recupero di biogas dalle discariche dei rifiuti urbani) (2000)

Regione	Effluenti zootecnici + scarti organici + colture energetiche (1)	Fanghi di depurazione (2) civile	Reflui agro- industriali	Forsu + fanghi di depurazione	Totale
Lombardia	72	12	2	1	87
Emilia- Romagna	28	21	7	1	57
Trentino-Alto- Adige	34	8	0	2	44
Veneto	23	11	10	3	47
Piemonte	16	21	0	1	38
Toscana	2	10	1	1	14
Puglia	1	11	1	0	13
Campania	2	5	3	0	10
Sardegna	7	0	0	1	8
Marche	2	7	0	0	9
Lazio	1	5	1	0	7
Liguria	0	5	0	0	5
Friuli-Venezia Giulia	3	3	0	0	6
Umbria	3	2	0	0	5
Basilicata	3	0	1	0	4
Abruzzo	1	0	1	0	2
Valle D'Aosta	1	0	0	0	1
Calabria	3	0	0	0	3
Sicilia	0	0	2	0	2
TOTALE	202	121	29	10	362

Inoltre nella tabella 3 si nota un numero di impianti sparsi sul territorio con un refluo di diversa origine; ciò comporta che vi è un notevole sviluppo nell'uso di effluenti zootecnici, scarti organici, colture energetiche (mais, sorgo, foraggi, ecc.) ma anche di reflui civili ed un minor utilizzo di sostanza organica derivata dai rifiuti urbani e l'utilizzo di reflui agro-alimentari.

Le regioni del Sud non hanno un buon sviluppo in quanto sono utilizzati pochi reflui per la produzione di Biogas. Comunque vi sono regioni dove la presenza degli impianti è poco sviluppata ma almeno presente in qualche unità di impianti. Dalla situazione totale si pone l'attenzione su qualche regione meridionale in particolare sulla Calabria, la Puglia, l'Umbria e la Sicilia.

In queste regioni vengono evidenziati i distretti dove è concentrata la maggiore produzione di reflui e quindi una eventuale sviluppo di impianti a biogas. Infatti in Puglia negli ultimi anni si accentuata è la possibilità di realizzare impianti a biogas nella regione, però concentrando l'attenzione sui rifiuti biodegradabili e biomasse agricole, in quanto la Puglia

non presentava questi tipi di impianti che utilizzano tali reflui, perchè possiede in numero maggiore impianti che utilizzano reflui civili. Infatti i comuni di Taranto e Foggia ricadono tra questi comuni che concentrano l'attenzione su reflui diversi da quelli civili, e quindi portano alla realizzazione di impianti a biogas. La Calabria presenta una grande ricchezza di reflui in particolare quelli oleari sparsi un po' in tutta la regione, ma purtroppo non vengono impiegati per la produzione di biogas. Attualmente la Calabria presenta solo impianti dedicati all'utilizzo da effluenti zootecnici e scarti organici, però nel 2009 la Calabria ha realizzato un nuovo impianto di biogas presso il comune di Sovereto. L'impianto totalmente ecosostenibile è in grado di ricevere ogni sorta di residuo organico; tra i quali residui organici di 20.000 capi avicoli, 1.000 capi bovini, 20.0000 capi ovini, 700 ettari di agrumeti, con il pastazzo e scarto di lavorazione, la sansa di 1.000 ettari di uliveti, i residui ortofrutticoli e della viticoltura. Inoltre l'impianto produrrebbe energia elettrica sufficiente a soddisfare il fabbisogno di 1680 famiglie per energia elettrica. Per quanto riguarda l'Umbria già di per se presenta una situazione migliore a livello impiantistico rispetto alla Calabria, in quanto nel suo territorio presenta impianti che trattano tipologie diverse di reflui. Per quanto riguarda la situazione attuale la regione Umbria ha dato il via libera alla realizzazione di un nuovo impianto di biogas nel comune di Pilonico Materno (Marciano); questo si baserà sull'utilizzo di materiali di origine vegetale o animale, ma anche reflui zootecnici, permettendo così di affrontare un problema che sta condizionando fortemente la zootecnia, in particolare la suinicoltura, nelle zone dove è più elevata la concentrazione di allevamenti. La Sicilia invece tra le nostre regioni prese in considerazione si posiziona all'ultimo posto in quando dalla fotografia iniziale ad oggi non presenta nessun impianto in fase di realizzazione, però in fase di autorizzazione presenta alcuni impianti di biogas; uno nel comune di Dueville in provincia di Caltanissetta che prevede un impianto che tratta biomasse, un'altro nel comune di Paternò in provincia di Catania, questo tratterà rifiuti per la produzione di biogas, un'altro a Casteltermini in provincia di Agrigento anche questo sarà alimentato da rifiuti, un altro ancora a Bellolampo in provincia di Palermo anche questo userà rifiuti e infine uno ad Augusta ed anche in questo si useranno rifiuti per produrre biogas.

2.2 Tipologie e Quantitativi dei Reflui

Le biomasse utilizzabili per la conversione energetica tramite il processo di digestione anaerobica, sono rappresentate da una qualsiasi materia organica costituita, da carbonio, azoto, fosforo ed acqua.

Allo stato attuale, le matrici di biomasse cosiddette “digeribili” (o fermentescibili) più efficaci ed efficienti da un punto di vista biochimico ed economico per tale processo si dividono in sei grandi famiglie come riportato nel seguito [5].

2.2.1 Tipologie di Reflui

Deiezioni zootecniche

Liquame suino: questo tipo di effluente zootecnico è caratterizzato da un contenuto di sostanza secca o solidi totali (1-6%) e di sostanza organica o solidi volatili estremamente variabile a causa delle differenti tipologie di allevamento comunemente presenti sul territorio.

Liquame bovino: le deiezioni bovine sono spesso rimosse dalle stalle utilizzando raschiatori. L'aggiunta di paglia, spesso effettuata nelle stalle, conduce a variazioni nel contenuto di solidi totali (8-15%). L'effetto di diluizione è minimo rispetto a quello che si ha con le deiezioni suine anche a causa del fatto che normalmente le zone calpestate dal bestiame vengono pulite e risciacquate con basse quantità di acqua. Come nel caso dei suini, anche nelle deiezioni bovine il contenuto di solidi totali dipende fortemente dal sistema di allevamento degli animali.

Deiezioni avicole (pollina): tra le varie deiezioni avicole, la pollina di galline ovaiole è quella che più si presta alla digestione anaerobica, perché l'allevamento in gabbie non prevede l'uso di lettiera. Le deiezioni, asportate fresche, presentano un contenuto in solidi totali del 18-20% e alto contenuto di azoto. L'ammoniaca, che si libera in presenza di acqua per idrolisi enzimatica, può raggiungere alte concentrazioni e inibire il processo di digestione e dare luogo a forti emissioni nella fase di stoccaggio del digestato. Inoltre frequentemente la pollina contiene inerti che sedimentando possono causare problemi operativi e ridurre il volume utile dei reattori.

Frazioni organiche di rifiuti solidi urbani

Nei rifiuti urbani domestici la percentuale di frazione organica umida è compresa in genere tra il 25% e il 35% in peso. La composizione media di questa frazione se derivante da raccolta differenziata secco-umido non differisce in modo sostanziale dall'organico raccoglibile da utenze selezionate, quali mercati all'ingrosso dell'ortofrutta e dei fiori, mercati ittici e rionali, esercizi commerciali di generi alimentari, punti di ristoro (pizzerie, ristoranti, ristorazione collettiva), la presenza di piccole quantità di plastica e vetro è in genere inferiore al 5% sul totale. Queste frazioni organiche presentano un elevato grado di putrescibilità ed umidità (> 65%) che le rendono adatte alla digestione anaerobica.

Fanghi da impianti di depurazione di acque reflue urbane

Sono il residuo del processo di depurazione delle acque reflue urbane e industriali. Sono costituiti da biomassa batterica e da sostanza inerte, organica ed inorganica. In generale gli obiettivi della digestione anaerobica dei fanghi di depurazione sono: la stabilizzazione della sostanza organica, la distruzione degli eventuali microrganismi patogeni con lo scopo di rendere il residuo consono alle prerogative di legge in tema di smaltimento finale. Ma in concomitanza a tale obiettivo, la digestione anaerobica dei fanghi di supero prodotti dalla depurazione delle acque reflue urbane, comporta anche la possibilità di recuperare energia mediante la produzione di biogas, fonte rinnovabile di energia.

Scarti organici e acque reflue dell'agro-industria:

Ingenti quantità di prodotti agricoli sono lavorati nell'industria alimentare. Tipici sottoprodotti e scarti agro-industriali sono ad esempio, il siero di latte, contenente proteine e zuccheri, scarti dall'industria casearia, dalla lavorazione del pomodoro ed altri ancora. Di interesse per la digestione anaerobica sono anche diversi scarti organici liquidi e/o semisolidi dell'industria della carne (macellazione e lavorazione della carne), quali grassi, sangue, contenuto stomacale, budella. Tali residui, ad esempio, possono essere addizionati come co-substrati nella co-digestione di liquami zootecnici e/o fanghi di depurazione [5].

Colture non alimentari ad uso energetico

La coltivazione di piante specifiche da avviare alla digestione anaerobica per la produzione di biogas può essere, in Europa, una soluzione per ridurre la sovrapproduzione agricola, ma anche una valida alternativa per l'utilizzo di aree incolte e a riposo (set aside) o di aree

irrigate con acque recuperate dai depuratori urbani. Nel corso degli ultimi anni molti studi sono stati effettuati su mais, sorgo, foraggi (ma anche altre colture hanno dimostrato di possedere un buon potenziale di produzione di biogas) per valutarne le caratteristiche ai fini del loro utilizzo energetico e la resa in biogas. Anche le tecnologie impiantistiche attualmente in via di sviluppo sono orientate all'introduzione di tali substrati, sia liquidi che solidi, nel digestore. L'uso delle colture energetiche come co-substrato, infatti, permette di ottimizzare la produzione di biogas e il riciclo dei nutrienti. Questo perché possono essere prodotte in azienda ed essere addizionate come co-substrati agli effluenti zootecnici direttamente o dopo insilamento e il digestato ottenuto a seguito del trattamento anaerobico può essere utilizzato per fertilizzare le aree agricole in cui le stesse vengono coltivate.

Residui colturali

L'enorme quantità di residui agricoli è dovuta al fatto che spesso lo scarto risulta essere preponderante rispetto alla produzione, cosa questa che le rende ampiamente interessanti per la valorizzazione energetica con Digestione Anaerobica. Tra alcuni residui colturali possiamo ricordare la paglia, collietti e barbabietole.

2.2.2 Quantitativi dei reflui

Nell'ambito del territorio nazionale i reflui variano da regione a regione e spesso anche all'interno della stessa regione, fare delle stime su quantitativi dà l'idea dei volumi sparsi nelle varie regioni. Per quanto riguarda i valori di produzione dei reflui prodotti a livello nazionale basta innanzitutto dividerli per tipologie.

Infatti con l'aumento della concentrazione degli allevamenti lo smaltimento dei reflui prodotti è diventato un problema sempre più grande. Pertanto nel territorio nazionale si trovano tre diverse specie di animali: suini, bovini e bufaline. Si analizzano i quantitativi delle singole specie, tuttavia le aziende spesso non hanno sufficienti spazi per smaltire gli eccessi di deiezioni e dunque in molti casi le attività di spargimento vanno in contrasto con le esigenze di tutela ambientale e di sviluppo turistico. In una porzione di territorio, caratterizzata da una elevata presenza di allevamenti zootecnici, la possibilità di valorizzare i reflui (stallatico, colaticcio e liquame) in un impianto di digestione anaerobica

con produzione di biogas, come anche la scelta relativa alla sua ubicazione sul territorio, è condizionata da diversi fattori.

Il patrimonio suinicolo italiano risulta particolarmente concentrato in tre regioni (Tabella 4) [5]. La Lombardia, da sola, detiene quasi la metà del totale dei capi suini allevati in Italia (circa 9 milioni al 2007), l'Emilia-Romagna il 15% ed il Piemonte l'11% del totale. Al 2007 si registrano circa 100.000 aziende e la maggiore concentrazione si ha nelle regioni centro-meridionali, caratterizzate da un elevato numero di piccolissime aziende. Ne segue anche che la quantità di deiezioni animali e quindi di rifiuti zootecnici è maggiormente rappresentata dalle regioni nel nord.

Fonte: Elaborazioni dati BDN – IZS, Teramo 2008

		Totale Regionale					
		TOT CAPI	Deiezioni liquide [mc/anno]	Deiezioni solide [t/anno]	Biogas da liquame [Nm ³ *10 ⁶ / anno]	Biogas da letame [Nm ³ *10 ⁶ / anno]	Biogas tot [Nm ³ *10 ⁶ / anno]
NORD	Piemonte	999.149	3.040.414	131.725	50,51	10,69	61,21
	Valle D'Aosta	0	0	0	0,00	0,00	0,00
	Lombardia	3.218.841	9.281.831	406.330	154,21	32,99	187,19
	Trentino Alto Adige	0	0	0	0,00	0,00	0,00
	Veneto	251.520	762.727	33.543	12,67	2,72	15,39
	Friuli Venezia Giulia	94.281	213.407	10.562	3,55	0,86	4,40
	Liguria	141	491	22	0,01	0,00	0,01
	Emilia Romagna	900.774	2.631.233	115.947	43,72	9,41	53,13
CENTRO	Toscana	41.567	113.556	5.157	1,89	0,42	2,31
	Umbria	54.166	164.091	7.313	2,73	0,59	3,32
	Marche	39.591	114.700	5.000	1,91	0,41	2,31
	Lazio	15.759	55.692	2.318	0,93	0,19	1,11
SUD	Abruzzo	46.902	143.627	6.273	2,39	0,51	2,90
	Molise	12.628	39.686	1.670	0,65	0,14	0,79
	Campania	22.604	67.985	3.061	1,13	0,25	1,38
	Puglia	1.046	3.586	154	0,06	0,01	0,07
	Basilicata	6.834	27.073	1.088	0,45	0,09	0,54
	Calabria	10.261	43.389	1.930	0,72	0,16	0,88
	Sicilia	21.876	70.055	3.058	1,16	0,25	1,41
	Sardegna	92.585	361.914	16.215	6,01	1,32	7,33
Valori Nazionali		5.830.525	17.135.457	751.366	284,69	61,00	345,68

Tabella 4: Quantitativi delle deiezioni suinicole per regione

Anche il patrimonio bovino e bufalino italiano risulta concentrato in poche regioni italiane (Lombardia, Veneto, Piemonte ed Emilia Romagna) con la Lombardia (1,6 milioni di capi), che detiene da sola il primato essendo in essa concentrato quasi un quarto dell'intero patrimonio nazionale (6,4 milioni di capi), segue il Veneto con il 14%, il Piemonte con il 13% e l'Emilia con 9%. Anche in questo caso i reflui zootecnici sono sparsi nelle regioni con più capi presenti (Tabella 5) [5].

Fonte: Elaborazioni dati BDN - IZS, Teramo 2006

		Totale Regione												
		n° Aziende	N° capi bovini	Deiezioni liquide [mc/anno]	Deiezioni solide [t/anno]	N° capi bufalini	Deiezioni liquide [mc/anno]	Deiezioni solide [t/anno]	N° capi tot.	Deiezioni liquide [mc/anno]	Deiezioni solide [t/anno]	Biogas da liquame [Nm³×10⁶/ anno]	Biogas da letame [Nm³×10⁶/ anno]	Biogas tot [Nm³×10⁶/ anno]
NORD	Piemonte	16.696	842.863	9.947.659	1.255.046	2.113	29.743	3.630	844.976	9.977.402	1.258.676	140	42	182
	Valle D'Aosta	1.276	37.235	533.644	67.807	0	0	0	37.235	533.644	67.807	7	2	10
	Lombardia	18.755	1.528.438	18.689.313	2.361.272	11.007	156.036	20.090	1.539.445	18.845.349	2.381.362	264	80	344
	Trentino Alto Adige	10.270	181.749	2.672.334	339.446	6	37	5	181.755	2.672.371	339.451	37	11	49
	Veneto	16.944	893.512	8.585.018	1.071.685	2.141	29.049	3.743	895.653	8.614.067	1.075.428	120	36	157
	Friuli Venezia Giulia	2.808	98.064	1.291.474	163.328	1.134	15.680	2.020	99.198	1.307.154	165.348	18	6	24
	Liguria	1.416	16.328	223.166	28.336	17	224	29	16.345	223.390	28.365	3	1	4
CENTRO	Emilia Romagna	9.367	587.012	8.097.988	1.025.510	1.043	14.975	1.928	588.055	8.112.963	1.027.437	113	35	148
	Toscana	4.668	97.651	1.187.524	149.999	867	13.217	1.699	98.518	1.200.741	151.699	17	5	22
	Umbria	3.766	68.451	836.083	105.749	110	1.421	183	68.561	837.503	105.932	12	4	15
	Marche	4.762	72.224	897.152	113.415	705	10.638	1.368	72.929	907.790	114.783	13	4	17
SUD	Lazio	12.608	256.711	3.630.001	460.907	58.028	904.408	116.231	314.739	4.534.409	577.138	63	19	83
	Abruzzo	5.298	78.586	1.024.926	129.927	38	593	76	78.624	1.025.519	130.003	14	4	19
	Molise	3.122	48.599	638.070	80.876	746	11.862	1.524	49.345	649.932	82.400	9	3	12
	Campania	14.701	198.470	2.654.458	336.455	244.756	3.874.967	497.856	443.226	6.529.425	834.310	91	28	119
	Puglia	4.878	169.980	2.380.932	302.451	7.140	112.460	14.450	177.120	2.493.392	316.901	35	11	46
	Basilicata	3.315	93.697	1.329.578	168.975	1.388	19.609	2.525	95.085	1.349.187	171.500	19	6	25
	Calabria	8.412	149.330	2.288.841	291.458	778	12.125	1.558	150.108	2.300.965	293.017	32	10	42
	Sicilia	10.736	341.310	4.639.458	589.100	418	6.174	794	341.728	4.645.632	589.895	65	20	85
	Sardegna	8.945	266.145	3.865.124	491.454	797	12.081	1.553	266.942	3.877.205	493.007	54	17	71
Valori Nazionali		162.733	6.026.355	75.412.745	9.533.198	333.232	5.225.298	671.463	6.399.587	80.638.043	10.204.660	1.128	344	1.472

Tabella 5. Quantitativi delle deiezioni di bovini e suini a livello regionale

Invece per quanto riguarda la frazione organica dei rifiuti urbani, una funzione sempre più importante è il trattamento della frazione organica dei rifiuti mediante digestione anaerobica, che consente di abbinare il recupero di materia al recupero di energia. L'applicazione della digestione anaerobica al trattamento dei rifiuti consente sia di produrre, attraverso il trattamento aerobico del fango digerito, un residuo stabilizzato impiegabile come ammendante organico in agricoltura o per ripristini ambientali, sia di conseguire un notevole recupero energetico attraverso l'utilizzo del biogas prodotto. Si riporta di seguito la Tabella 6 riassuntiva con dettaglio regionale relativa alla produzione della frazione organica da raccolta differenziata scomposta nelle due aliquote di "frazione umida" e "verde" e l'aliquota relativa alla frazione organica contenuta nel rifiuto indifferenziato, stimata pari al 30% di tale rifiuto [5].

Fonte: Elaborazione Dati Rapporto Rifiuti 2007 – APAT

	REGIONE	FORSU da R. D.		FO da Rif. Indiff.
		Umido (t)	Verde (t)	(t)
NORD	Piemonte	170.674	108.975	404.387
	Valle d'Aosta	0	3.597	14.659
	Lombardia	365.909	386.377	757.014
	Trenino	52.941	24.314	68.824
	Veneto	284.360	236.493	342.251
	Friuli Venezia Giulia	13.958	44.254	112.865
	Liguria	4.020	17.299	243.794
	Emilia Romagna	93.423	247.405	555.538
CENTRO	Toscana	132.466	101.024	519.895
	Umbria	28.555	15.902	123.545
	Marche	25.174	14.647	206.429
	Lazio	15.325	32.277	878.062
SUD	Abruzzo	28.589	6.326	174.144
	Molise	334	11	36.824
	Campania	109.523	7.696	757.488
	Puglia	259	1.411	562.138
	Basilicata	0	340	65.246
	Calabria	6.978	4.255	252.434
	Sicilia	6.236	23.591	759.488
	Sardegna	69.983	17.645	206.182
Valori nazionali		1.408.707	1.293.839	7.041.204

Tabella 6. Quantitativi di Frazione Organica dei rifiuti urbani per regione

Tra gli scarti organici quelli che rivestono più importanza in campo applicativo sono i scarti di macellazione (Tabella 7) [5]. Infatti il settore della lavorazione delle carni riveste particolare importanza nella stima di producibilità in Italia di biogas in virtù del quantitativo di scarti prodotti e dell'elevata producibilità di biogas.

Fonte: ISTAT – anno 2006

Fonte: ISTAT – anno 2006 Categorie	Numero capi macellati	peso vivo (q)	Peso medio a capo (q)	Resa media (%)	peso morto (q)
Bovini e Bufalini	3.176.635	15.155.988	4,86	55,1	6.697.393
Ovini e Caprini	6.898.885	1.108.460	0,16	55,4	614.374
Suini	13.380.004	19.478.719	1,46	80,0	15.592.429
Equini	167.139	749.602	0,45	54,9	411.808
Avicoli	407.282.947	13.110.939	3,22 kg	69,8	9.149.897

Tabella 7. Ouantitativi degli scarti di macellazione

Come si evince dalla Tabella 8 sovrastante la produzione e lavorazione di carne comporta la produzione di una grande quantità di rifiuti e sottoprodotti che, in linea indicativa, rappresentano circa il 40%-50% del peso vivo dell'animale di partenza. Considerando che il peso vivo in gioco è dell'ordine di 4,9 milioni di tonnellate, si evince come la massa di residui disponibili a livello nazionale sia dell'ordine di 1,7 milioni di tonnellate ai macelli con un peso morto commercializzato pari a 3,2 milioni di tonnellate. La grande quantità di residui in gioco comporta elevati costi gestionali e di smaltimento; conseguentemente è facile capire come l'industria della carne sia orientata a minimizzare il problema attraverso un loro reimpiego economico. L'industria della carne è, in ogni caso, tenuta a distruggere in modo appropriato i propri residui al fine di evitare problemi di carattere sanitario. C'è, tuttavia, da notare che non tutti gli scarti sono votabili alla digestione anaerobica, ma solo quelli non utilizzabili nell'alimentazione umana e non classificabili come pericolosi per la salute umane (quali grassi, sangue, contenuto stomacale, budella, fanghi di flottazione ecc..). Tali residui, ad esempio, possono essere addizionati come co-substrati nella digestione di liquami zootecnici o fanghi di depurazione. Di seguito sono riportati le stime degli scarti di macellazione per regione di capi bovini e bufalini (Tabella 8) [5].

Fonte: Elaborazione su dati IZS e ISTAT																			
	Produttività di BIOGAS (mc biogas/anno)	TOT scarto digeribile macellazione bovini e bufalini (q)	CAPI MACELLATI - bovini e bufalini																
			Vitelli				vitelloni e manzi				buoi e tori				vacche				
			n° capi al macello	peso vivo (q)	resa media a capo	Scarto (q)	n° capi al macello	peso vivo	resa media a capo	Scarto (q)	n° capi al macello	peso vivo	resa media a capo	Scarto (q)	n° capi al macello	peso vivo	resa media a capo	Scarto (q)	
NORD	Piemonte	3.752.414	370.609	89.063	221.767	58,2	32.444	344.653	1.930.057	59,8	271.559	2.992	18.939	57,3	2.830	61053	342507	46,8	63775
	Valle d'Aosta	50.249	4.963	1.913	4.649	58,4	677	3.457	16.455	57,0	2.477	45	259	55,7	40	2.305	9.520	46,9	1.769
	Lombardia	6.113.619	603.814	192.486	461.966	58,7	66.777	269.581	1.528.524	57,2	228.973	3.759	25.373	56,4	3.872	265.583	1580219	45,0	304.192
	Trentino-Alto Adige	169.455	16.736	5.412	10.229	58,4	1.489	8.809	43.076	55,4	6.724	371	2.204	54,7	349	7.794	43.568	46,4	8.173
	Veneto	4.430.941	437.624	266.335	695.134	59,2	99.265	370.136	2.154.192	58,8	310.634	1.218	7.223	58,6	1.047	24.405	148.871	48,8	26.678
	Friuli-Venezia Giulia	136.537	13.386	2.470	5.953	60,3	827	10.612	59.533	58,8	8.585	124	813	55,3	127	4.050	22.073	50,2	3.847
CENTRO	Liguria	56.854	5.615	2.166	5.480	60,6	756	6.617	27.725	57,7	4.105	55	332	54,1	53	740	3.789	47,1	701
	Emilia Romagna	3.704.908	365.917	176.641	418.639	58,9	60.221	260.585	1.639.080	57,4	244.387	1.583	11.920	52,2	1.994	60.130	325.905	48,0	59.315
	Toscana	499.995	49.382	5.963	14.609	59,8	2.056	63.556	309.518	57,9	45.607	185	1.469	56,9	222	1.279	8.390	49,0	1.498
	Umbria	237.378	23.445	3.278	8.359	59,8	1.176	24.432	139.507	57,8	20.605	175	1.146	54,5	183	1.535	8.964	52,8	1.481
	Marche	320.825	31.686	5.409	15.848	59,7	2.235	32.970	185.291	58,5	26.914	241	1.863	56,8	282	2.198	13.540	52,4	2.256
	Lazio	488.090	48.206	9.422	23.555	58,8	3.397	43.334	208.003	56,6	31.596	1.577	10.834	53,0	1.782	12.963	64.296	49,2	11.432
SUD	Abruzzo	191.238	18.888	3.374	9.009	59,5	1.277	19.968	102.636	59,2	14.656	200	1.406	58,3	205	2.884	15.804	50,3	2.749
	Molise	81.486	8.048	618	1.632	58,3	238	10.946	48.710	56,4	7.433	105	539	51,9	91	369	1.672	51,1	286
	Campania	1.396.543	137.930	3.253	7.840	59,4	1.114	121.024	582.125	56,9	87.814	2.154	12.946	54,5	2.062	56.687	270.397	50,4	46.941
	Puglia	350.001	34.568	10.951	25.954	59,8	3.652	30.430	134.196	57,2	20.103	632	3.621	55,9	559	12.710	57.449	49,0	10.255
	Basilicata	109.567	10.821	1.926	5.085	58,7	735	11.686	50.951	55,6	7.918	222	1.352	54,6	215	2.229	10.989	49,2	1.954
	Calabria	404.917	39.992	4.683	13.159	55,9	2.031	41.695	200.553	55,9	30.955	925	5.969	54,2	893	7.567	33.522	47,9	6.113
	Sicilia	913.239	90.196	11.791	34.901	57,1	5.240	91.047	416.995	56,4	63.633	1.502	8.892	56,4	1.357	22.936	110.552	48,4	19.966
	Sardegna	326.633	32.260	7.613	19.337	58,6	2.802	30.679	139.589	56,4	21.301	1.046	7.196	54,1	1.156	7.123	40.245	50,3	7.001
TOTALE		23.733.887	2.344.088	804.767	2.003.105	58,9	288.410	1.795.217	9.916.717	57,3	1.455.979	19.111	123.896	55,3	19.318	556.540	311.2271	49,0	580.380

Tabella 8. Stima potenziale regionale degli scarti di macellazione di capi bovini e bufalini nel 2006

Successivamente anche di capi ovini (Tabella 9) [5].

Fonte: Elaborazione su dati ISTAT

REGIONI		Produttività di BIOGAS (mc biogas/t anno)	TOT scarto digeribile della macellazione ovina (q)	OVINI E CAPRINI				
				Capi	Peso vivo	Medio a capo	Resa media (%)	Peso morto
NORD	Piemonte	30.558	3.018	48.616	8.623	0,18	54,1	4.664
	Valle d'Aosta	2.449	242	2.774	691	0,25	52,1	360
	Lombardia	31.093	3.071	39.765	8.774	0,22	53,2	4.668
	Trentino-Alto Adige	18.495	1.827	26.099	5.219	0,20	53,2	2.776
	Veneto	9.731	961	16.646	2.746	0,16	61,4	1.685
	Friuli-Venezia Giulia	1.538	152	2.560	434	0,17	55,8	242
	Liguria	3.501	346	6.983	988	0,14	56,0	553
	Emilia-Romagna	12.683	1.253	15.708	3.579	0,23	54,5	1.949
CENTRO	Toscana	244.352	24.134	435.855	68.953	0,16	56,8	39.155
	Umbria	86.804	8.573	142.998	24.495	0,17	57,4	14.071
	Marche	74.135	7.322	132.406	20.920	0,16	57,3	11.981
	Lazio	960.686	94.883	1.596.608	271.093	0,17	53,7	145.698
SUD	Abruzzo	414.367	40.925	518.068	116.929	0,23	55,4	64.794
	Molise	76.758	7.581	126.608	21.660	0,17	56,8	12.296
	Campania	270.470	26.713	499.177	76.323	0,15	56,3	42.965
	Puglia	472.088	46.626	802.260	133.217	0,17	55,5	73.973
	Basilicata	139.833	13.811	260.279	39.459	0,15	57,1	22.549
	Calabria	128.060	12.648	236.475	36.137	0,15	54,5	19.691
	Sicilia	204.485	20.196	300.621	57.703	0,19	53,0	30.589
	Sardegna	746.020	73.681	1.688.379	210.517	0,12	56,9	119.715
ITALIA		3.928.105	387.961	6.898.885	1.108.460	0,16	55,4	614.374

Tabella 9. Stima potenziale regionale degli scarti di macellazione di capi ovini nel 2006

Altri scarti organici impegnati nella produzione del biogas sono quelli riguardanti il siero di latte ricavato nelle centrali del latte, le quantità dei residui prodotti dall'industria lattiero-casearia sono state stimate attraverso la determinazione di indici di produzione dei residui relativi alla produzione principale (formaggio) e l'applicazione dei fattori calcolati a tutto il comparto nazionale. Considerando che la quantità di latte trasformata in Italia è di circa 7 milioni di tonnellate di cui oltre la metà è trasformata in formaggi, l'indagine si è concentrata sui prodotti caseari che maggiormente caratterizzano il territorio. Il siero, principale sottoprodotto ottenuto dalla lavorazione del formaggio, viene utilizzato, nella maggior parte dei casi, per la produzione della ricotta e talvolta scremato per la produzione di panna e burro.

Nel caso in cui il caseificio non produca ricotta, il siero viene utilizzato per l'alimentazione animale, rappresentando comunque un onere per l'azienda. Le quantità in gioco sono strettamente legate al quantitativo di latte lavorato e alla sua resa in formaggio.

I dati a disposizione evidenziano come il rapporto tra produzione di siero e quella di formaggio sia pari a circa 6% (il siero prodotto ammonta al 600% della produzione di formaggio). In particolare, del siero totale prodotto nelle diverse trasformazioni del latte, solo il 5%, corrispondente alla percentuale del siero acido, si può considerare potenzialmente avviabile alla Digestione Anaerobica.

Il rimanente 95% di siero dolce ha già un proprio mercato specifico ed è considerato materia prima secondaria per usi alimentari umani e per l'estrazione di proteine. Di seguito nella Tabella 10 si riportano i valori del siero di latte impiegato per regione [5].

REGIONI	Produttività di BIOGAS (mc biogas/anno)	TOT siero digeribile (q)	Latte raccolto nel 2006	Latte alimentare *Trattato igienicamente (q)				Latte di vacca trasformato nel 2006	Burro	Formaggi (q)				
			Quantità	Intero	Parzialmente scremato	Scremato	Totale	Quantità	Quantità	A pasta dura	A pasta semidura	A pasta molle	Freschi	Totale
NORD	Piemonte	815.628	197.728	7.367.124	843.730	1.045.841	534.253	2.423.934	4.943.200	35.381	166.925	30.275	443.543	290.019
	Valle d'Aosta	50.128	12.152	313.814	7.114	2.831	-	10.005	303.809	756	145	25.984	1.112	28.058
	Lombardia	5.275.129	1.278.819	38.640.681	2.721.531	3.551.105	397.564	6.670.200	31.970.481	399.853	1.302.027	518.521	929.949	1.379.482
	Trentino-Alto Adige	765.348	185.539	5.374.915	514.933	214.615	6.996	736.445	4.638.470	30.535	87.838	89.730	10.464	146.520
	Veneto	1.073.368	260.211	8.791.058	1.142.080	1.112.959	30.756	2.385.795	6.505.263	157.127	504.878	84.681	231.522	252.814
	Friuli-Venezia Giulia	362.775	87.945	3.037.799	604.524	230.940	3.599	839.163	2.198.636	9.097	100.176	13.706	25.424	116.958
	Liguria	82.480	19.995	792.913	421.887	297.829	10.196	293.034	499.879	335	186	4.963	1.607	1.598
	Emilia-Romagna	2.392.231	579.935	20.493.698	2.309.613	3.118.196	567.521	5.995.330	14.498.368	389.031	1.299.100	2.844	67.140	218.712
CENTRO	Toscana	83.509	20.245	1.436.938	535.591	383.788	11.441	930.820	506.118	3.497	126.836	6.051	118.976	102.290
	Umbria	108.033	26.190	908.604	74.687	167.918	11.255	253.860	654.744	262	6.778	2.829	8.431	59.005
	Marche	62.050	15.042	666.415	267.881	398.534	-	290.354	376.061	9.686	7.643	618	1.718	66.437
	Lazio	571.636	138.579	6.319.155	1.751.491	1.082.050	21.151	2.854.692	3.464.463	14.512	36.521	5.590	22.056	298.894
														363.061
SUD	Abruzzo	56.223	13.630	367.935	11.495	14.989	703	27.187	340.748	966	5.351	2.454	7.464	61.927
	Molise	139.447	33.805	1.086.892	162.524	79.232	-	241.756	845.136	22.076	811	15.687	2.814	188.077
	Campania	423.531	102.674	3.771.166	1.106.993	81.496	15.820	1.204.309	2.566.857	75.613	4.457	61.196	10.804	715.243
	Puglia	144.461	35.021	2.112.849	721.010	512.492	3.828	1.237.330	875.519	25.910	7.083	31.786	16.684	335.985
	Basilicata	46.537	11.305	312.650	18.000	12.000	-	30.000	282.650	1.147	480	11.637	2.929	30.374
	Calabria	52.354	22.389	626.865	38.812	28.332	-	67.144	559.721	4.380	982	23.320	2.544	94.283
	Sicilia	165.605	40.147	1.704.529	198.734	491.196	10.935	700.855	1.003.664	7.190	22.791	38.674	7.842	104.364
	Sardegna	722.576	175.170	5.314.459	393.072	522.481	19.660	935.213	4.379.246	9.009	443.666	2.694	12.729	53.899
	ITALIA	13.433.150	3.256.521	108.440.468	13.845.702	13.348.995	1.645.678	28.840.386	81.419.088	1.186.383	4.124.874	879.241	1.825.762	4.618.888

Tabella 10. Quantitativi del siero di latte per regione

2.3 Aspetti Gestionali

Per un giusta gestione dei reflui nella produzione di biogas ci vuole un buon sistema a valle. Innanzitutto i reflui una volta prodotti in quel territorio devono essere raccolti secondo le soluzioni più appropriate come per esempio in autobotti nel caso di liquidi o in serbatoi anche in questo caso per liquidi. Però tutto questo sistema presenta un costo di raccolta che attualmente non è quantificabile. Successivamente una volta che i reflui sono stati raccolti devono essere trasportati all'impianto di produzione di biogas, ed anche in questo caso il trasporto presenta un costo che è in relazione alla distanza percorsa per arrivare in all'impianto e in relazione al quantitativo che viene trasportato, come si evince dalla Figura 2 riportata [6].

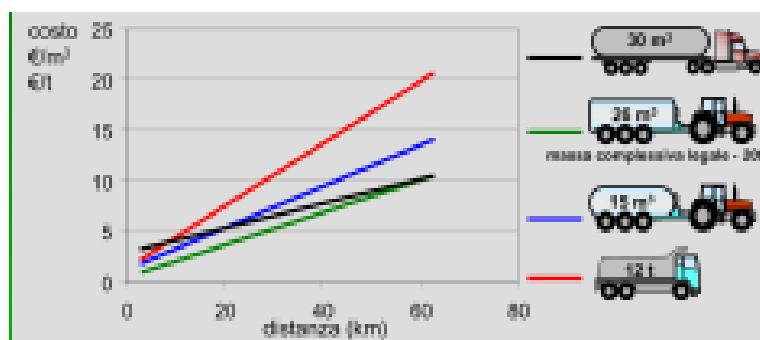


Figura 2. Costo di trasporto reflui.

Una volta trasportato il materiale deve essere anche conferito nel luogo appropriato è anche qui vi sono dei costi. Questi risultano essere intorno a 1,5 euro/m³ per il conferimento di liquami [7]. La tabella 11 riporta diversi tipi di liquami e il relativo costo di conferimento.

Tabella 11: Costi di conferimento		
Tipologia liquame	Modalità di conferimento	Tariffa
Domestico (civili abitazioni)	Fognatura	Vigenti da tariffe d'Ambito
Zootecnico pretrattato	Fognatura	1,5 €/mc
Zootecnico pretrattato	Autobotte	1,5 €/mc
Zootecnico grezzo	Autobotte	1,5 €/mc + Oneri depagliatura

Un altro aspetto analizzato è la differenza di costo; sia per il metano fossile che per il biogas per produrre energia elettrica in quanto ci si trova ad avere un carico fiscale che ne regola l'uso e il consumo. Infatti l'accisa presente sul metano fossile è maggiore di quella sul biogas, ed è per questo che anche produrre energia elettrica usando biogas è più vantaggioso rispetto al metano fossile in quanto vi è una accisa inferiore. Questo perché ci sono degli incentivi nella produzione di energia elettrica prodotta da biogas che abbassa il costo di produzione, cosa che non è presente nel caso in cui produciamo energia elettrica da metano fossile. Infatti se vogliamo riportare i costi vedremo che l'energia prodotta da metano fossile senza incentivi è nell'ordine di 10 c€/kwh invece se produciamo energia prodotta da biogas e quindi con incentivi abbiamo un costo che si aggira intorno 8 c€/kwh.

3.0 Impiego energetico dei reflui

L'impiego a fini energetici di materie prime di origine biologica, cioè di biomasse, è una realtà consolidata negli Stati Uniti ed in molti Paesi Europei, in particolare del Nord Europa ed è fortemente promossa e incentivata dalla Commissione Europea.

Quest'ultima, a tale riguardo, ha pubblicato nel Dicembre del 2010 il "Piano di Azione Nazionale delle Energie Rinnovabili" in riferimento alla direttiva europea 2009/28 CE. Il documento indica come obiettivi per l'Italia una quota globale del 17% per l'energia da fonti rinnovabili entro 2020, ed il 10% per i biocarburanti, entro il 2020. Attualmente, le biomasse globalmente soddisfano il 15% circa degli usi energetici primari (ovvero dell'elettricità e del calore), con 1.230 Mtep/anno, ovvero 1.230 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, corrispondente al petrolio che sarebbe stato necessario utilizzare per produrre la stesse quantità di energia tramite i combustibili fossili.

Le biomasse possono essere costituite da residui delle coltivazioni destinate all'alimentazione umana o animale, da piante espressamente coltivate per scopi energetici (produzione di biodiesel o alcol), da residui forestali, da scarti di attività industriali (come i trucioli di legno), da scarti delle aziende zootecniche o dalla parte organica dei rifiuti urbani. Per quanto riguarda i possibili utilizzi delle biomasse possiamo riferirci alla semplice combustione di legname per produrre calore, all'impiego di carburanti alternativi come il biodiesel o il bioalcol nei mezzi da trasporto o per produrre calore e/o elettricità, all'impiego di scarti industriali e/o rifiuti urbani (CDR, combustibile da rifiuti) in centrali termoelettriche. Ma oltre alla combustione possiamo avere altri usi energetici delle biomasse: come per esempio la valorizzazione delle stesse tramite la trasformazione, in appositi digestori anaerobici del materiale organico in biogas, cioè metano da utilizzare per qualunque uso attuale del metano (produzione di calore ed elettricità o come carburante da trazione) [8]. Questa trasformazione è particolarmente efficace per liquami zootecnici, fanghi di depurazione urbana, parti organiche dei rifiuti, scarti di industrie alimentari e scarti di mercati ortofrutticoli. C'è poi un'altro e, forse, più importante uso dello scartoderivato dall'utilizzo delle biomasse: la produzione di compost per l'agricoltura, cioè materiale organico opportunamente fatto maturare e mescolato alla terra per garantire il ripristino degli elementi nutritivi nei campi agricoli.

3.1 Digestione anaerobica

La digestione anaerobica, è un processo di conversione di tipo biochimico in assenza di ossigeno e consiste nella demolizione, ad opera di microrganismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, che produce un gas (biogas) costituito per il 50-60% da metano e per la restante parte soprattutto da CO₂ ed avente un potere calorifico medio dell'ordine di 23 MJ/Nm³. Il biogas così prodotto viene raccolto, essiccato, compresso ed immagazzinato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare caldaie a gas per produrre calore o motori a combustione interna (adattati allo scopo a partire da motori navali a basso numero di giri) e per produrre energia elettrica.

Il processo di digestione anaerobica avviene all'interno di reattori chiusi (digestori) al cui interno si creano condizioni di assenza di ossigeno. La trasformazione della sostanza organica è operata da parte di diversi gruppi attraverso le fasi di idrolisi, acidificazione, acetogenesi e infine metano genesi e può essere così schematizzato (Figura 3):

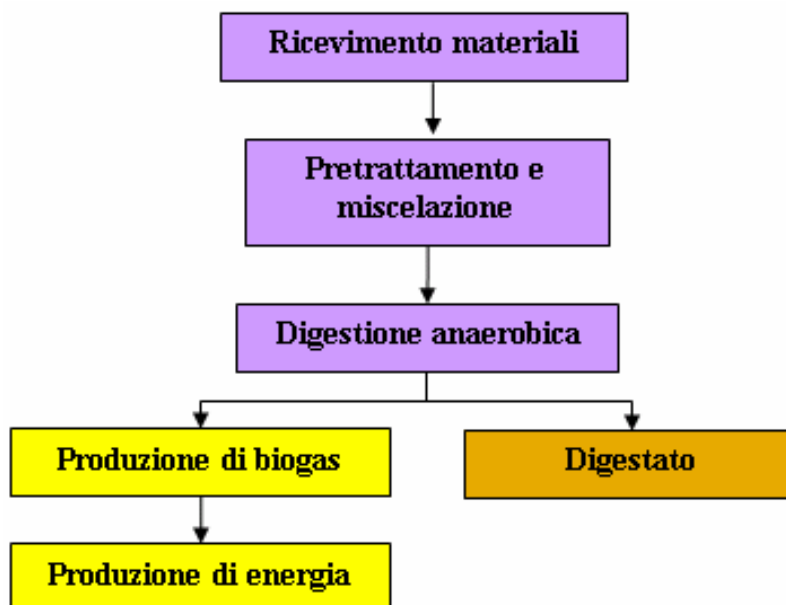


Figura 3: Schema di flusso del processo di digestione anaerobica

Possono essere impiegati in un digestore anaerobico praticamente tutti i materiali organici, i quali possono essere degradati in tempi diversi. Dal punto di vista chimico, per biomassa si intendono quei materiali costituiti da materia organica non fossile, di origine biologica, che può essere in parte sfruttata come risorsa energetica.

Si possono sinteticamente, considerare come biomassa:

- i rifiuti degli allevamenti zootecnici (deiezioni e scarti di macellazione)
- i rifiuti sia solidi che liquidi dell'attività urbana (frazione organica e fanghi di fogna)
- i residui organici delle industrie chimiche, della carta, del cuoio e tessili
- gli scarti delle attività agro-forestali (sfalci, potature, paglia, ramaglie, ecc.)
- gli scarti delle industrie di trasformazione (zuccherifici, frantoi, industrie lattiero-casearie, ecc.)
- le colture energetiche costituite da vegetali, coltivati con lo scopo di essere sottoposti a bioconversione

La fermentazione metanica a partire da residui organici avviene attraverso due fasi: una prima biodegradazione del materiale ad opera di muffe (*Penicillium*, *Aspergillus*, *Rhizopus*), batteri fermentativi ed acidogeni (*Bacillus*, *Pseudomonas*, *Proteus*, *Serratia*), ed una successiva metanizzazione da parte di batteri metanogeni (*Methanobacterium*, *Methanococcus*, *Methanosarcina*). I batteri metanogeni sono anaerobi stretti, la cui crescita è inibita sia da piccole quantità di ossigeno, sia da materiale fortemente ossidato (nitriti e nitrati).

In questo tipo di fermentazione i microrganismi metanogeni utilizzano come substrato i prodotti di quelli operanti nella prima fase di idrolisi e acidificazione. In tal modo si viene a creare un equilibrio poco stabile, poiché ciascuna specie ha particolari esigenze nutritive e velocità di crescita e trasformazione dei substrati. Inoltre, ogni specie microbica necessita di condizioni ambientali specifiche che non sempre corrispondono con quelle degli altri microrganismi; per questo motivo le condizioni interne del digestore devono essere tali da massimizzare la produzione di gas, cercando di rispettare questi equilibri. Il raggiungimento delle condizioni ottimali per l'entrata a regime del digestore richiedono tempi relativamente lunghi e pertanto è auspicabile un loro mantenimento il più possibile costante.

L'attività dei batteri metanogeni dipende dalla temperatura; al di sotto dei 10°C l'attività è molto ridotta, mentre temperature superiori a 65°C provocano la morte delle cellule. La temperatura ottimale per velocizzare la produzione di gas, e quindi minimizzare i tempi di ritenzione, si attesta tra 35 e 55°C e deve essere mantenuta il più possibile costante perché brusche variazioni risultano dannose per i microrganismi. Si possono distinguere due tipi di processo: mesofilo (30-38°C) e termofilo (49-60°C), quest'ultimo, oltre ad essere più rapido, garantisce anche la sterilizzazione del digestato, tuttavia comporta costi energetici più elevati. Inoltre il processo di digestione anaerobica può anche avvenire in psicrofilia ad opera di batteri (psicrofili) attivi in un range di temperature compreso tra 5 e 25°C.

Anche il valore di pH influenza la resa in biogas; esso dovrebbe essere compreso tra un minimo di 6.6-7.6 ed un massimo di 7.5-8.5. Infatti, già a pH di 6.2 si osservano forti diminuzioni della produzione di biogas da parte dei batteri metanogeni. Talvolta è necessario intervenire sul sistema tamponando con sostanze alcaline l'eccesso di acidi sintetizzati.

I batteri presenti nel digestore necessitano, per potersi sviluppare ed effettuare le trasformazioni desiderate, di una serie di elementi nutritivi, come l'azoto, il fosforo, il carbonio e lo zolfo. Il carbonio è ampiamente disponibile nelle sostanze organiche; insieme all'idrogeno è l'elemento che costituisce il metano (CH_4).

L'azoto è necessario per la sintesi proteica, e condiziona la possibilità dei microrganismi di utilizzare il carbonio, influenzando di conseguenza anche la produzione gasogena. Pertanto è assai utile conoscere ed ottimizzare il rapporto C/N del materiale in entrata al fermentatore, che deve aggirarsi attorno ad un valore di 25-30. Il fosforo è necessario e non provoca problemi se presente in eccesso, mentre troppo zolfo porta alla produzione indesiderata di idrogeno solforato (H_2S).

Dal processo di digestione anaerobica si ottiene anche un substrato sotto forma di sospensione che può essere utilizzato per usi agricoli diretti, mediante spandimento con carri-botte o fertirrigazione. L'effluente del digestore anaerobico (digestato) può in alternativa essere stoccato in vasche apposite in attesa di essere sottoposto a separazione solido-liquido. Questa operazione consiste nella suddivisione del digestato in una frazione solida da avviare a compostaggio o alle industrie produttrici di concimi ed in una frazione liquida "chiarificata" con valore fertilizzante, che può in alternativa essere destinata allo smaltimento in depuratore.

Il materiale fermentato risulta essere un fertilizzante migliore grazie al cambiamento della forma chimica dell'azoto presente, il quale va incontro a mineralizzazione. L'azoto minerale infatti costituisce la forma prontamente assimilabile da parte delle specie vegetali. Il digestato può anche essere sottoposto ad un processo di allontanamento dell'azoto ammoniacale (strippaggio) in appositi impianti che consentono il recupero di solfato di ammonio minerale.

Un aspetto fondamentale è rappresentato infine dal fatto che il materiale in uscita dal fermentatore è caratterizzato da emissioni minime di odore.

In conclusione si osserva che la digestione anaerobica è caratterizzata da numerosi vantaggi:

- trasforma la sostanza di scarto in un prodotto finale in cui il carbonio contiene la maggior parte dell'energia iniziale del substrato
- origina un gas ad elevato potere calorifico
- provoca una riduzione dei microrganismi patogeni, in particolare se la digestione avviene in condizioni di termofilia
- abbatte gli odori
- richiede una energia limitata di processo, in parte fornita dalla radiazione solare
- riduce il volume dei fanghi da smaltire rispetto ad altri processi di degradazione
- consente l'utilizzo dei fanghi digeriti per il condizionamento del suolo migliorandone consistenza, capacità di trattenere umidità, aerazione, capacità tamponante
- costituisce una fonte di disinquinamento e una sorgente di energia supplementare e facilmente utilizzabile
- consente di ottenere un digestato sostanzialmente sterile e ricco di sostanze azotate, adatto come ammendante per l'agricoltura.

3.3 Biogas

Il “biogas” è tra le fonti rinnovabili più utilizzate per la produzione di energia elettrica e calore attraverso l'utilizzo del Bio-Metano in esso contenuto. Si tratta di una miscela di vari tipi di gas in esso contenuti che si ottengono dalla naturale fermentazione batterica di sostanze organiche in assenza di ossigeno. Il Biogas può avere diverse origini: da discarica, dalla frazione organica dei rifiuti (in genere con umidità superiore al 50-60%), da impianti di depurazione di acque reflue e dalla fermentazione anaerobica di reflui zootecnici e agricoli.

Il processo di decomposizione porta alla produzione di biogas composto da metano (grazie alla metanizzazione dei composti organici) ed anidride carbonica; tuttavia nel processo di produzione di Biogas il bilancio di emissione e consumo di CO₂ è considerato praticamente nullo.

Il Biogas ottenuto è composto principalmente da metano, ed in misura minore, da altri composti secondari (Figura 4).

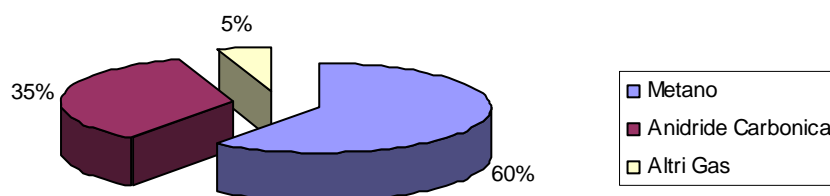


Figura 4. Composizione del Biogas

Dal Biogas, dopo opportuni processi di purificazione, si ottiene Bio-Metano che potrà essere utilizzato in un cogeneratore con energia producibile in forma principalmente elettrica ed eventuale recupero di calore. Per l'intera filiera agricola la tecnologia del biogas non rappresenta esclusivamente una diversificazione dell'attività ma anche, in alcuni casi, una soluzione allo smaltimento degli scarti e residui delle deiezioni animali. Un tipico impianto per la produzione di biogas in agricoltura è mostrato in Figura 5.

Il biogas è indicato dall'Unione Europea tra le fonti energetiche rinnovabili che possono assicurare non soltanto autonomia energetica, ma anche la graduale riduzione dell'attuale inquinamento ambientale e dell'effetto serra. La produzione europea di energia da biogas ha raggiunto i 6 milioni di Mtoe (1 Mtoe è la quantità della risorsa necessaria per produrre

l'energia ottenibile da un milione di tonnellate di petrolio, “Million Tons of oil equivalent”) nel 2007 con un incremento annuo di circa il 20% [9].

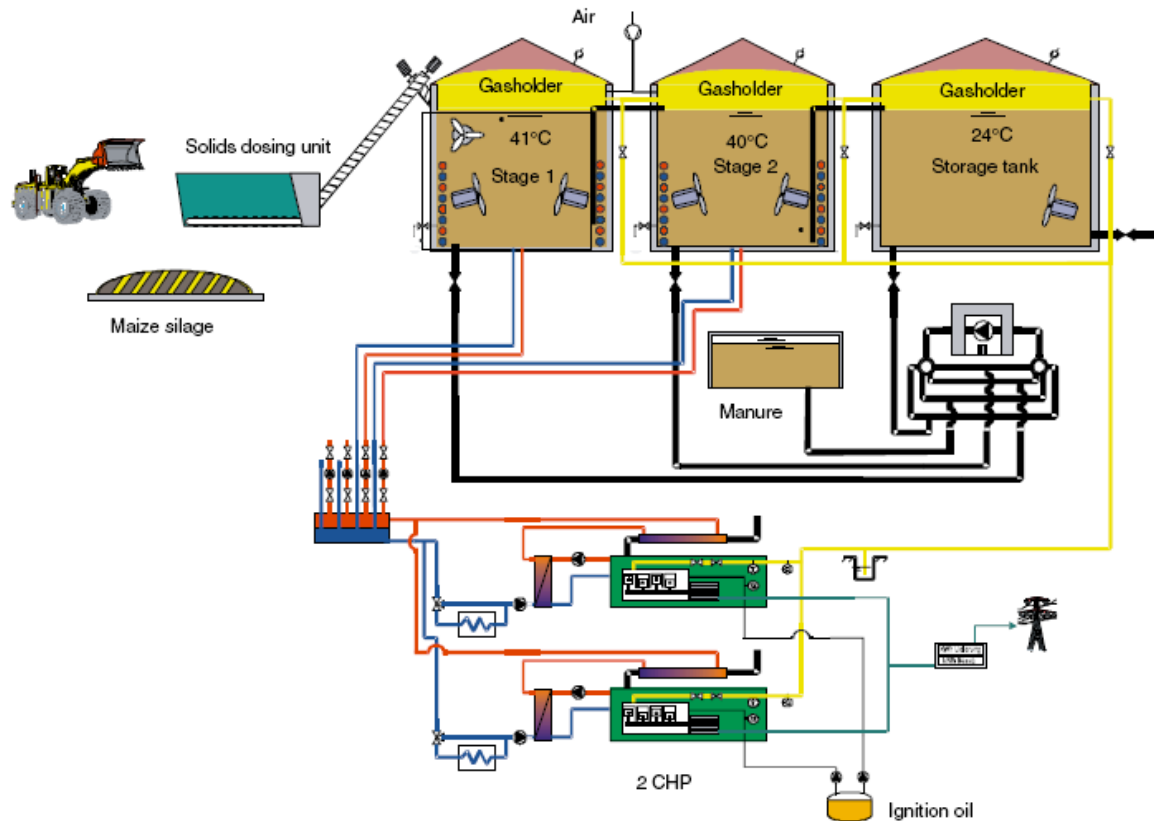


Figura 5: Tipico impianto per la produzione di biogas [9].

I vantaggi connessi con la produzione di biogas sono i seguenti:

1) Riduzione dell'inquinamento dei reflui zootecnici e degli odori: i problemi di inquinamento del suolo e del sottosuolo, di odori molesti e le difficoltà nello smaltimento delle carcasse animali, negli allevamenti intensivi, hanno comportato delle limitazioni tecnico-legislative per gli allevatori: vasche di contenimento dei liquami, orari di spargimento sul suolo, distanza dai centri abitati, limiti quantitativi, ecc. Tali limitazioni si traducono in elevati costi produttivi. Grazie al trattamento anaerobico dei materiali di scarto si ottengono biomasse “digerite” e quindi direttamente utilizzabili per la fertilizzazione. Separando le biomasse digerite dalla parte acquosa, si ottiene anche humus colloidale, utilizzabile come concime. Inoltre, con il trattamento anaerobico, si riducono notevolmente i carichi inquinanti e la produzione di odori sgradevoli.

- 2) Valorizzazione dei rifiuti provenienti dalle attività agroindustriali: per l'ottimizzazione del funzionamento degli impianti per la produzione di biogas da deiezioni zootecniche si possono impiegare scarti dell'industria agroalimentare. In questo modo si valorizzano in termini energetici questi materiali, il cui smaltimento risulta normalmente problematico (o discarica o inceneritore se non possono essere trattati in impianti di compostaggio).
- 3) Integrazione del reddito delle imprese agricole e diversificazione produttiva: le biomasse provenienti dalle attività delle aziende zootecniche, cerealicole e dell'industria agroalimentare possono essere trasformate in biogas per la produzione di energia elettrica e termica.
- 4) Cogenerazione: il trattamento anaerobico in condizioni controllate porta alla degradazione della sostanza organica e alla produzione di biogas. La cogenerazione di energia elettrica e calore mediante combustione del biogas può risultare economicamente vantaggiosa sia per autoconsumo aziendale, sia per la cessione a terzi, soprattutto grazie agli attuali incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili.

4.0 Impiantistica

4.1 Digestori

Il processo di digestione anaerobica avviene all'interno di reattori o di gestori. Questi si presentano in diverse tipologie. Il digestore, o reattore, è il contenitore nel quale avvengono le reazioni che portano alla trasformazione della sostanza in biogas. In generale il digestore è caratterizzato da un volume in grado di assicurare il tempo di residenza ed il carico organico desiderato, da un sistema di riscaldamento per avere la temperatura ottimale, da un meccanismo di carico e scarico, da alcuni sensori elementari per la misura della temperatura e del pH e dal sistema di movimentazione del liquame dove si possono inserire alcuni punti di campionamento/condizionamento del liquame.

Una prima, fondamentale, suddivisione tiene conto dei diagrammi di carico e scarico rispetto al tempo di residenza:

- a) *DIGESTORI CONTINUI* quando la frequenza del carico/scarico è elevata (a regime)
- b) *DIGESTORI DISCONTINUI* quando la frequenza coincide con il tempo di residenza (ciclico).

I digestori continui sono con flusso di materia verso l'uscita che è continuo o pulsante in funzione della frequenza di carico. La movimentazione del flusso differenzia i digestori anche

in:

- a) *DIGESTORI CON FLUSSO A PISTONE* dove si ha movimento verso l'uscita, con eventuali miscelamenti in direzione normale a quella del flusso ma sulla stessa sezione di avanzamento
- b) *DIGESTORI COMPLETAMENTE MISCELATI* dove si ha movimento anche in senso normale al flusso verso l'uscita che produce un continuo mescolamento indipendente dal processo di metanizzazione.

Per quanto riguarda i digestori discontinui, il reattore di digestione viene riempito con materiale organico ad elevato tenore di sostanza solida (30-40% ST), in presenza o meno di inoculo, e viene quindi lasciato fermentare: il percolato che si produce viene continuamente ricircolato.

Il processo opera per fasi successive:

- a) fase idrolitica ed acidogenica,
- b) fase in cui gli acidi grassi volatili vengono trasformati in metano.

Le soluzioni impiantistiche possono essere due:

- 1) Reattore monostadio con ricircolo del percolato in testa al reattore.
- 2) Tre reattori monostadio in serie con ricircolo del percolato prodotto nel reattore che tratta influente fresco nel terzo reattore, tratta influente maturo, mentre il percolato qui raccolto viene rinviato al primo reattore [10].

Gli impianti di Biogas di uso e applicazione più frequenti sono assimilabili a 3 distinte tipologie, aventi ciascuna peculiarità particolari e per questo adatte ciascuna a specifiche e differenti realtà aziendali: Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone (Figura 6).

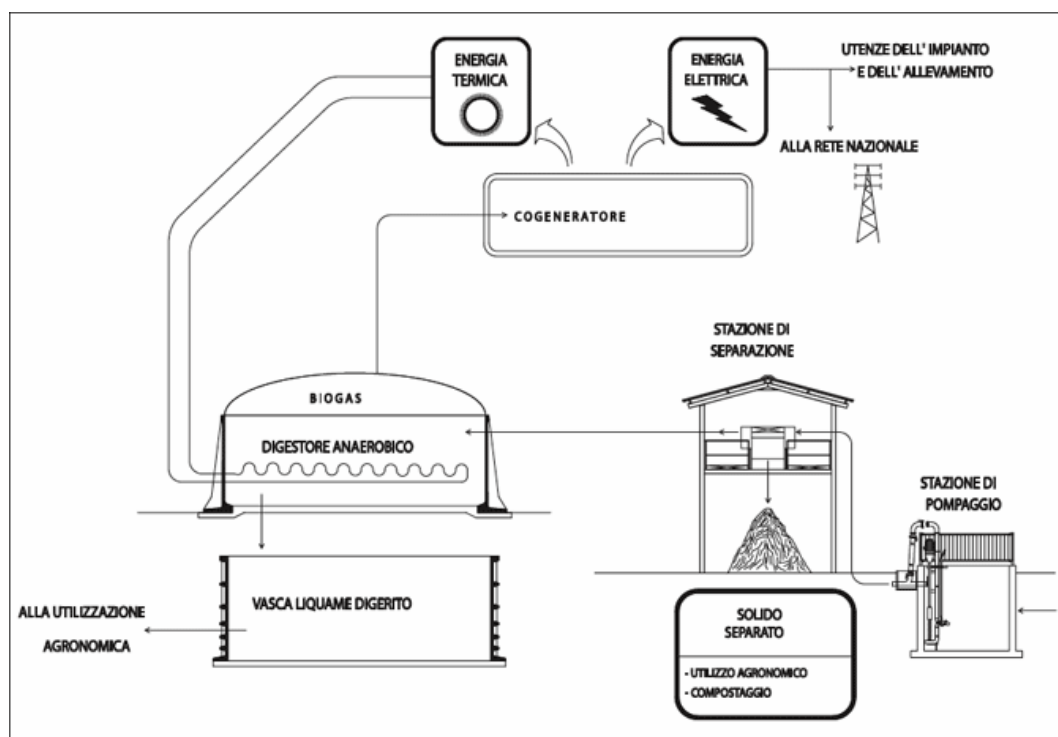


Figura 6. Impianto a canale tipo plug-flow o flusso a pistone, L'impianto "plug-flow" è caratterizzato dalla massima semplicità realizzativa.

Le caratteristiche principali di questo processo di digestione anaerobica possono essere validamente utilizzate sia nel trattamento dei liquami zootecnici, sia nella stabilizzazione dei fanghi ottenuti dalla flottazione di reflui agro-zootecnici. Nel caso di utilizzo di liquami zootecnici, richiede una preventiva separazione dei solidi grossolani, non tecnicamente biodegradabili in tempi tecnici ragionevoli, utilizzando nel processo anaerobico solo la frazione liquida delle deiezioni. Il digestore pertanto è assolutamente privo di organi di miscelazione interni e si deve prediligere la conformazione a canale.

Nel caso dei fanghi di flottazione non si avrà separazione delle fasi nel digestore. Nel caso dei reflui zootecnici tal quali l'effetto di separazione dei solidi sedimentabili rispetto alla frazione liquida del liquame, dovuto alla mancanza di agitazione nel digestore, provocherà un vantaggioso effetto di aumento dei tempi di ritenzione della frazione solida rispetto alla frazione liquida. Tale fenomeno, infatti, consentirà di allontanare più velocemente dal digestore la frazione liquida che contiene le sostanze prontamente disponibili per la digestione e di trattenere all'interno del digestore le molecole più complesse per un tempo superiore, consentendo ai batteri di demolirle e renderle comunque disponibili per la trasformazione in biogas. I solidi comunque raggiungeranno la sezione di uscita del digestore sfruttando l'effetto combinato dei moti di risalita provocati dal biogas e dalla presenza della serpentina di riscaldamento posizionata in prossimità del fondo del digestore, con il moto di avanzamento provocato dal posizionamento, nella sezione iniziale e finale del digestore, delle tubazioni di immissione e scarico del liquame fresco e digerito.

A chi è adatto: sostanzialmente ad allevamenti di medie e grandi dimensioni che intendono produrre energia con lo scopo di utilizzarla quasi totalmente per i fabbisogni diretti e solo in caso di eventuale surplus cederla al gestore di rete. Inoltre a chi in generale è costretto in modo sensibile alla riduzione dell'impatto ambientale indotto dalla propria attività zootecnica, attraverso la flottazione e depurazione biologica degli scarichi da destinare allo sversamento in corpi idrici superficiali

.

Fasi del processo: al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è fondamentale che i liquami prodotti arrivino “freschi” al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto viene convogliato ad una prevasca di raccolta e quindi trasferito, tramite opportuna stazione di pompaggio, al trattamento di separazione. Il trattamento di separazione meccanica delle frazioni liquide dai solidi grossolani è quasi sempre necessario e serve per eliminare dal liquame le parti non biodegradabili nei tempi tecnici di digestione previsti, quali ad esempio i residui vegetali ed il pelo, che tendono ad affiorare per effetto della risalita del biogas ed a formare sulla superficie del liquame una crosta di materiale cellulosico intrecciato che occupa volume utile e può provocare a lungo andare intasamenti del digestore. La frazione solida separata a monte del digestore potrà essere compostata o

accumulata e portata come ammendante sui terreni agricoli, mentre la frazione liquida, ricca di sostanze organiche, alimenterà il digestore, di norma a sezione trasversale rettangolare, a uno o più canali paralleli. La digestione anaerobica dei liquami è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato. Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Al diminuire della temperatura di digestione in particolare è necessario garantire un tempo di permanenza HRT (Hydraulic Retention Time) del liquame nel digestore più elevato. Pertanto, in condizioni psicrofile, è opportuno prevedere un HRT di almeno 60 giorni, mentre in condizioni mesofile è possibile garantire un HRT di soli 18-20 giorni. Rispettando queste condizioni, le rese energetiche dell'impianto raggiungono ottimi risultati in qualsiasi stagione. Per operare in condizioni termicamente controllate le pareti del digestore devono essere opportunamente isolate e l'interno del digestore è riscaldato e mantenuto alla temperatura di processo da uno scambiatore di calore posto in prossimità del fondo, realizzato con tubazioni in acciaio inossidabile nelle quali è fatta circolare acqua calda prodotta dalla combustione del biogas in cogenerazione. Il biogas prodotto è raccolto direttamente nella parte superiore del digestore mediante una copertura a cupola gasometrica (Figura 7) ed eventualmente altre coperture raccogli gas a cupola presso statica.



Figura 7. Cupola Gasometrica

La cupola gasometrica ha forma di semicilindro o calotta sferica ed è realizzata con tre membrane sovrapposte in tessuto di fibre poliesteri spalmato PVC e saldato con sistema elettronico ad alta frequenza. La membrana più interna ha il compito di racchiudere il biogas in una camera a contatto con il liquame, quella intermedia è in contatto con l'esterno lungo i bordi laterali ed evita che il biogas possa eventualmente miscelarsi con l'aria contenuta nel volume racchiuso tra la membrana intermedia e quella più esterna, che rimane sempre gonfia. La camera dell'aria è mantenuta in pressione da una centralina di controllo e da valvole che, aggiungendo o sfogando aria, mantengono il biogas sempre alla pressione di 200 mm H₂O, indipendentemente dalla quantità di biogas contenuto. In tal modo l'alimentazione dei bruciatori è regolare e la membrana esterna è sempre tesa, con gli immaginabili benefici nei confronti di vento, acqua o neve. Attraverso una apposita condotta collegata con la copertura raccogli gas del digestore, il gas prodotto e recuperato è avviato ad un impianto di cogenerazione, che bruciando il biogas produce energia elettrica e calore. Parte del calore prodotto e viene recuperato ed utilizzato per termostatare e mantenere in temperatura il digestore. Infine il liquame in uscita dal digestore, ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica.

Il secondo impianto è quello caratterizzato da cilindrico tipo up-flow miscelato (Figura 8).

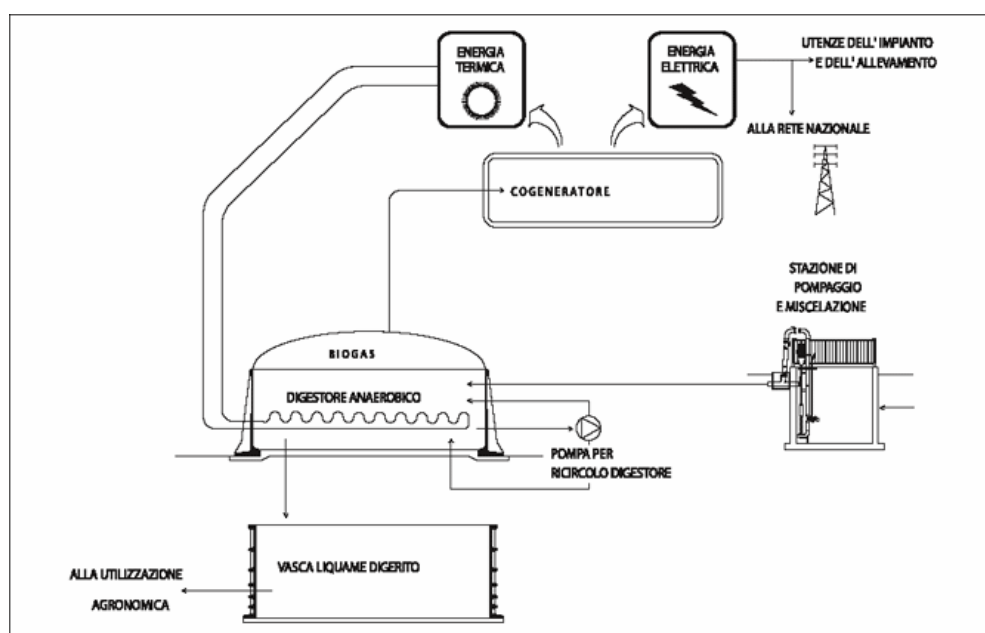


Figura 8. Schema impianto up-flow.

Questo processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), pertanto il digestore, che in questa tipologia di impianto è di forma cilindrica, sarà dotato di impianto di miscelazione ad elica, di pompa di ricircolo esterna temporizzata e sistema di bocchette di fondo per ottenere la movimentazione del liquame e l'effetto up-flow e rompicrosta. Il digestore sarà alimentato giornalmente con liquame fresco, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20/25 giorni. Adatto ad allevamenti che vogliono gestire i liquami come unico prodotto omogeneo e trarre il maggiore rendimento in termini energetici e quindi economici; poiché grazie al mantenimento di tutta la frazione solida presente nelle deiezioni si incrementa la produzione di biogas. È consigliabile anche ad allevamenti di modeste dimensioni, ma che hanno disponibilità nel tempo di biomasse da aggiungere e digerire assieme alle deiezioni. Restano anche per questo impianto validi i notevoli vantaggi ambientali, ma si deve ricordare che: il liquame non separato deve essere gestito con idonee macchine nelle fasi di pompaggio; il digestore necessita di maggiori componenti elettromeccanici; l'impianto ha un'autoconsumo elettrico più elevato e l'eventuale aggiunta di sostanze contenenti azoto porta alla necessità di avere più terreno per il bilancio aziendale previsto dal piano di utilizzazione agronomica. Al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, anche in questo caso è fondamentale che i liquami prodotti arrivino "freschi" al digestore; per questo si dovranno adottare tutti gli accorgimenti più opportuni per evacuare dai ricoveri zootecnici il più velocemente possibile i liquami prodotti in allevamento. Il liquame prodotto è convogliato ad una prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice, dove può essere aggiunta in dosi prestabilite una moderata quantità di biomassa per ottenere una miscela pompabile, con un contenuto di solidi non superiore al 10%, che arricchisce di sostanza organica il liquame destinato ad alimentare il digestore. La digestione anaerobica dei liquami tal quali con moderate quantità di biomasse, è ottenuta all'interno di un apposito digestore mediante l'attività di batteri capaci di frantumare le molecole complesse con la formazione di metano, anidride carbonica, acqua e idrogeno solforato. Le suddette attività biologiche sono condizionate da vari fattori quali: il pH, la temperatura ed il tempo di permanenza del liquame nel digestore. Nel caso di digestori Up-Flow, alimentati con miscela di liquami e biomasse, è opportuno garantire tempi di permanenza di almeno 30-40 giorni e temperature nel campo mesofilo o termofilo. E' anche possibile dividere il volume di digestione in due reattori, uno primario

ed uno secondario, adatti a far avvenire in modo più controllato le fasi acidogena e metanigena.

Il terzo impianto è quello tipo super-flow per biomasse super dense (Figura 9).

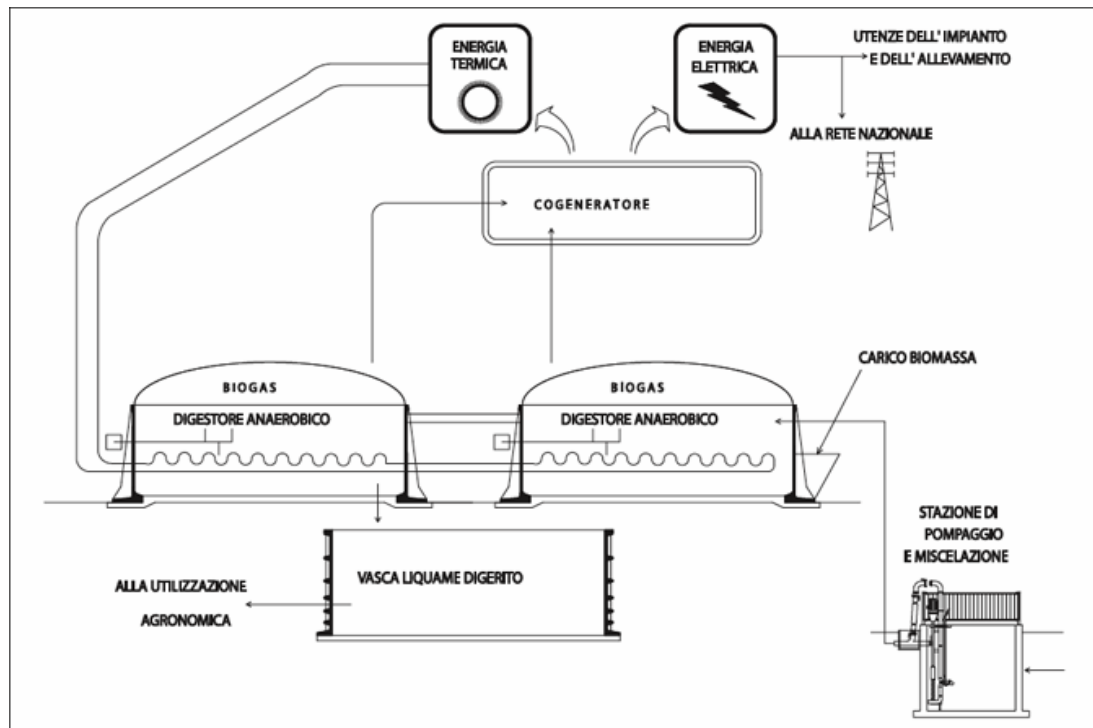


Figura 9. Digestori posti in serie assicurano le migliori produzioni di biogas in impianti tipo super-flow.

In questo caso il processo di digestione anaerobica utilizza le deiezioni tal quali (frazione liquida + frazione solida), con immissione di opportuna biomassa anche in grandi quantità, oltre il limite di pompabilità. Di norma l'impianto prevede due digestori, uno primario e uno secondario. Il digestore primario di tipo cilindrico, è dotato di un particolare miscelatore ad asse orizzontale che garantisce la completa miscelazione dei liquami e della biomassa. Il digestore primario è alimentato costantemente con liquame fresco e biomassa secondo un piano di carico prestabilito in funzione delle composizioni e caratteristiche dei vari complementi di apporto, mentre il liquame digerito uscirà dopo un tempo medio di permanenza nella vasca di circa 20 – 30 giorni per essere trasferito nel digestore secondario, a sua volta miscelato ed in grado di recuperare la residua quantità di biogas. Il tempo di permanenza nel secondo digestore risulta pari a circa 30 – 40 giorni per una permanenza media complessiva pari a circa 60 giorni. Questo tipo di impianto è rivolto ad

aziende agricole e zootecniche che hanno disponibilità di terreni set- aside o comunque disponibilità di biomassa costante nell'arco dell'anno, grazie alla quale si incrementa notevolmente la produzione di biogas e quindi di energia elettrica prodotta, massimizzando in tal modo il rendimento del processo. Al fine di ottenere la maggiore produzione possibile di biogas, è consigliabile che i liquami prodotti arrivino “freschi” al digestore primario e la qualità della biomassa sia integra nella sua struttura energetica. Il liquame prodotto è convogliato ad una prevasca di raccolta, equalizzazione, miscelazione e sollevamento, provvista di mixer e pompa tritratrice che omogeneizza e alimenta il liquame nel digestore primario cilindrico. Una particolare tramoggia munita di coclee di dosaggio opportunamente alimentata provvede al carico della biomassa, che mediante un programma specifico inserisce nel digestore il quantitativo necessario di materiali per garantire un buon funzionamento del processo di digestione. Il biogas così prodotto in condizioni anaerobiche è raccolto direttamente nella parte superiore del o dei digestori mediante una copertura gasometrica a cupola che avrà la forma di calotta sferica a volume variabile. Attraverso una condotta collegata con la copertura raccogli gas dei digestori, il gas prodotto e recuperato è bilanciato, raffreddato, deumidificato, filtrato ed avviato ai gruppi di cogenerazione che bruciando il biogas producono energia elettrica e calore. Infine il liquame in uscita ormai stabilizzato e deodorizzato, sarà accumulato tal quale, o previa separazione, in uno o più bacini di stoccaggio in attesa dell'utilizzazione agronomica [11].

4.2 Impianto di produzione del Biogas

L'impianto di trattamento delle acque reflue di Treviso è il principale esempio di trattamento integrato di acque di scarico domestiche e di FORSU oggi operante nel nostro Paese, in quanto nasce dal processo di codigestione anaerobica condotto prima a livello pilota e poi con impianto dimostrativo dal prof. F. Cecchi e collaboratori, dell'Università degli Studi di Verona (Figura 10) [12].



Figura 10. Digestori anaerobici Biotec-BTA;
Foto: Biotec Sistemi Srl.

Esso è stato implementato nel rispetto del decreto legislativo n. 152/2006 ed è dotato di una linea di trattamento delle frazioni organiche dei rifiuti urbani, che prevede le fasi di selezione meccanica, triturazione e fermentazione anaerobica (Figura 11).

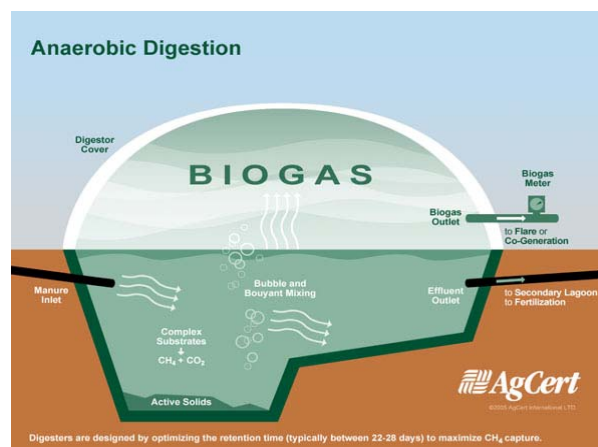


Figura 11: Processo di digestione anaerobica.

L'effluente del fermentatore è suddiviso in due flussi: il flusso liquido è inviato alla linea di depurazione delle acque di scarico, mentre il flusso solido alimenta la sezione di codigestione anaerobica assieme ai fanghi di supero. Per far fronte alle esigenze di codigestione, l'impianto di depurazione preesistente è stato dotato di una nuova linea dimensionata per 50.000 abitanti equivalenti (AE) in grado di rimuovere carbonio, azoto e fosforo per via biologica (BNR) con la possibilità di estendere la potenzialità fino a 70.000 AE e da una linea fanghi che utilizza la digestione anaerobica come processo di stabilizzazione. I principali processi applicati in questo impianto sono:

- trattamento anaerobico della FORSU e codigestione con produzione di energia elettrica e calore;
- rimozione biologica dei nutrienti dalle acque reflue civili (BNR);
- abbattimento del fosforo dai surnatanti anaerobici di ricircolo: cristallizzazione controllata di struvite/idrossiapatite (SCP).

Il surnatante concentrato proveniente dalla disidratazione è quindi trattato per recuperare il fosforo e parte dell'azoto tramite cristallizzazione sottoforma di struvite in reattori a letto fluido. La prerogativa principale del "sistema Treviso" è quella di ottenere un blando impegno di energia (100 kW installati rispetto agli oltre 300 kW dei sistemi con pulper per una potenzialità di 10-20 t/d) per la separazione degli elementi indesiderati dalla FORSU; essa viene infatti selezionata meccanicamente utilizzando una linea a basso consumo energetico prima di essere miscelato con i fanghi.

La linea di selezione inserita all'interno dell'area di trattamento della FORSU, prevede una iniziale triturazione con un rompisacchi ed una deferrizzazione primaria; in seguito il rifiuto viene trattato con un vaglio a tamburo rotante che lo ripulisce dai materiali più grossolani e dagli imballaggi. Il rifiuto è quindi nuovamente deferrizzato e triturato con un secondo specifico tritratore; la frazione organica che ne deriva è inviata in un miscelatore dove avviene la diluizione con i fanghi di supero, la rimozione sia dei materiali flottanti che dei fondami ed una ulteriore triturazione completando così il ciclo di preselezione meccanica. Dal rifiuto iniziale si ha una rimozione del 99% del materiale ferroso e del 90% del resto di materiale inorganico, ottenendo un substrato avente circa il 90% di frazione volatile; la miscela così ottenuta viene quindi alimentata al digestore, di volume utile pari a 2.000 m³, operante dapprima in regime mesofilo e, più recentemente, in regime termofilo. Dal punto di vista energetico ciò consente, allo stato attuale, di ottenere una produzione di energia elettrica fino a 2.400 kWh al giorno e 3.300 kWh termici al giorno. Inoltre, il

regime termico verrà consolidato dalla mesofilia alla termofilia, con una produzione attesa di biogas dell'ordine dei 50.000 m³/mese, con un aumento complessivo pari a 2,5 rispetto all'attuale e di oltre 10 volte rispetto ai soli fanghi secondari. Ulteriori benefici in termini di produzione di biogas e capacità di smaltimento sono previsti, in quanto la quantità di rifiuti smaltiti giornalmente verrà portata dalle attuali 10 alle 20 t/d, che rappresentano la potenzialità dell'intera città. Un ulteriore effluente, oltre al biogas, è il fango disidratato: esso presenta caratteristiche idonee all'uso agronomico per le buone caratteristiche di stabilità biologica e di presenza di nutrienti.

4.3 Separazione e recupero del biometano

Il biogas ottenuto da processi anaerobici e aerobici per poter essere impiegato deve andare incontro a delle procedure di separazione e recupero. Nel nostro caso il biogas viene prodotto con il processo di digestione anaerobica e si presenta con una composizione caratterizzata dalla presenza di metano al 60%-70% e altri composti gassosi come la CO₂ e CO e elementi in tracce (Tabella 12).

Tabella 12: Composizioni biogas e gas naturale

			GN gr. H	GN gruppo H	GN gr. L	Biogas da	Biogas da	Biogas da
			GUS	M. del nord	Olanda	fanghi	sc. agricoli	discarica
Metano	CH ₄	% vol	98.31	86.54	83.35	65 – 75	45 – 75	45 – 55
HC superiori	CxHy	% vol	0,81	10,64	4,75		< 300 mg/Nm ³	
Anidride carbonica	CO ₂	% vol	0.08	1.53	1.27	20 – 35	25 – 55	25 – 30
Monossido di C	CO	% vol	0.00	0.00	0.00	< 0.2	< 0.2	< 0.2
Azoto	N ₂	% vol	0.81	1.10	10.64	3.4	0.01 – 5.00	10 – 25
Ossigeno	O ₂	% vol	0.05/3.00	0.05/3.00	0.05/3.00	0.5	0.01 – 2.00	1 – 5
Idrogeno	H ₂	% vol	0.00	0.00	0.00	tracce	0.5	0.00
Idrogeno solforato	H ₂ S	mg/Nm ³	5.00	5.00	5.00	< 8000	10–30.000	< 8000
Mercaptani		mg/Nm ³	6.00	6.00	6.00	0	< 0.1 – 30	n.a.
Zolfo totale	S	Mg/Nm ³	30.00	30.00	30.00	n.a.	n.a.	n.a.
Ammoniaca	NH ₃	mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	tracce	0.01 – 2.50	tracce
Silossani		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	< 0.1–5.0	tracce	< 0.1–5.0
Benzene, toluene et al.		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	< 0.1–5.0	0.00	< 0.1–5.0
CFC		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	0	20 – 1000	n.a.
Oli		mg/Nm ³	0.00	0.00	0.00	tracce	tracce	0.0
Umidità relativa		%	60	60	60	100	100	< 100
Temperatura		° C	12	12	12	35 – 60	35 – 60	0 – 25

In tali condizioni però il biogas non può essere utilizzato tal quale in quanto presenta delle impurità che ne limitano la sua utilizzazione. Infatti per poter essere impiegato nelle sue più comuni forme come la produzione di energia elettrica e nei trasporti deve prima essere separato dagli altri componenti. La tecnica utilizzata si basa sull'utilizzo di una membrana selettiva che permette di separare componenti di una corrente gassosa che presentano differenti permeabilità in essa (Figura 12). Esistono sia membrane porose, in cui la selettività dipende dalla dimensione dei pori e membrane diffusive, dove la selettività è determinata dalla velocità di diffusione. Per la depurazione del biogas sono normalmente

utilizzate le membrane diffusionali. Ogni gas ha una differente velocità di diffusione nel solido di cui è costituita la membrana; nei materiali utilizzati la diffusione del metano è molto più lenta rispetto alla CO₂ o all'H₂S. Il trasporto è quindi governato dalla permeabilità del componente da rimuovere all'interno del materiale della membrana. Per membrane polimeriche in acetato di cellulosa la permeabilità per CO₂ e H₂S è superiore rispettivamente di 20 e 60 volte rispetto a quella del CH₄. Il processo può essere realizzato in due modalità: gas – gas o gas – liquido.

Nel primo caso su entrambe le facce della membrana c'è una fase gassosa: biogas da un lato e aria dall'altro. Sono dette anche membrane a secco. Il processo può essere effettuato a bassa (8 ÷ 10 bar) o alta pressione (> 25 bar). Nel secondo caso si ha biogas su una faccia della membrana e un liquido dall'altra, il liquido (si possono utilizzare delle ammine) assorbe il gas che ha oltrepassato la membrana. In questo caso non è necessario che la membrana sia selettiva, purché lo sia il solvente. Il processo avviene approssimativamente a pressione atmosferica.

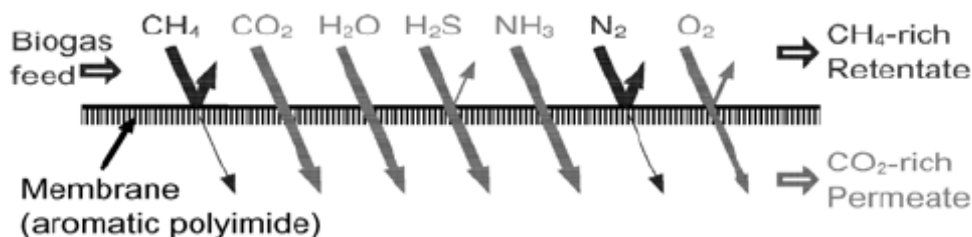


Figura 12. Principio di funzionamento delle membrane semipermeabili

Le membrane non tollerano la presenza di acqua nel biogas; possono essere utilizzate per la rimozione simultanea di CO₂ e H₂S, salvo dover poi trattare le sostanze separate per non emettere composti solforati in atmosfera. La rimozione dell'idrogeno solforato offerta dai sistemi a membrane non è comunque sufficiente a soddisfare le specifiche sul biometano da trazione.

La bontà del processo è fortemente influenzata dalla temperatura del gas e dalla differenza di pressione a cavallo della membrana, che non può essere però eccessiva per mantenere accettabili le sollecitazioni meccaniche su di essa. Le perdite di metano possono essere consistenti se il processo è molto spinto: è impossibile ottenere alte efficienze di rimozione senza che il CH₄ superi in dosi notevoli la membrana. Si può ovviare a questo

inconveniente adottando una configurazione d'impianto con più membrane in serie. Altrimenti il metano contenuto nella corrente di CO₂ andrebbe recuperato: se sussistono esigenze termiche nell'impianto può essere economicamente combusto sul posto [13, 14, 15, 16].

5.0 Uso e applicazioni del Biometano

Il biogas presenta molti aspetti interessanti, in quanto trova diverse applicazioni in diversi settori, in campo energetico e in quello dei trasporti, il suo utilizzo in campo energetico comporta la possibilità di generare energia elettrica e termica (calore) mentre nel campo dei trasporti trova impiego come combustibili in alternativa ai comuni combustibili fossili. L'applicazione più diffusa è però nell'uso del Bio-Metano come combustibile per la generazione di energia elettrica e termica nella cosiddetta **co-generazione** e nella **generazione distribuita** cioè l'utilizzo della risorsa locale (reflui e rifiuti organici) per essere poi trasformata in energia da utilizzare in un ambito locale senza passare dalla rete nazionale..

La cogenerazione consente un notevole risparmio energetico rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di calore di energia elettrica; globalmente si può arrivare infatti a superare con i cicli combinati (CC) il 60% di rendimento (35% di rendimento elettrico ed il resto in termico). Per la cogenerazione si utilizzano sia motori endotermici alternativi sia mini-turbine a gas. Nel primo caso si usano motori funzionanti a ciclo otto, mentre nel secondo caso turbomacchine a gas di piccole dimensioni. Gli obiettivi dell'Unione Europea di riduzione dei gas serra rendono interessante l'uso del biogas (opportunamente depurato) anche nel settore dei trasporti. Però il biogas deve essere sottoposto ad un apposito processo di purificazione dalla CO₂ e dal vapore acqueo, in modo da aumentare la percentuale di metano presente dal 50-80% fino al 95-98%. In questo caso non si parla più di biogas ma di "biometano": un gas dalle caratteristiche analoghe a quelle del comune gas naturale e adatto sia per autotrazione che per l'immissione in rete di distribuzione del gas [17]. L'utilizzo di biometano nei motori dei veicoli, come carburante alternativo al petrolio, rappresenta un'interessante ipotesi sul breve-medio termine, visto anche che permette di ridurre l'emissioni di gas serra. Infatti, con l'energia contenuta in 1 kg di metano si percorre in media 1,5 volte la strada che si può percorrere con 1 litro di benzina. Ciò significa che se una vettura percorre in media 14 km/l-benzina, essa percorre circa 21-22 km con un kg di metano; inoltre il prezzo al distributore di un kg di metano è notevolmente inferiore a quello di un litro di benzina. Inoltre secondo dati elaborati, per percorrere 1 km di strada con una utilitaria utilizzando metano fossile si produce un'emissione di CO₂ pari a 130 g-CO₂/km; considerando il Bio-Metano derivato dai rifiuti organici, il contributo alle emissioni di gas serra tende a quasi

zero (12 g-CO₂/km) scende al 0,012 kg CO₂eq. Il confronto regge non solo ovviamente con la benzina e con il diesel (190 g-CO₂/km e 170 g-CO₂/km rispettivamente), ma anche con etanolo da biomasse; il confronto con l'etanolo è relativamente vantaggioso (39 kg CO₂/km) [18]. Però pur presentando questi vantaggi in termini di emissioni, in Italia purtroppo non trova ancora alcuna applicazione pratica. Molti paesi europei, in particolare Svizzera, Svezia e Germania, stanno investendo molte risorse nel Bio-Metano per autotrazione, al punto che dal 2005 in Svezia è operativo un treno (di tecnologia italiana!) riadattato per essere alimentato a Bio-metano (Figura 13) [17].



Figura 13 Treno alimentato a Bio-Metano.

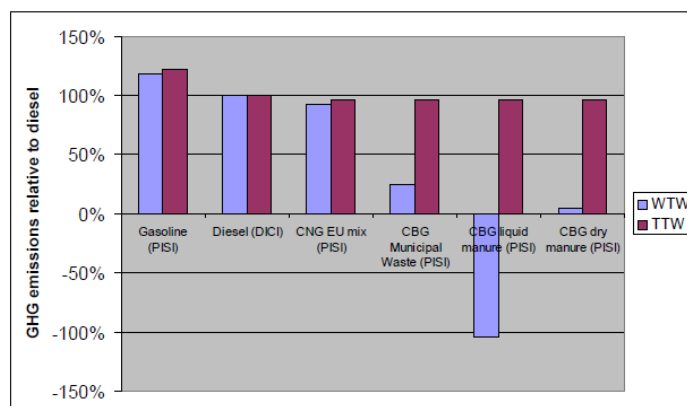
Anche l'immissione di Bio-metano nelle reti urbane del gas, al posto del metano "tradizionale", rappresenta una grande sfida energetica. In Germania sono già diversi i casi in cui è stata dimostrata la fattibilità tecnica di reti di Bio-metano al servizio di piccoli centri abitati. In alcuni paesi europei l'uso del Bio-metano per l'autotrazione è già una realtà. In Svezia, ad esempio, circa il 17% del biogas è destinato alla produzione di biocarburanti (percentuale destinata a salire oltre il 20%). In Svizzera si stanno diffondendo i distributori che erogano un gas costituito per il 50% da Bio-metano [17].

6.0 Aspetti economici e ambientali

Le Bio-Energie attualmente coprono più del 7% della domanda di energia finale in Europa, e i progressi tecnologici degli ultimi anni hanno permesso alle bioenergie di contribuire a tutti i settori energetici: calore, elettricità e trasporti. Negli ultimi anni il settore del Biogas ha registrato un rapido sviluppo e continua a crescere. Stime recenti evidenziano che sono attualmente in esercizio o in fase di costruzione oltre 280 impianti che utilizzano matrici organiche agricole e sottoprodotti agroindustriali. La tecnologia del Biogas si caratterizza per la sua versatilità, dal momento che consente un'efficiente resa energetica per tonnellata di biomassa vegetale utilizzata e permette di usare materie prime non sfruttate, in particolare flussi di sottoprodotti come liquami, letami e sottoprodotti agroalimentari [19].

Il Biogas presenta una grande versatilità anche nei vari utilizzi: si può usare in sito con cogeneratori, purificato (*upgraded*) a Biometano e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale o come combustibile per autotrazione. Il Biometano è un valido combustibile e brucia in modo efficiente nei motori a combustione interna. La riduzione in termini di emissioni di CO₂ rispetto ad un'auto a benzina di pari potenza è di circa il 30% e rispetto ad un'auto a gasolio di circa il 23%. Tuttavia, il vero vantaggio del Biometano è evidente quando si considera l'intero ciclo di vita del combustibile, come indicato nel grafico seguente, e si prende atto che la CO₂ emessa dalla combustione del Biometano è quasi nulla poiché da fonte rinnovabile [20].

Emissioni comparate di gas serra al tubo di scappamento (TTW) e nell'intero ciclo di vita (WTW) per un'automobile alimentata con biogas e con differenti combustibili fossili.



Legenda: PIS – Motore a benzina; DICI – Motore a gasolio; CNG – Gas Naturale Compresso; CBG – Biogas compresso; WTW: emissioni del ciclo di vita; TTW: emissioni al tubo di scappamento.

Il Biogas ha una versatilità anche nei vari utilizzi: si può usare in sito con co-cogeneratori, purificato (*up-graded*) a Biometano e immesso nella rete di distribuzione del gas naturale o come combustibile per autotrazione.

Il Biogas ha un grande **valore ambientale**: presenta un profilo di emissioni molto favorevole, in particolare quando vengono utilizzati sottoprodotti e permette un recupero della sostanza organica residuale attraverso l'utilizzo agronomico del *digestato*, che ha una notevole funzione ammendante del suolo. La risoluzione del Parlamento Europeo del 12 Marzo 2008 riporta che *“si rileva che il biogas proveniente dall'effluente di allevamento presenta numerosi vantaggi ambientali, come la riduzione delle emissioni di metano e di CO₂, la riduzione delle emissioni di particolato e di ossidi nitrosi, un odore molto meno sgradevole, l'igienizzazione dei fanghi ed una migliore capacità fertilizzante dell'azoto nell'effluente di allevamento trattato, il che significa che occorre una minore quantità di azoto per ottenere il medesimo effetto fertilizzante”*. Se applicata poi in grandi allevamenti zootecnici può contribuire a rendere sostenibile tecniche di abbattimento o razionalizzazione dell'azoto, concorrendo a risolvere il problema dell'eutrofizzazione delle acque evidenziato dalla *Direttiva Nitrati*.

Lo sviluppo del biogas permette di rilanciare un settore industriale che era stato tra i primi in Europa a sviluppare questa tecnologia [19].

La presenza diffusa del territorio di diversi impianti di produzione permette di contribuire ad una **crescita occupazionale** di diverse realtà rurali.

Per quanto riguarda gli aspetti economici, i costi di produzione e di vendita del Biometano come combustibile per i veicoli a motore si può fare riferimento ai dati attendibili della Svezia, che vanta il mercato di biometano per trasporti più sviluppato in Europa. Nel Paese scandinavo i costi variano fra 0.65 e 0.75 €/kg escluse le tasse. Per un confronto più immediato è però necessario parlare di costo per unità di energia: in questo caso il costo di produzione scende a 0.47-0.57 €/litro di gasolio equivalente che deve essere confrontato con il costo del gasolio fossile pari a 0,75 €/l (escluse le tasse). In vari paesi la tassazione sul Biometano è inferiore rispetto a quella sulla benzina e gasolio fossile e quindi c'è un evidente vantaggio nell'utilizzo del Biometano. Inoltre c'è da evidenziare la carenza di impianti dedicati alla distribuzione del Metano e/o Biometano che ancora non sono molto sviluppati nella rete stradale ed autostradale italiana. Tuttavia, il costo dei veicoli a Biometano è più alto se paragonato ai veicoli convenzionali a causa dei differenti serbatoi

o dei sistemi di gestione del gas. I costi aggiuntivi per veicolo dipendono da Paese a Paese a seconda dello sviluppo del mercato locale, ma rientrano mediamente in questi intervalli:

- Automobile e veicoli leggeri: €10,000 - €15,000
- Veicoli pesanti (motore a ciclo Diesel): €30,000 - €40,000
- Veicoli pesanti (motore a ciclo Otto): €35,000 - €50,000

Questi extra-costi sono attualmente elevati ed anche con adeguati incentivi e detassazioni i veicoli sarebbero comunque molto costosi, anche se ci si aspetta che i prezzi scendano con l'espansione del mercato. Alcune stime indicano inoltre che per diventare competitivi questi veicoli dovrebbero avere una percorrenza media annua di almeno 50.000 km o più [20].

7.0 Conclusioni

La potenzialità di queste particolari biomasse è grande, in quanto permettono di avere notevoli benefici sia economici che ambientali. Economici perché permettono utili dalla vendita di energia elettrica/termica ma anche per il riconoscimento della certificazione verde. Ambientali per i vantaggi a livello di territorio in quanto danno la possibilità di aumentare la potenzialità occupazionale ed inoltre permette di ovviare a molti aspetti negativi che si presenterebbero per lo smaltimento degli stessi ed anche per la possibilità di evitare fenomeni di inquinamento.

Purtroppo la carenza del sistema di gestione, in quanto non esiste ancora una precisa regolamentazione, comporta problematiche a livello dei sistemi di raccolta e conferimento in impianti preposti. La mancanza di impianti sul territorio non consente la valorizzazione ed i vantaggi conseguenti creando una disomogeneità di tutto il sistema. Infatti la mancanza di una sistematica raccolta non consente la positiva ricaduta sull'ambiente stesso. Ciò andrebbe regolamentato con norme che impongono ai produttori di reflui di utilizzarli nella maniera opportuna o almeno di dare informazioni sulla produzione e metterli così sul mercato. Un idoneo sistema di raccolta, con conseguente conferimento negli impianti e relativo stoccaggio provvisorio, consentirebbe di eliminarli attraverso quindi la loro valorizzazione. La politica potrebbe essere quella di avviare campagne di informazione utilizzando anche i risultati del censimento agricolo ISTAT in corso di svolgimento.

Si dovrebbe intervenire in questo sistema sia regolando il sistema di raccolta e conferimento che creando sistemi impiantistici distribuiti sul territorio allo scopo di minimizzare il trasporto dei reflui. Un aspetto importante è l'aumento occupazionale che ne deriverebbe attraverso una maggiore presenza sul territorio di tali piccoli impianti.

Infine si auspica anche una maggiore presenza sul territorio dei sistemi di distribuzione del Bio-Metano per l'utilizzo nei vari settori quali il trasporto sostenibile e l'utilizzo anche nelle aree urbane per gli usi domestici fondamentali (riscaldamento, cottura cibi, acqua sanitaria, ecc).

Bibliografia

1. Art. 2, comma 144; Legge Finanziaria 2008.
2. Direttiva 2008/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 Aprile del 2009 che precede “La promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifiche e successivamente abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”.
3. Nextville, Energie rinnovabili e efficienza energetica; sito on-line www.nextville.it.
4. Il biogas in Italia: situazione e prospettive. CRPA - Centro Ricerche Produzioni Animali, Reggio Emilia, www.crpa.it.
5. Reale F., Stolica R., Gaeta M., Ferri M., Sarnataro M., Vitale V. 2009. “Analisi e stima quantitativa della potenzialità di produzione energetica da biomassa digeribile a livello regionale. Studio e sviluppo di un modello per unità energetiche”. ENEA, Ministero dello Sviluppo Economico.
6. Balsari P. 2010. Le soluzioni disponibili per delocalizzare i reflui zootecnici. Documento on-line; [www.regione.piemonte.it/agri/dirett_nitrati/dwd/giornate_tecniche_2010/Balsari2 .pdf](http://www.regione.piemonte.it/agri/dirett_nitrati/dwd/giornate_tecniche_2010/Balsari2.pdf).
7. Società Abbanoa, la seguente articolazione tariffaria, con nota prot. n. 13559 del 03/03/2008.
8. Tamino G. 2006 “Considerazioni sulle Biomasse a uso energetico”; www.ilconsapevole.it
9. Weiland P. 2010. Biogas production: current state and perspectives. Appl Microbiol Biotechnol. 85:849-860.
10. Syngen S.r.l. 29100 Piacenza 2007. http://www.syngen.it/home/biogas_impianto_reattore.asp
11. I.R.I.M. Impianti di Mungitura, 2010. Documento on-line; <http://www.irim.eu/irim>
12. Cecchi, F., Pavan, P., Mata-Alvarez, J., Musacco, A., Vallini, G. (1993), Digesting the organic fraction of municipal solid waste. Moving from mesophilic (37°C) to thermophilic (55°C) conditions. Waste Management & Research, 403-444.
13. Harasimowicz, Orluk et al: Application of polyimide membranes for biogas purification and enrichment – Warsaw University of Technology, 2007
14. Bounaceur, Favre, Roizard: Biogas, membrane and carbon dioxide capture – Nancy Université, 2008
15. Deng, Hagg: Techno-economic evaluation of biogas upgrading process using CO2 facilitated transport membrane - Norwegian University of Science and Technology, 2009

- 16.** Stern, Charati et al: Performance of a bench-scale membrane pilot plant for the upgrading of biogas in a wastewater treatment plant – Syracuse University USA, 1998
- 17.** Nextville: <http://www.nextville.it/index/564>
- 18.** Lega Ambiente, 2009 “Biogas e BioMetano le strategie e le proposte”; http://www.gestionale.legambiente.org/ecosportello/uploads/File/dossier_def.pdf
- 19.** Consorzio Italiano di Biogas e Gassificazione; “il Biogas nei Piani di Azione delle Energie Rinnovabili. www.consorziobiogas.it/public/posizione_CIB_PAN.pdf
- 20.** Comitato Termotecnico Italiano; “Biometano”. [www.cti2000.it/Bionett/SCHEDA Biometano_ITA.pdf](http://www.cti2000.it/Bionett/SCHEDA_Biometano_ITA.pdf)